



Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2019 – 2033

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I – 1

**"Metodología & Manual de
Usuario del ME-SiProDe"**

Metodología de Proyección

El ME-SIProDe tiene como objetivo la proyección de demanda de largo plazo del SIN. Para esto, se requiere de una serie de etapas:

En primer lugar, se deben recolectar aquellos datos que puedan resultar relevantes para explicar el comportamiento de la demanda. Dado que sobre este conjunto informativo se basará la predicción, la organización de dicha información debe ser realizada bajo un marco conceptual consistente. El resultado de este proceso es la confección de la base de datos del modelo.

Dicha base contendrá toda la información histórica necesaria a los efectos de realizar las proyecciones de energía eléctrica. Además, para la constante mejora de las estimaciones, la misma deberá ser continuamente actualizada con información nueva.

Luego de la confección de la base de datos, la siguiente etapa comprende a la ejecución de los modelos econométricos y estadísticos de predicción. Los mismos buscan hallar relaciones estables entre el comportamiento de la demanda de energía eléctrica y aquellas variables que se cree que pueden afectarla. El objetivo final de estos modelos es la predicción de la demanda de energía.

En general, los modelos simples tienden a ser mejores para pronosticar, y tienen algunas ventajas relativas: (i) sus parámetros pueden ser estimados con precisión, (ii) se pueden interpretar, entender y revisar con más facilidad, y (iii) resultan más intuitivos, lo que los hace más útiles en el proceso de toma de decisiones.

Por último, se debe realizar un seguimiento de evaluación de las predicciones para mantener un proceso continuo de corrección y perfeccionamiento. Además, si fuese

posible, la ampliación del conjunto informativo permitiría una mejora sistemática de los resultados de la predicción.

Esquema de Proyección de Demanda de Energía

La ilustración presentada a continuación resume el esquema de proyección:

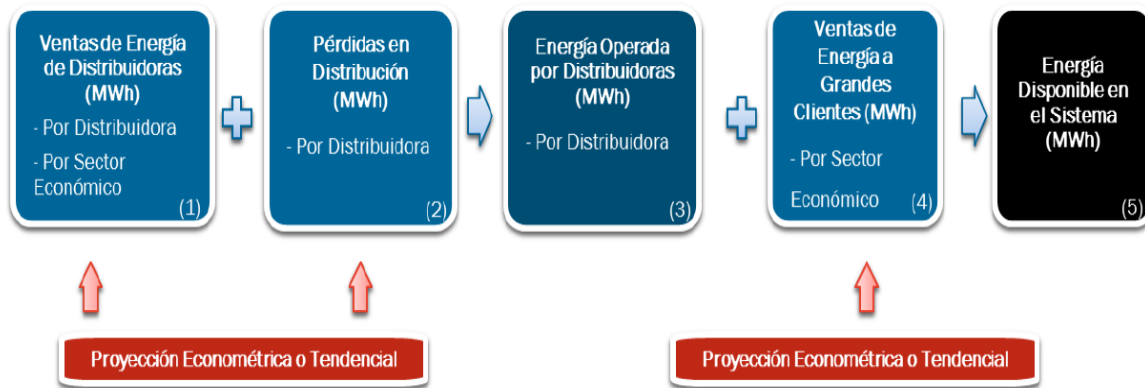


Figura 1: Esquema de Proyección de Demanda de Energía.

El esquema tiene como punto de partida a la proyección de las ventas físicas de energía a los clientes regulados. Los modelos se estiman bajo el máximo nivel de desagregación posible (por distribuidora y por sector económico) y principalmente se tratan de modelos econométricos de regresión lineal bajo el método de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO)(1).

Una vez proyectado el consumo final de energía, se estiman las pérdidas de energía de distribución (2). La suma entre ambos componentes resulta en la energía operada a nivel distribuidora (3).

El siguiente paso es la estimación de las ventas a grandes clientes (4). Al igual que para el primer caso, estas ventas se estiman mediante modelos econométricos o tendenciales y se realizan agrupando los clientes por sector económico.

La última fase del proceso de proyección de demanda de energía es el cálculo y control de la energía disponible en el sistema. Mientras que su cálculo se resume a agregar los componentes (3) y (4), su control se realiza mediante la comparación de los resultados finales con proyecciones econométricas individuales de la energía operada (que se realizan por separado). De no existir diferencias significativas se puede pasar a la siguiente etapa.

Proyección de la Potencia del Sistema

La siguiente etapa del modelo corresponde a la proyección de la potencia máxima (ver ilustración debajo).

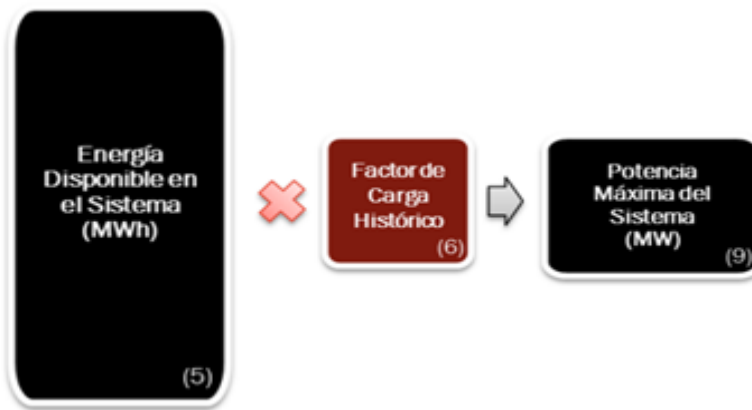


Figura 2: Esquema de Proyección de la Potencia del Sistema

Para el cálculo de la potencia máxima se divide a las proyecciones de energía calculadas en el apartado anterior por la cantidad de horas del mes y luego se multiplica a las mismas por un factor de carga (6), por ende, obtendremos la potencia máxima (9).



estudios energéticos consultores.
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

Desarrollo y adquisición del nuevo modelo de pronóstico de demanda para la planificación de largo plazo del Sistema Interconectado Nacional

Manual del Usuario

Preparada para:



Marzo, 2018

Índice General

SECCIÓN PRINCIPAL	4
1. INTRODUCCIÓN	4
2. PANTALLA DE INICIO	5
2.1. Seleccionar un Escenario Existente.....	6
2.2. Agregar Borrar o Modificar Escenarios	6
2.3. Agregar Borrar o Modificar Bloques.....	8
2.4. Importar Datos	9
3. PANTALLA PRINCIPAL	10
4. PARAMETRIZACIÓN – ABMS	10
4.1. Parámetros	10
4.2. Distribuidoras	11
5. ANÁLISIS	12
5.1. Proyectar.....	12
5.2. Curva de Carga.....	25
5.3. Potencia Máxima y Demanda por Bloque Horario	26
5.4. Comparar EDISP.....	30
6. CONSULTAS VARIABLES	31
6.1. Variables Históricas	31
6.2. Variables Proyectadas.....	32
7. SEGURIDAD	33
7.1. Usuarios.....	33
7.2. Componentes por Permiso	34
8. DASHBOARD	35
8.1. Editor	36
8.2. Master.....	39
8.3. Visor	40

Índice de Figuras

Figura 1 – Ingreso de Usuario	5
Figura 2 – Acceso a Base de Datos	5
Figura 3 – Selección de Escenario.....	6
Figura 4 – ABM de Escenarios	6
Figura 5 – ABM de Bloques	8
Figura 6 – Importar Datos	9

Figura 7 – Pantalla Principal	10
Figura 8 – ABM Parámetros	11
Figura 9 – ABM Distribuidoras	11
Figura 10 – Proyectar.....	12
Figura 11 – Proyectar PIB	14
Figura 12 – Proyectar PIB, Modelo 0, Solapa Datos.....	15
Figura 13 – Proyectar PIB, Modelo 0, Solapa Tendencia	16
Figura 14 – Proyectar PIB, Modelo 9, Solapa Datos	17
Figura 15 – Proyectar PIB, Modelo 1, Solapa Datos.....	18
Figura 16 – Proyectar PIB, Modelo 1, Solapa Coeficientes	19
Figura 17 – Proyectar: Variables Globales.....	22
Figura 18 – Proyectar: Variables de las Distribuidoras.....	23
Figura 19 – Proyectar: Variables de los Grandes Usuarios	24
Figura 20 – Curva de Carga.....	25
Figura 21 – Gráfico de Curva de Carga	26
Figura 22 – Potencia Máxima y Demanda por Bloque Horario.....	27
Figura 23 – Bloques.....	28
Figura 24 – Cálculo Diferencia Energía	28
Figura 25 – Factor de Carga	29
Figura 26 – Potencia Máxima.....	29
Figura 27 – Distribución Potencia Máxima.....	30
Figura 28 – Comparar EDISP.....	31
Figura 29 – Variables Históricas	32
Figura 30 – Variables Proyectadas.....	33
Figura 31 – Seguridad: Usuarios.....	34
Figura 32 – Seguridad: Componentes por Permiso.....	35
Figura 33 – Dashboard	36
Figura 34 – Editor: Estructura de Tablas	37
Figura 35 – Editor: Origen de Datos.....	37
Figura 36 – Editor: Componentes	38
Figura 37 – Editor: Configuración de los Campos.....	39
Figura 38 – Master.....	40
Figura 39 – Visor	41

SECCIÓN PRINCIPAL

1. INTRODUCCIÓN

El sistema informático ME-SiProDe se compone de un conjunto de módulos de software, que han sido desarrollados para proyectar la demanda futura de energía y potencia de la República de Panamá en miras de la planificación de largo plazo del Sistema Interconectado Nacional. Entre sus distintas capacidades, el ME-SiProDe permite:

- Estimar el consumo de energía de las distintas distribuidoras (Edechí, Edemet y ENSA) y grandes usuarios conectados a la red eléctrica de ETESA (incluyendo pérdidas), ya sea a partir de modelos ad-hoc o econométricos.
- Estimar la energía/potencia media por bloque horario del sistema, considerando distintas alternativas posibles (bloques fijos o variables mes a mes).
- Estimar la potencia máxima del sistema de ETESA, así como su distribución por nodo.
- Ensayar diversas especificaciones posibles sobre los modelos, permitiendo al usuario seleccionar la que mejor se adapte a los datos, tanto desde el punto de vista de los estadísticos, como el de los resultados finales obtenidos.
- Establecer la consistencia y razonabilidad de las proyecciones desagregadas al contrastar con una global de la energía disponible del sistema.
- Realizar análisis de sensibilidad, evaluando distintos escenarios de crecimiento de la demanda de energía y potencia, relacionados con las hipótesis alternativas de las variables globales incorporadas a los modelos.
- Presentar los resultados finales en forma de tablas o gráficos diseñados por el usuario que permitan su mejor comprensión o análisis.

2. PANTALLA DE INICIO

Al iniciar el ME-SiProDe, la primera pantalla que el usuario se encuentra es la siguiente:

Figura 1 – Ingreso de Usuario



ME - SiProDe

Por favor, ingrese un usuario y contraseña válidos para ingresar al sistema

Usuario
Contraseña

Aceptar Cancelar


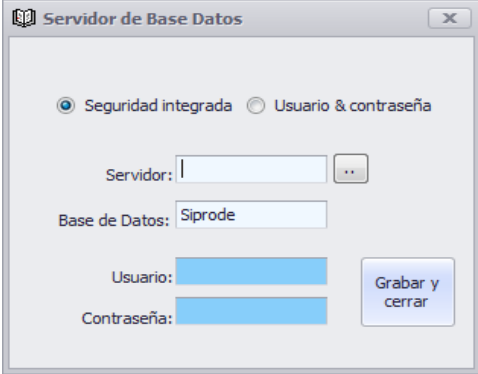
La primera vez que se utilice el software será necesario configurar la conexión a la base de datos del sistema. Ello se realiza haciendo clic sobre el ícono en forma de engranaje .

Figura 2 – Acceso a Base de Datos



Servidor de Base Datos

Seguridad integrada Usuario & contraseña

Servidor:

Base de Datos:

Usuario:


Contraseña:

Grabar y cerrar

En esta ventana se deberá completar:

- Servidor: el nombre de la instancia SQL que haya sido documentado previamente
- Nombre de la base: -
- Usuario: -
- Contraseña: la que haya sido definida al momento de crear el usuario.

Luego de grabar y cerrar, se retorna a la pantalla de ingreso del usuario, en la cual deberá completarse el nombre de Usuario y la Contraseña correspondientes para poder acceder al sistema.

 El sistema se instala con un usuario con un perfil Administrador creado, el cual será el punto de partida para la utilización del mismo. Dicho perfil permitirá crear el resto de los usuarios.


2.1. Seleccionar un Escenario Existente

Al acceder al sistema, se abre una ventana en la cual figuran los escenarios previamente construidos y algunas opciones adicionales previas a la proyección:

Figura 3 – Selección de Escenario



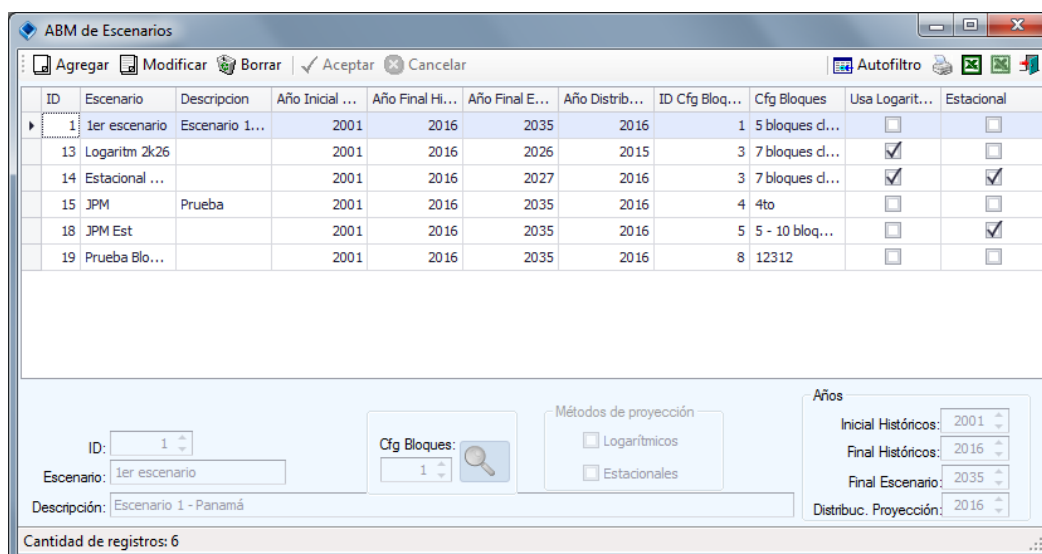
Se elegirá un escenario existente toda vez que el usuario desee continuar o terminar una proyección comenzada previamente.

 Un Escenario es un conjunto de datos pertenecientes a una simulación. Se guardan bajo un nombre y con un conjunto de parámetros (por ejemplo: años origen y fin de proyección, año de distribución). También almacena los datos de demanda que se proyectaron; permitiendo luego comparar proyecciones entre distintos escenarios.

2.2. Agregar Borrar o Modificar Escenarios

El botón ABM de Escenarios es la herramienta que permite agregar nuevos escenarios, realizar modificaciones sobre aquellos previamente creados o simplemente borrarlos.

Figura 4 – ABM de Escenarios



Si se opta por crear o modificar un escenario, el usuario deberá especificar:

- 1) Escenario: nombre del escenario para poder identificarlo.
- 2) Descripción: campo para poder indicar mediante un párrafo todo lo que se desee respecto del escenario.
- 3) Año inicial Históricos: se indica el año a partir del cual (con éste incluido) se tomarán datos históricos para realizar la proyección de toda variable.
- 4) Año final Históricos: se indica el año hasta el cual se tomarán datos históricos para proyectar.
- 5) Año Final de Escenario: se refiere al año horizonte de la proyección.
- 6) Año Distribución de la Proyección: corresponde al año que será tomado como base para la estimación de la curva de carga futura y la demanda de energía por bloques horarios.
- 7) Configuración de Bloques: al hacer clic en el ícono de la lupa se puede seleccionar la configuración de bloques horarios a utilizar. Estos se encuentran predefinidos y pueden modificados en el ABM de Bloques (que se explica en el siguiente apartado).
- 8) Métodos de Proyección: permite seleccionar la metodología de estimación de los modelos. Las variantes son dos la utilización de modelos en nivel o logaritmos y la consideración o no de estacionalidad en las proyecciones.








A fines de mantener la consistencia, una vez que se selecciona una de estas opciones, todos los modelos econométricos estimados a futuro tendrán dichas características. La metodología de proyección que utiliza las variables en logaritmos y considera la estacionalidad es la usualmente recomendada en la práctica.

Una vez finalizada la carga de todos los parámetros necesarios para la definición del escenario, se deberá guardar el mismo seleccionando el botón de comando Aceptar.

Para eliminar un escenario existente, el Usuario deberá pararse sobre el escenario que desea modificar y seleccionar el botón Borrar, una ventana pedirá confirmación antes de eliminarlo definitivamente.

Además de estas tres opciones, el sistema cuenta con otras opciones básicas representadas en forma de íconos y que luego se verán repetidas en diversas ocasiones:

- Tal como lo indica su nombre, el ícono de Autofiltro  Autofiltro , permite filtrar los registros que se visualizan en la tabla de Escenarios. Se agrega en la fila superior de la tabla, un renglón en el cual se pueden ingresar letras que reducirán el contenido de lo que se muestra. Es útil para cuando la cantidad de escenarios exceda lo visible de la pantalla.
- El ícono de la impresora  se utiliza para imprimir el contenido de la tabla que se está visualizando.
- El primer ícono de Excel  se utiliza guardar en contenido de la tabla, a un archivo en formato Excel XLSX (versión 2007 en adelante)
- El segundo ícono de Excel  posee una funcionalidad similar al anterior, pero guarda el archivo en formato Excel XLS (versiones previas de Excel).
- El ícono de la puerta  cierra la pantalla.



Una vez definidos los parámetros de todos los escenarios que se desea evaluar, se deberá cerrar la pantalla ABM de Escenarios, regresando al menú de selección de escenarios.

2.3. Agregar Borrar o Modificar Bloques

El botón ABM de Bloques es la herramienta que permite agregar nuevas configuraciones de bloques horarios, realizar modificaciones sobre aquellos previamente creados o simplemente borrarlos.

Figura 5 – ABM de Bloques

Si se opta por crear una configuración de bloques, el usuario deberá especificar:

- 1) ID: Número identificador de la configuración.
- 2) Descripción: breve descripción de la configuración de bloques.
- 3) # de bloques: campo para indicar la cantidad de bloques mensuales.
- 4) Mes: mes para el cual planea configurar los bloques (puede ser distinto mes a mes o todos los meses por igual)
- 5) Opciones de Cluster: campo para poder indicar si se desea incluir cluster de pico, semi-pico o valle, y con que porcentajes del total de horas asignadas a cada uno.
- 6) Calcular Bloques: luego de configurar todos los campos, dar clic aquí y aceptar la configuración creada.

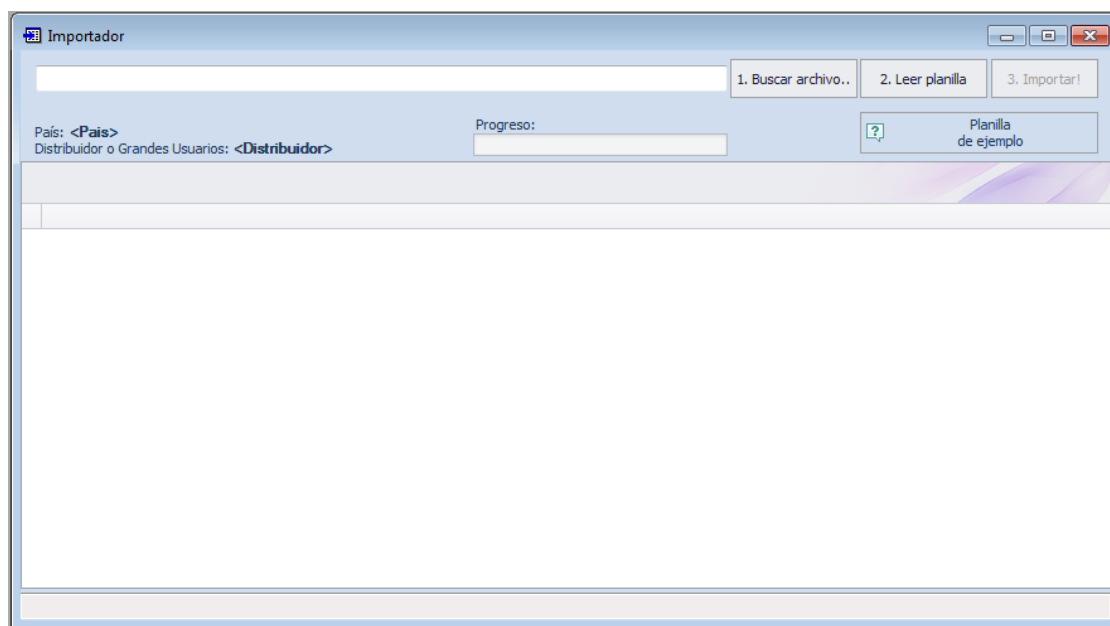
AB

2.4. Importar Datos

Por último, la ventana Importar Datos, permite importar las series de información correspondientes a las variables históricas, energía disponible del sistema, curva de carga y porcentajes utilizados para la distribución por nodo.

Cualquiera sea el caso, si se decide importar datos de alguno de estos grupos, se abrirá una ventana con las siguientes opciones:

Figura 6 – Importar Datos

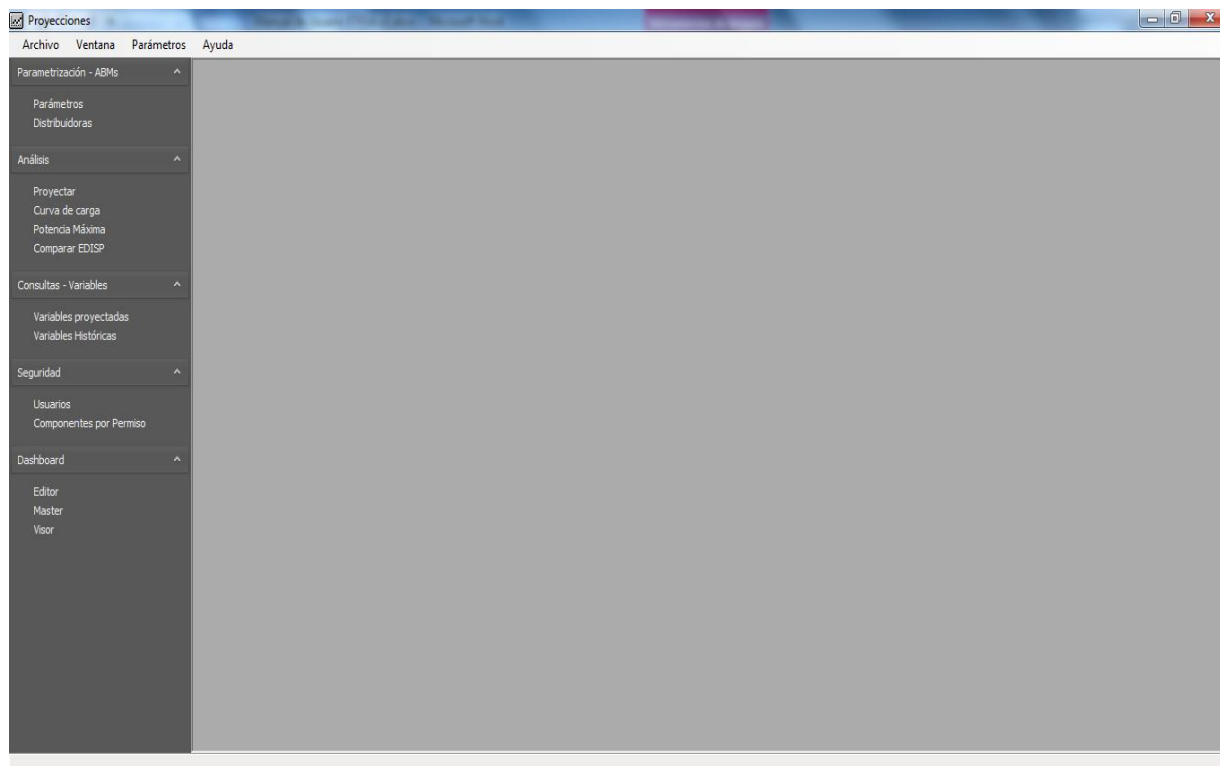


- Planilla de Ejemplo: muestra un ejemplo de planilla, la cual se encuentra organizada bajo el formato que necesita el ME-SiProDe para poder importar la información. Es importante que el formato de las planillas sea el mismo.
- Buscar Archivo: campo para poder indicar el archivo del cual se desean importar los datos
- Leer Planilla: permite leer la planilla seleccionada antes de importarla.
- Importar: importa los datos al sistema.

3. PANTALLA PRINCIPAL

Una vez seleccionado el escenario aparecerá la siguiente pantalla principal:

Figura 7 – Pantalla Principal



Al costado izquierdo de la pantalla figuran las principales opciones del usuario separadas en cinco módulos. Los apartados a continuación describen en detalle la funcionalidad de las mismas.

4. PARAMETRIZACIÓN – ABMs

El primer módulo del ME-SiProDe es el de Parametrización – ABMs el cual comprende las distintas opciones de administración de tablas y configuración del sistema.

4.1. Parámetros

La herramienta Parámetros permite modificar valores que impactan en el comportamiento del sistema. Para evitar que se utilicen valores estáticos dentro del código fuente, se crean estos parámetros que son consultados por la aplicación, y que además pueden ser modificados por el administrador del sistema:

Figura 8 – ABM Parámetros

ID Parametro	ID Seq	Valor Numerico	Valor Texto	Valor Fecha	Descripcion	Valor Boolean
Decimales	1	3			cantidad de d...	<input type="checkbox"/>
GrabaDatos_...	1					<input checked="" type="checkbox"/>
Paso	1	12		01/01/1900	Unidad de me...	<input type="checkbox"/>
TopologiaPais	1	0			IDRegistro en...	<input type="checkbox"/>

ID Parámetro: Decimales Valor Numérico: 3 Valor Fecha: 01/01/1900
 ID Seq: 1 Valor Texto: Valor Bool: Verdadero Falso
 Descripción: cantidad de decimales a mostrar en reportes y salidas
 Cantidad de registros: 4

Se pueden administrar (agregar, modificar o borrar) distintas opciones como por ejemplo la cantidad de decimales en los reportes de salida, las unidades de salida de las proyecciones de demanda, etc.

4.2. Distribuidoras

La herramienta Distribuidoras permite agregar, modificar o borrar la información correspondiente a distribuidoras o grandes usuarios de ETESA. La pantalla que se visualiza es la siguiente:

Figura 9 – ABM Distribuidoras

ID_Registro	ID_Distribuidora	Distribuidora
0	3	Edechi
0	2	Edemet
0	1	Ensa
0	4	Grandes Usuarios

ID Registro: 0 ID Distribuidora: 3
 Distribuidora: Edechi
 Cantidad de registros: 4

Sólo se utiliza en el caso que, a futuro, se deba incorporar una nueva distribuidora o grupo de grandes usuarios para incluir en las proyecciones.

AB

5. ANÁLISIS

5.1. Proyectar

La primera opción que figura en el módulo de Análisis es la de Proyectar. La misma es la principal herramienta del ME-SiProDe y permite realizar todas las proyecciones de la demanda seleccionando los modelos más adecuados para cada caso. Cuando se da clic en esta opción aparecerá la siguiente pantalla:

Figura 10 – Proyectar



Escenario: JPM - 2035

País: Panamá

Variab. Globales Variab. Distrib Grandes Usuarios

Variables a proyectar

- PIB
- POB
- PIBIND
- PIBCOM
- IMAE
- EDISPSIST
- COSTMARG
- TEMPMAX
- TEMPMIN
- CTOT_Pais


Estado de Proyecciones


En primer lugar, en la parte superior de la ventana se visualiza el escenario elegido, detallando además el año fin de proyección del mismo.

Luego, existen tres pestañas debajo que separan las variables globales (que serán las explicativas de los modelos), las variables asociadas al consumo de las distribuidoras y las variables de consumo de los grandes usuarios.

Cada una de estas variables posee una serie de modelos posibles a través de los cuales se pueden estimar sus valores futuros. Dichos modelos pueden ser de dos clases: modelos ad-hoc, donde el usuario posee una proyección ex-ante de la tasa de crecimiento de la variable o del valor que la misma alcanzará para un año dado; o modelos econométricos, donde el usuario estimará los valores futuros a partir del comportamiento de otras variables relacionadas o la propia historia de la serie.

Los modelos posibles para cada variable han sido preseleccionados de forma tal que resulten acordes dado el comportamiento de la variable.

 En color verde se puede ver rápidamente las variables que ya fueron proyectadas y sus resultados guardados. Las variables en color rojo aún no han sido proyectadas.


 El botón Estado de las Proyecciones permite recordar rápidamente mediante qué modelo se proyectó cada variable y, de ser posible, cuál fue su estadístico de R^2 .

5.1.1. ¿Cómo Proyectar?

Para realizar una proyección se selecciona la variable de interés y luego se elige uno de los métodos posibles asociados a dicha variable. Al hacerlo, se abre la ventana de proyección. A modo de ejemplo, si el objetivo fuese proyectar el PIB, la ventana se vería de la manera siguiente:



Figura 11 – Proyectar PIB



The screenshot shows a software interface for projecting GDP (PIB). At the top, there are two dropdown menus: 'Escenario' (Scenario) set to 'JPM - 2035' and 'País' (Country) set to 'Panamá'. Below these are three tabs: 'Variab. Globales' (Global Variables), 'Variab. Distrib' (Distribution Variables), and 'Grandes Usuarios' (Large Users). The 'Variab. Globales' tab is active, showing a tree view under 'Variables a proyectar' (Variables to project). The tree includes 'PIB' (GDP) with three sub-models: 'Modelo 0', 'Modelo 1', and 'Modelo 9'. Other variables listed are POB, PIBIND, PIBCOM, IMAE, EDISPSIST, COSTMARG, TEMPMAX, TEMPMIN, and CTOT_Pais. At the bottom of the interface is a button labeled 'Estado de Proyecciones' (Projection Status).


El PIB, al igual que la mayoría de las variables globales puede ser estimado a partir los siguientes tres modelos:

- Modelo 0: Modelo ad-hoc de tasa tendencial mensual.
- Modelo 1: Modelo econométrico de tendencia determinística.
- Modelo 9: Modelo ad-hoc de valor objetivo.

Dependiendo del modelo que se elija, las ventanas que se abrirán serán distintas.

a) **Modelos ad-hoc**

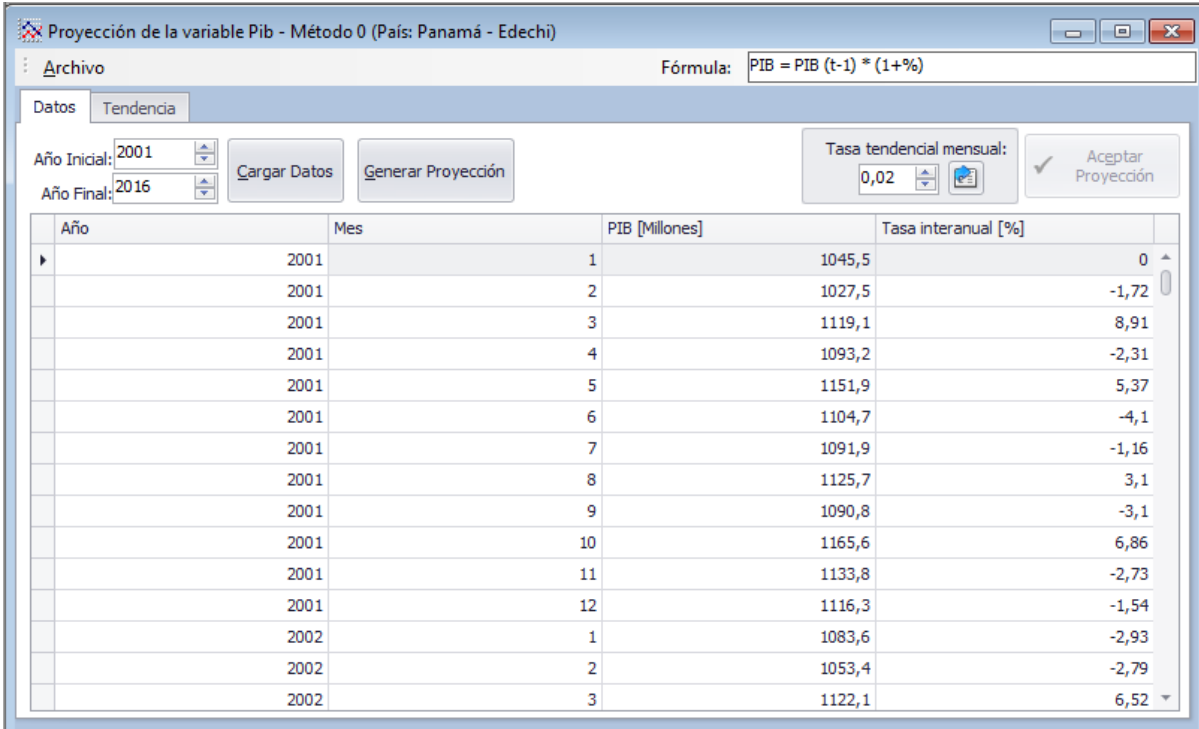
Los modelos ad-hoc tienen como característica principal que el usuario ya conoce de alguna manera externa cual será el comportamiento futuro de la variable (ya sea su tendencia de crecimiento o el valor objetivo que alcanzará la variable para el año del horizonte de proyección).

 Pueden ser de particular interés para el caso de indicadores socioeconómicos, como puede ser el PIB o la Población Nacional Urbana, ya que para dichas series, distintos organismos oficiales (INEC, Banco Mundial, FMI, etc.) poseen pronósticos razonables del comportamiento de las mismas.

a.1) **Modelo 0: Tasa Tendencial Mensual**

Si se elige por ejemplo el Modelo 0, se abrirá la siguiente ventana:

Figura 12 – Proyectar PIB, Modelo 0, Solapa Datos




Año	Mes	PIB [Millones]	Tasa interanual [%]
2001	1	1045,5	0
2001	2	1027,5	-1,72
2001	3	1119,1	8,91
2001	4	1093,2	-2,31
2001	5	1151,9	5,37
2001	6	1104,7	-4,1
2001	7	1091,9	-1,16
2001	8	1125,7	3,1
2001	9	1090,8	-3,1
2001	10	1165,6	6,86
2001	11	1133,8	-2,73
2001	12	1116,3	-1,54
2002	1	1083,6	-2,93
2002	2	1053,4	-2,79
2002	3	1122,1	6,52

Las ventanas de los modelos ad-hoc poseen solo dos solapas. En la primera de ellas, denominada Datos se pueden observar las series históricas a considerar, al igual que se configura y se realizan las proyecciones:

- 1) **Año Inicial – Año Final:** Permite seleccionar que años de información que se van a utilizar para realizar la proyección. Por defecto se incluyen todos los años del escenario, aunque la existencia de valores atípicos en la serie o directamente la falta de datos puede hacer que se tomen menos. Es más relevante para el caso de los modelos econométricos.
- 2) **Cargar Datos:** Carga los datos de las variables a utilizar en la proyección. Si se modificaron el Año Inicial o el Año Final, debe dar clic en este botón luego.
- 3) **Tasa de Tendencia Mensual:** Para el caso del Modelo 0, el usuario deberá incorporar la



tasa de crecimiento que espera para la variable (en este ejemplo el PIB). Esto puede hacerse a través de la herramienta  que pega la tasa seleccionada en todos los valores, o cliqueando y modificando una por una en la tabla de datos.

- 4) **Generar Proyección:** Una vez determinados los valores de los ítems anteriores se puede proceder a generar la proyección dándole clic a este botón.
- 5) **Solapa Tendencia:** La solapa denominada Tendencia permite realizar una revisión gráfica de la variable, tanto para los años históricos, como para los proyectados (en el caso de hacer clic antes de haber generado la proyección, los valores futuros serán iguales a cero).


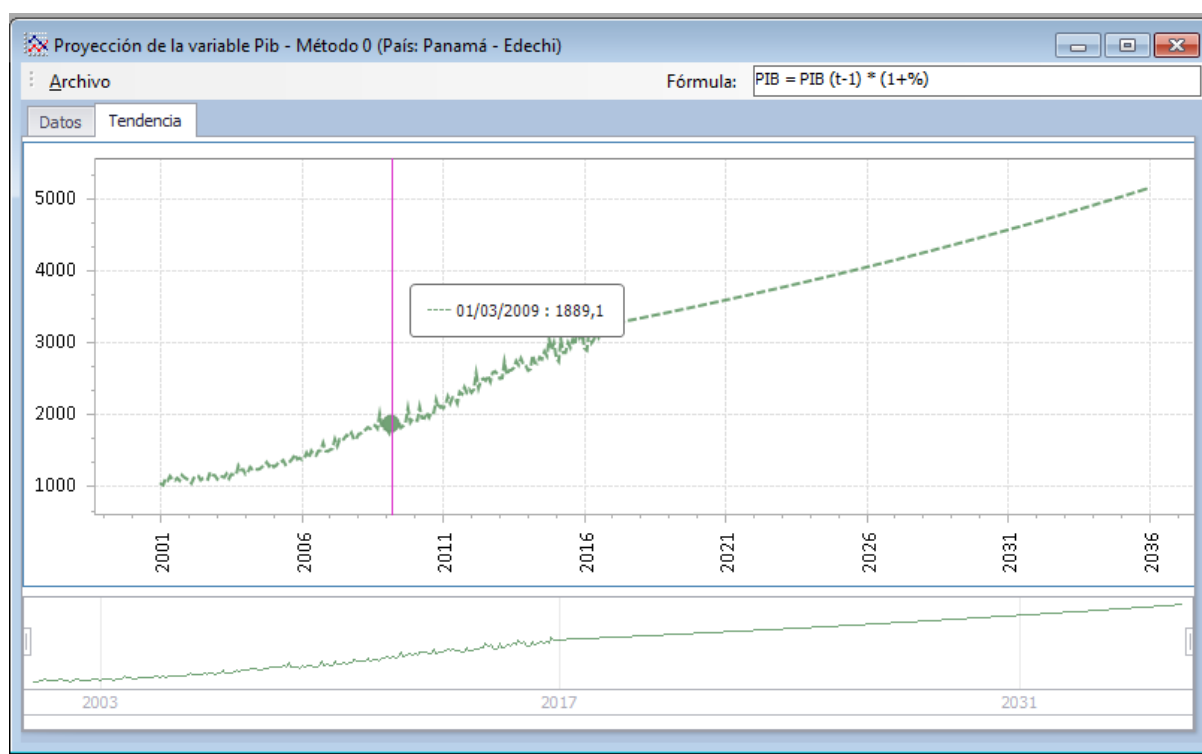
 Previo a realizar cualquier proyección, siempre es recomendable realizar un análisis gráfico de la serie a fines de poder anticiparse a algunos problemas como la presencia de valores atípicos (statistical outliers) que pudiesen afectar negativamente las predicciones.

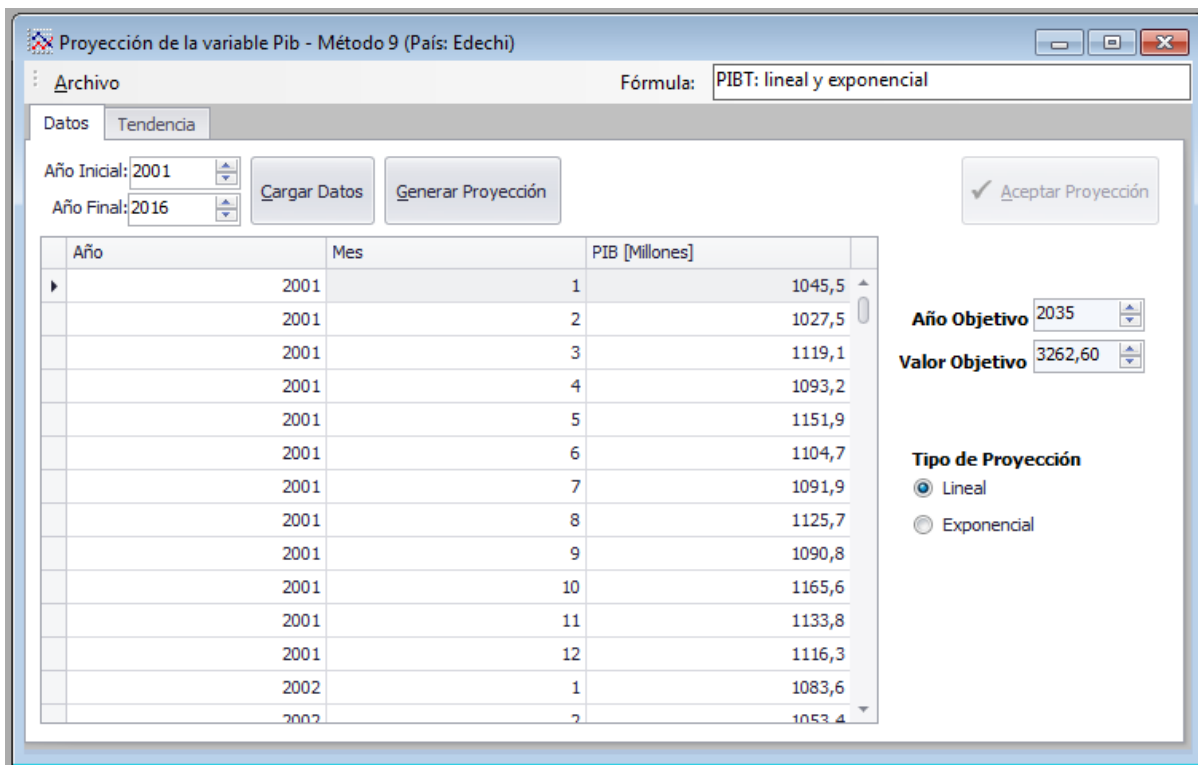
Figura 13 – Proyectar PIB, Modelo 0, Solapa Tendencia



- 6) **Aceptar Proyección:** Este botón recién aparecerá como disponible cuando la proyección se haya generado. El mismo permite almacenar la proyección realizada sobre-escribiendo cualquier versión anterior. Además es posible exportar los resultados a un archivo de formato excel.

a.1) Modelo 9: Valor Objetivo

El modelo 9 de Valor Objetivo es similar al anterior con la excepción que el usuario debe elegir cual será el valor objetivo alcanzado por la variable para el año final del horizonte de proyección.

Figura 14 – Proyectar PIB, Modelo 9, Solapa Datos


Proyección de la variable Pib - Método 9 (País: Edechi)

Fórmula: PIBT: lineal y exponencial

Datos Tendencia

Año Inicial: 2001 Cargar Datos Generar Proyección

Año Final: 2016 Aceptar Proyección

Año	Mes	PIB [Millones]
2001	1	1045,5
2001	2	1027,5
2001	3	1119,1
2001	4	1093,2
2001	5	1151,9
2001	6	1104,7
2001	7	1091,9
2001	8	1125,7
2001	9	1090,8
2001	10	1165,6
2001	11	1133,8
2001	12	1116,3
2002	1	1083,6
2002	2	1053,4

Año Objetivo: 2035

Valor Objetivo: 3262,60

Tipo de Proyección


Lineal

Exponencial

En este caso, el procedimiento para proyectar es el mismo con la excepción que, antes de dar clic en Generar Proyección se deben configurar las siguientes casillas:

- 1) Año Objetivo: El año final de la proyección.
- 2) Valor Objetivo: El valor que se espera que la variable alcanzará para dicho año.
- 3) Tipo de Proyección: Seleccionar si se desea que la proyección sea lineal o exponencial.

Una vez seleccionados estos valores se continúa con el mismo procedimiento de Generar Proyección y luego Aceptar la Proyección si ha sido satisfactoria.

 Para ciertas variables globales, el modelo de Valor Objetivo puede resultar de mayor interés que el tendencial. Por ejemplo, el usuario podría poseer un pronóstico de que el costo marginal real rondará cierto valor para el año del horizonte de proyección.

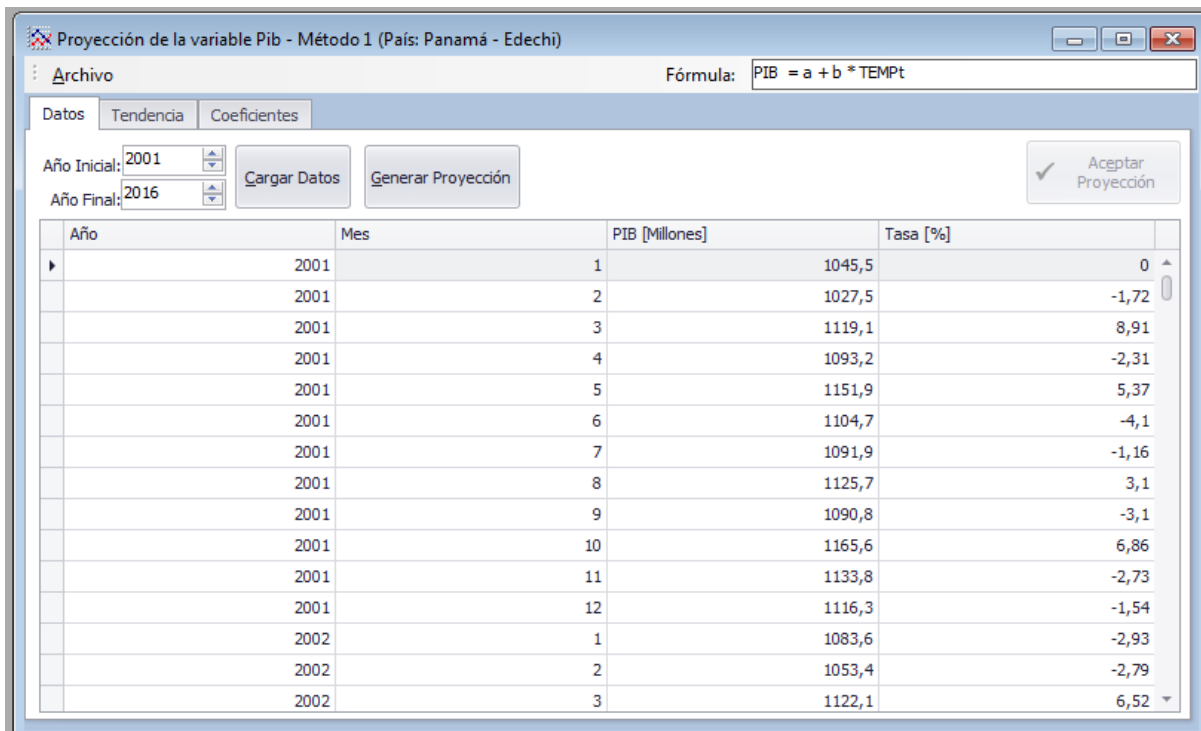
b) Modelos Econométricos

Una de las principales herramientas del ME-SiProDe es la posibilidad de estimar modelos econométricos para la proyección de las series de tiempo. Estos modelos se caracterizan tanto por su simplicidad, como también por su sustento teórico y empírico. Los mismos permiten contrastar las relaciones de dependencia entre los datos que resultan estables a lo largo del tiempo y, en consecuencia, utilizar tales relaciones para predecir el futuro, evaluando las probabilidades de ocurrencia para distintos rangos de valores.

Si bien el software cuenta con una gran cantidad de modelos, no todos están disponibles para cada serie. Solo es posible estimar aquellos para los cuales la especificación puede resultar

acorde. Continuando con el ejemplo del PIB, solo se encuentra disponible el Modelo 1 de tendencia determinística:

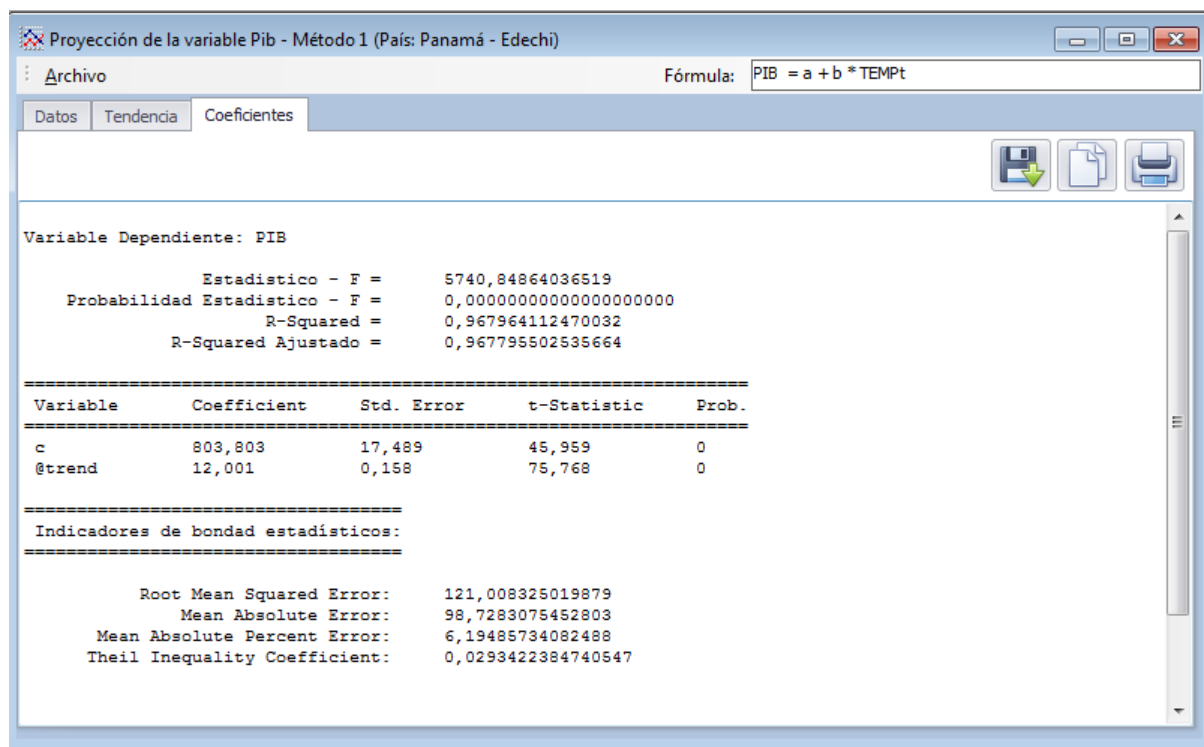
Figura 15 – Proyectar PIB, Modelo 1, Solapa Datos



Año	Mes	PIB [Millones]	Tasa [%]
2001	1	1045,5	0
2001	2	1027,5	-1,72
2001	3	1119,1	8,91
2001	4	1093,2	-2,31
2001	5	1151,9	5,37
2001	6	1104,7	-4,1
2001	7	1091,9	-1,16
2001	8	1125,7	3,1
2001	9	1090,8	-3,1
2001	10	1165,6	6,86
2001	11	1133,8	-2,73
2001	12	1116,3	-1,54
2002	1	1083,6	-2,93
2002	2	1053,4	-2,79
2002	3	1122,1	6,52

Como se puede ver, la ventana para proyectar es similar a las mencionadas anteriormente. Los pasos para proyectar los modelos econométricos son iguales, con la excepción que, por las características intrínsecas de los mismos, no debe fijarse previamente ninguna tasa o valor objetivo:

- 1) **Año Inicial – Año Final:** Permite seleccionar que años de información que se van a utilizar para realizar la proyección. Por defecto se incluyen todos los años del escenario, aunque la existencia de valores atípicos en la serie o directamente la falta de datos puede hacer que se tomen menos. Es más relevante para el caso de los modelos econométricos.
- 2) **Cargar Datos:** Carga los datos de las variables a utilizar en la proyección. Si se modificaron el Año Inicial o el Año Final, debe dar clic en este botón luego. Se debe tener en cuenta que para proyectar modelos que utilizan otras variables explicativas debe haber previamente un pronóstico de las mismas, sino el software no dejará realizar las proyecciones y marcará un error.
- 3) **Generar Proyección:** Una vez determinados los valores de los ítems anteriores se puede proceder a generar la proyección dándole clic a este botón.
- 4) **Solapa Coeficientes:** Luego de haber generado la proyección econométrica, el siguiente paso es comprobar el correcto ajuste de la misma en la solapa coeficientes.

Figura 16 – Proyectar PIB, Modelo 1, Solapa Coeficientes



- Estadístico F: da cuentas de si el modelo en su conjunto es relevante para explicar el comportamiento de la variable explicada. Si la probabilidad es menor a 0.05 se rechaza la hipótesis nula de no significatividad al 5% (nivel de confianza usual).
- R^2 y R^2 Ajustado: es una medida de la “bondad del ajuste” del modelo. Mide en qué medida la línea de regresión muestral se ajusta a los datos observados. Puede tomar valores entre 0 y 1 donde mientras más cercano se esté a 1, mayor es la proporción de la variación total que está explicada por las variables dependientes del modelo. La versión ajustada del R^2 es similar y penaliza la sobre-parametrización (inclusión de muchas variables explicativas o independientes)
- Coeficientes de la Variable: son los coeficientes asociados a cada variable explicativa del modelo (en este caso la tendencia determinística y la constante). A partir del error estándar y el estadístico T se puede saber si la variable es significativa estadísticamente para explicar el comportamiento de la variable explicada (PIB). Una forma fácil de verlo es revisar la columna probabilidad. Si la misma es menor a 0.05 se rechaza la hipótesis nula de no significatividad al 5% (nivel de confianza usual).



Si una variable resulta no significativa, excepto que se trate de la constante o una dicotómica estacional, el enfoque correcto requiere quitar la variable a fines de no sobre-parametrizar el modelo.

- Estadístico de Durbin-Watson: permite evaluar la existencia de autocorrelación en una regresión lineal. Con ello se busca ver si los valores presentan algún tipo de

dependencia en cuanto al orden de obtención, algo que de suceder, haría fallar uno de los supuestos del método de MCO. Un valor que se aleje mucho de 2 da cuenta de autocorrelación.

 Si se rechaza la hipótesis nula de que no existe autocorrelación, una posible solución sería tomar modelos con rezagos.


- Criterios de Akaike, Schwarz y Hannan-Quinn: estos criterios de información permiten evaluar de manera relativa la bondad de ajuste. Dado un conjunto de modelos posibles, el preferido será aquel que posea el valor mínimo. Estos criterios no sólo recompensan la bondad de ajuste, sino que también desalientan el sobreajuste al incluir una penalidad creciente del número de parámetros.
 - RMSE, MAE y MAPE: Root Mean Square Error, Mean Absolute Error y Mean Absolute Percent Error son métricas usualmente utilizadas para evaluar la capacidad predictiva del modelo, donde los menores valores indican un mejor resultado. Se calculan comparando los valores predichos con los observados (durante el período muestral o en el período de predicción una vez cumplido el mismo). Las dos primeras se encuentran en las mismas unidades que la variable mientras que la tercera en porcentajes.
 - El coeficiente de desigualdad de Theil permite también permite evaluar la capacidad predictiva de los modelos al comparar los valores predichos con los observados pero tiene una métrica distinta. Sus valores varían entre 0 y 1, siendo los cercanos a 0 los correspondientes a las mejores predicciones. A su vez puede ser descompuesto en tres componentes: error porcentual de sesgo, de varianza y de covarianza. Si el pronóstico es “bueno”, el término de covarianza debe representar un alto porcentaje.
 - Todos los coeficientes pueden ser exportados a un archivo de formato excel si fuese necesario.
- 5) Solapa Tendencia: La solapa denominada Tendencia permite la revisión gráfica de la variable, tanto para los años históricos, como para los proyectados (en el caso de hacer clic antes de haber generado la proyección, los valores futuros serán iguales a cero).
- 6) Aceptar Proyección: Volviendo a la pestaña datos, el botón Aceptar Proyección permite almacenar la proyección realizada sobre-escribiendo cualquier versión anterior. Además es posible exportar los resultados a un archivo de formato excel.

b.1) Especificaciones Posibles

El ME-SiProDe cuenta con múltiples modelos econométricos posibles. A continuación se describe brevemente cada uno de ellos:

- 1) Modelo 1 – Tendencia Determinística: proyecta a la variable dependiente de acuerdo al paso del tiempo mediante la utilización de un modelo lineal.

$$ENE_{i,t} = \alpha + \beta_1 * TREND_t + u_t$$

 En este tipo de modelos, el objetivo central es entender cómo se comporta la variable dependiente a través del tiempo sin importar las causas detrás de dicha conducta. Puede resultar de interés para el usuario en ocasiones donde, debido a las características del agente, su demanda de energía no se encuentra correlacionada con ninguna variable observable o cuya información esté disponible.

- 2) Modelo 2 – Crecimiento Económico: proyecta a la variable dependiente de acuerdo al comportamiento del PIB de Panamá (total, industrial o comercial de acuerdo al sector).

$$ENE_{i,t} = \alpha + \beta_1 * PIB_t + u_t$$



Este tipo de modelo es ampliamente utilizado ya que da cuenta de la influencia que el aumento del producto o ingreso posee en el consumo energético.

- 3) Modelo 3 – Crecimiento Económico y Demográfico: proyecta a la variable dependiente de acuerdo al comportamiento del PIB total per cápita de Panamá y el crecimiento de la población urbana.

$$ENE_{i,t} = \alpha + \beta_1 * PIBpc_t + \beta_2 * POB_t + u_t$$



Por definición, a la hora analizar el crecimiento del PIB de un país se está considerando a la variación su población. Por ese motivo se debe dividir al PIB en su versión per cápita, la cual filtra dicho efecto (si no la regresión podría presentar problemas de elevada multicolinealidad). Este modelo es relevante para el consumo residencial.

- 4) Modelo 4 – Crecimiento Económico y Variación de Precios: proyecta a la variable dependiente de acuerdo al comportamiento del PIB de Panamá (total, industrial o comercial) y la variación real de los precios de la energía.

$$ENE_{i,t} = \alpha + \beta_1 * PIB_t + \beta_2 * PRECIO_t + u_t$$



Si bien este modelo posee la debilidad de precisar un pronóstico certero de la evolución de los precios (tarifa media real o costo marginal real), su beneficio es que permite distinguir el efecto ingreso del efecto precio en el consumo de energía.

- 5) Modelo 5 – Autorregresivo de Orden 12: busca predecir el comportamiento de la variable de interés mediante los valores pasados o rezagados de sí misma, y por los términos estocásticos del error.

$$ENE_{i,t} = \alpha + \delta * ENE_{i,t-12} + u_t$$



Este tipo de modelos puede ser de utilidad cuando no se observa una relación clara entre la variable explicada y las globales de la economía de Panamá.

- 6) Modelo 6 – Ajuste Parcial: proyecta a la variable dependiente de acuerdo al comportamiento del PIB de Panamá (total, industrial o comercial) e incluye un término rezagado de la variable explicada.

$$ENE_{i,t} = \alpha + \beta_1 * PIB_t + \delta * ENE_{i,t-N} + u_t$$



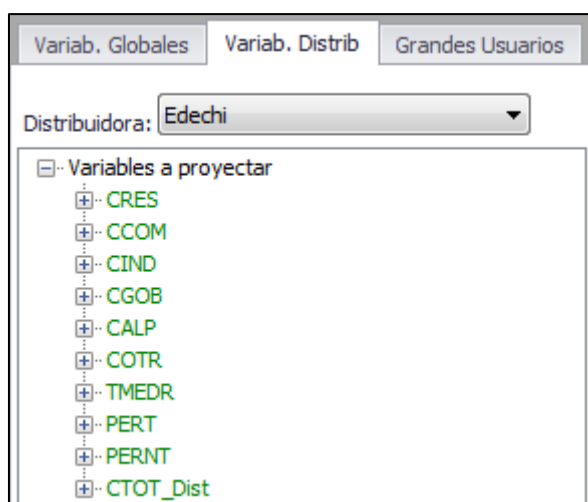
La inclusión del término autorregresivo de un período permite tener en cuenta el efecto de rezago que normalmente se observa en la demanda de energía residencial: cuando aumenta el ingreso de los consumidores, estos tienden a esperar para incrementar su consumo hasta tanto consideren que el aumento del ingreso es permanente y no transitorio.

- PIB: Producto Interno Bruto trimestral de Panamá, a precios constantes de comprador Base 2007 (en millones de balboas), encadenados por volumen. Llevado a periodicidad mensual a partir del comportamiento del IMAE (Fuente: INEC).
- POB: Población Urbana de Panamá llevada a cifras mensuales (Fuente: CEPAL).
- PIBIND: Producto Interno Bruto trimestral del sector Manufacturas de Panamá, a precios constantes de comprador Base 2007 (en millones de balboas), encadenados por volumen. Llevado a periodicidad mensual a partir del comportamiento del IMAE (Fuente: INEC).
- PIBCOM: Producto Interno Bruto trimestral de los sectores Comercio y Servicios, Hoteles y Enseñanza Privada de Panamá, a precios constantes de comprador Base 2007 (en millones de balboas), encadenados por volumen. Llevado a periodicidad mensual a partir del comportamiento del IMAE (Fuente: INEC).
- IMAE: Indicador Mensual de Actividad Económica, Promedio de 1996=100 (Fuente: Contraloría General de la República de Panamá).
- EDISPSIST: Energía Disponible del Sistema (Fuente: ETESA).
- COSTMARG: Costo Marginal del sistema en Balboas constantes por MWh del 2013 (Fuente: ETESA)
- TEMPMAX: Promedio mensual de las temperaturas máximas diarias (Fuente: ETESA).
- TEMPMIN: Promedio mensual de las temperaturas mínimas diarias (Fuente: ETESA).
- CTOT_Pais: Consumo Total del País. Se construye a partir de la suma de los consumos de las distribuidoras y los grandes usuarios, considerando cuando fuese preciso las pérdidas de la red.

5.1.3. Variables de las Distribuidoras

La segunda solapa contiene las variables históricas de las distribuidoras. El usuario deberá elegir la empresa para la cual decide proyectar su demanda a partir de la lista desplegable ubicada en la parte superior (EDECHI, EDEMET o ENSA):

Figura 18 – Proyectar: Variables de las Distribuidoras



- CRES: Consumo Residencial, energía en MWh (Fuente: ETESA).
- CCOM: Consumo Comercial, energía en MWh (Fuente: ETESA).
- CIND: Consumo Industrial, energía en MWh (Fuente: ETESA).
- CGOB: Consumo Gobierno, energía en MWh (Fuente: ETESA).
- CALP: Consumo Alumbrado Público, energía en MWh (Fuente: ETESA).
- COTR: Consumo Otros, energía en MWh (Fuente: ETESA).
- TMEDR: Tarifa Media Real de la distribuidora, en Balboas constantes por MWh (Fuente: ETESA).
- PERT: Pérdidas técnicas de la distribuidoras en % (Fuente: ETESA).
- PERNT: Pérdidas no técnicas de la distribuidoras en % (Fuente: ETESA).
- CTOT_Dist: Consumo total de la distribuidora. Se construye a partir de la suma de los distintos consumos sectoriales multiplicado por uno más las pérdidas técnicas y no técnicas.

5.1.4. Variables de los Grandes Usuarios

La última solapa contiene las variables históricas de consumo de los grandes usuarios:

Figura 19 – Proyectar: Variables de los Grandes Usuarios



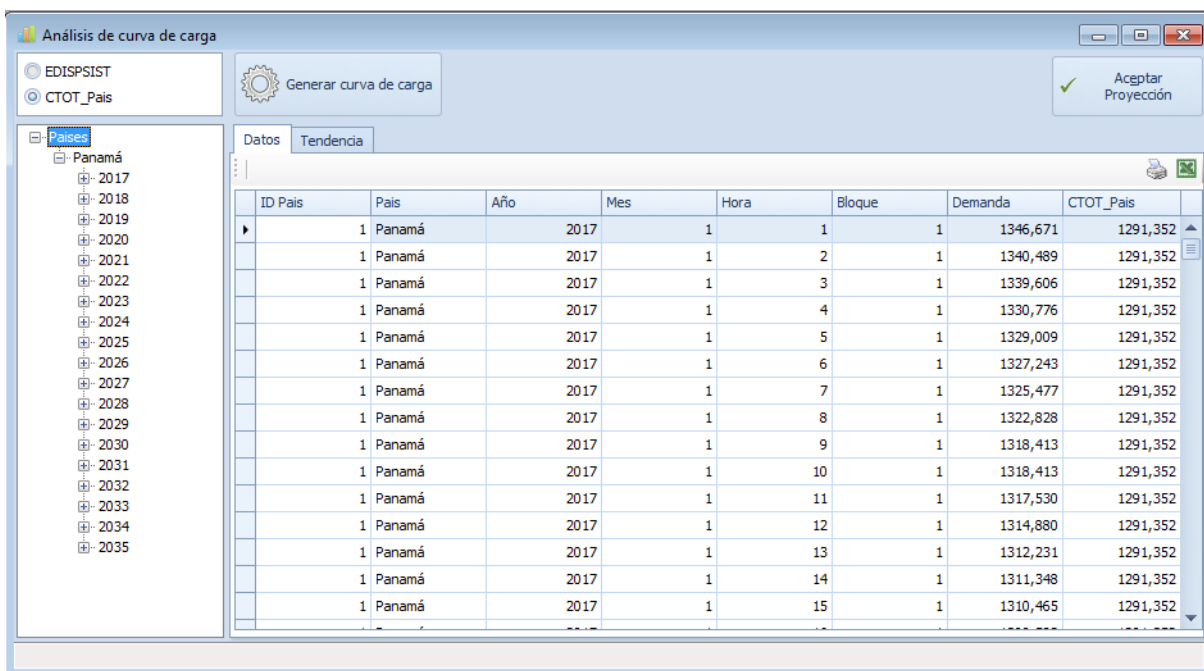
- PERT_GU: Pérdidas técnicas de los grandes usuarios en % (Fuente: estimados a partir de datos de ETESA).
- GU_BT: Consumo Grandes Usuarios en Baja Tensión, energía en MWh (Fuente: ETESA).
- GU_AT: Consumo Grandes Usuarios en Alta Tensión, energía en MWh (Fuente: ETESA).
- CMETRO: Consumo Gran Usuario Metro. Actualmente en 0 pero abierta a la posible incorporación del Metro al conjunto de los grandes usuarios.
- CTREN: Consumo Gran Usuario Tren. Actualmente en 0.
- CTOT_GU: Consumo total de los Grandes Usuarios. Se construye a partir de la suma del consumo de los GU_BT, expandido por las pérdidas técnicas, y los consumos de GU_AT y el resto (si fuese mayor a cero).

5.2. Curva de Carga

La herramienta Curva de Carga permite estimar y analizar la curva de carga mensual de la demanda de energía de ETESA.

Para ello toma como base la energía proyectada por suma de las variables individuales *aguas abajo* (CTOT) o la que surge del sistema (EDISP) y la distribuye considerando el “año de distribución de la proyección”, determinado al construir el escenario. Al hacer clic en la misma, aparecerá la siguiente pantalla:

Figura 20 – Curva de Carga



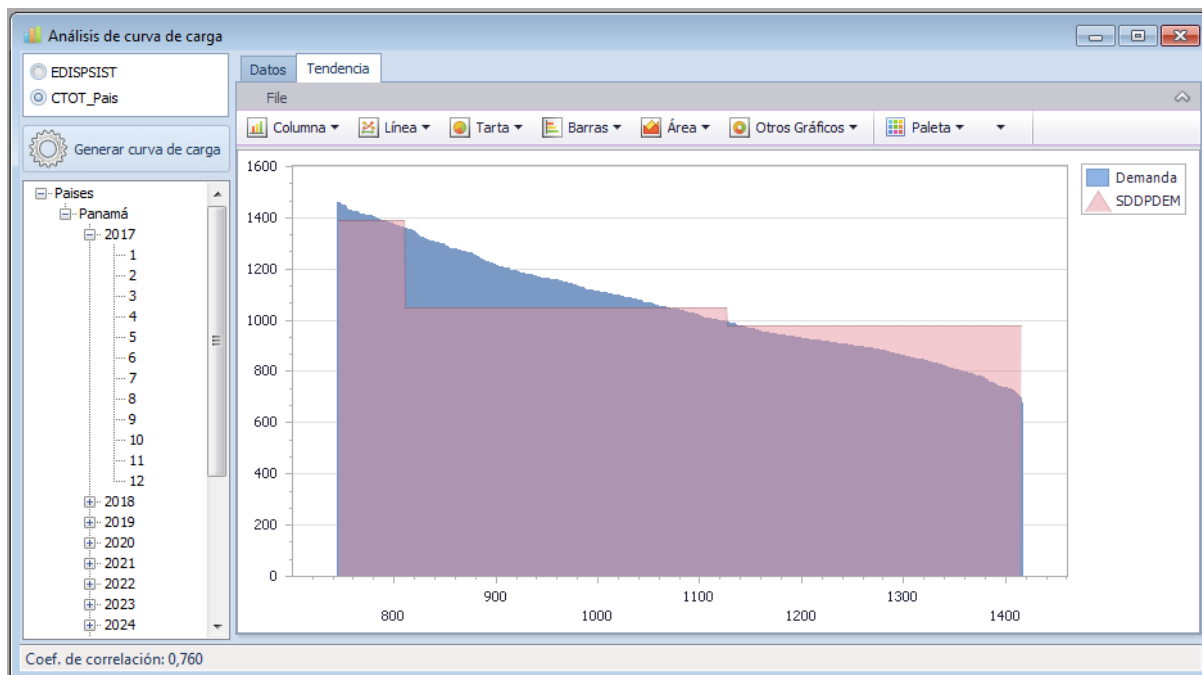
ID Pais	Pais	Año	Mes	Hora	Bloque	Demanda	CTOT_Pais
1	Panamá	2017	1	1	1	1346,671	1291,352
1	Panamá	2017	1	2	2	1340,489	1291,352
1	Panamá	2017	1	3	3	1339,606	1291,352
1	Panamá	2017	1	4	4	1330,776	1291,352
1	Panamá	2017	1	5	5	1329,009	1291,352
1	Panamá	2017	1	6	6	1327,243	1291,352
1	Panamá	2017	1	7	7	1325,477	1291,352
1	Panamá	2017	1	8	8	1322,828	1291,352
1	Panamá	2017	1	9	9	1318,413	1291,352
1	Panamá	2017	1	10	10	1318,413	1291,352
1	Panamá	2017	1	11	11	1317,530	1291,352
1	Panamá	2017	1	12	12	1314,880	1291,352
1	Panamá	2017	1	13	13	1312,231	1291,352
1	Panamá	2017	1	14	14	1311,348	1291,352
1	Panamá	2017	1	15	15	1310,465	1291,352


Para generar la curva de carga basta con seleccionar la variable que se utilizará y luego dar clic en el botón Generar Curva de Carga.

A continuación, para analizar los resultados, debe seleccionarse en primer lugar el mes o año de interés en la lista ubicada a la izquierda de la pantalla. Se exhibirá entonces una tabla con los valores de demanda para cada hora del mes/año, acompañados del valor de los bloques y el identificador del bloque asociado a dicha hora.

Para guardar la curva de carga generada, se debe dar clic en el botón Aceptar Proyección.

La pestaña tendencia presenta la misma información, pero en forma gráfica. Por defecto, el color azul presenta la curva de carga, mientras que el rojo, los bloques horarios.

Figura 21 – Gráfico de Curva de Carga


 El tipo de gráfico que se exhibe puede ser modificado a gusto del usuario en esta etapa. Además, tanto la tabla de resultados en la pestaña Datos como los gráficos en la pestaña Tendencia pueden imprimirse o exportarse al Excel si así se lo desea.

5.3. Potencia Máxima y Demanda por Bloque Horario

La herramienta Potencia Máxima y Demanda por Bloque Horario permite al usuario realizar los cálculos de la energía/potencia media por bloque horario, potencia máxima del sistema y desagregación de potencia máxima por barra. Para ello toma en consideración las proyecciones resultantes de la herramienta Proyectar y la información de la base de datos respecto a la curva de carga, el factor de carga y la distribución por nodo del sistema.

Figura 22 – Potencia Máxima y Demanda por Bloque Horario

Año	Mes	EDISPISIST	CTOT_Pais
2017	1	775358,31	743285,42
2017	2	769579,27	735319,39
2017	3	827658,53	777753,79
2017	4	790289,88	760498,11
2017	5	799399,8	768660,09
2017	6	820206,75	779244,11
2017	7	805646,1	780016,7
2017	8	825522,8	796611,95
2017	9	812255,47	785816,52
2017	10	863103,57	832259,48
2017	11	835288,79	810932,76
2017	12	841499,63	814746,44
2018	1	808041,54	773081,58
2018	2	802018,46	764125,01
2018	3	862547,74	810204,35
2018	4	823602,69	794200,12
2018	5	833095,76	804054,39
2018	6	854782,05	816350,88
2018	7	839606,05	811085,63
2018	8	860321,47	828123,23

Para poder obtener los resultados basta con dar clic en el botón Procesar y esperar que se termine de completar la barra de progreso. Los resultados se agrupan a través de las siguientes solapas:

5.3.1. Energía Proyectada

Como se puede observar en la figura anterior, la solapa Energía Proyectada exhibe los resultados mensuales de la demanda de ETESA, tanto para la agregación *aguas abajo* (CTOT_Pais) como para la variable de comparación Energía Disponible del Sistema (EDISP).

5.3.2. Bloques

En la solapa Bloques se presentan los resultados de la potencia media y energía por cada bloque horario, así como la cantidad de horas que poseen:

Figura 23 – Bloques

Potencia Máxima y Demanda por Bloque Horario								
Progreso: 								
<input type="button" value="Procesar"/> <input type="button" value="Imprimir tabla"/> <input type="button" value="Exportar tabla"/> <input type="button" value="Guardar datos"/>								
Energía Proyectada	Bloques	Calculo diferencia Energia	Factor de Carga	Potencia Máxima	Distr Pot Máxima			
Mes	Bloque	Horas	Porcentaje	Potencia Media por Bloque y Me...	Energía por Bloque y Mes ...			
01/08/2017	1	74,100	0,100	1352,433	100,215			
01/08/2017	2	339,456	0,456	1164,604	395,332			
01/08/2017	3	330,444	0,444	911,092	301,065			
01/09/2017	1	71,099	0,099	1379,283	98,065			
01/09/2017	2	343,477	0,477	1179,955	405,288			
01/09/2017	3	305,424	0,424	924,824	282,464			
01/10/2017	1	74,100	0,100	1417,945	105,069			
01/10/2017	2	361,486	0,486	1207,694	436,564			
01/10/2017	3	308,415	0,415	942,322	290,626			
01/11/2017	1	71,099	0,099	1436,179	102,111			
01/11/2017	2	356,495	0,495	1205,878	429,889			
01/11/2017	3	292,406	0,406	953,922	278,933			
01/12/2017	1	74,100	0,100	1374,507	101,850			
01/12/2017	2	333,448	0,448	1192,988	397,800			
01/12/2017	3	336,452	0,452	936,527	315,096			
01/01/2018	1	74,100	0,100	1344,706	99,642			
01/01/2018	2	376,506	0,506	1114,547	419,634			
01/01/2018	3	293,394	0,394	868,181	254,719			
01/02/2018	1	67,100	0,100	1512,063	101,459			
01/02/2018	2	360,537	0,537	1216,760	438,687			

5.3.3. Cálculo Diferencia Energía

Dado que la demanda de energía por bloques se construye a partir de la distribución de la demanda anual de energía mediante una curva de carga histórica seleccionada (en este caso 2016), es muy probable que las proyecciones mensuales no coincidan con la suma de la energía de cada bloque. La solapa de Cálculo de Diferencia Energética, permite evaluar la magnitud de estas diferencias.

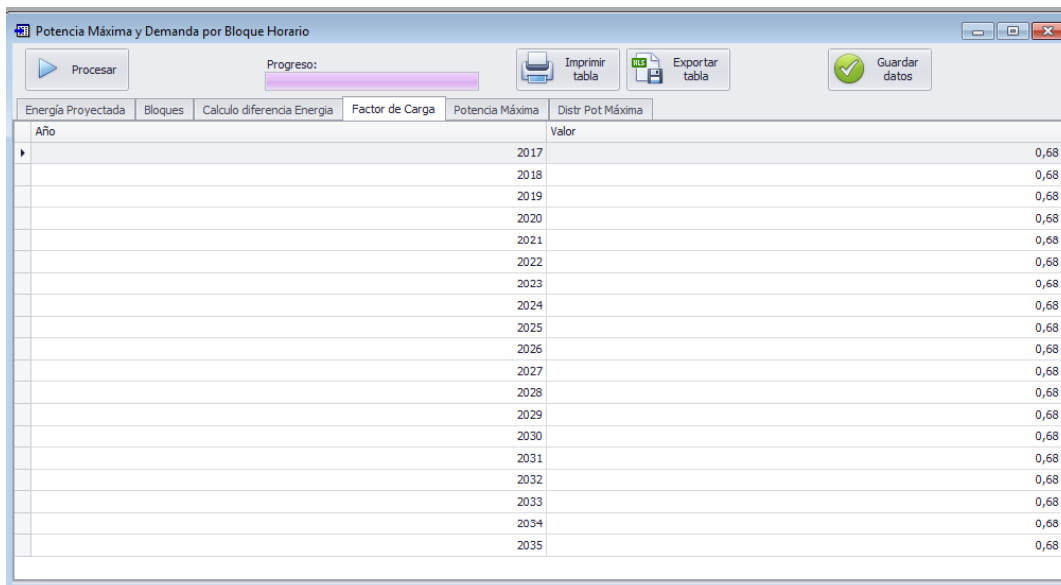
Figura 24 – Cálculo Diferencia Energía

Potencia Máxima y Demanda por Bloque Horario							
Progreso: 							
<input type="button" value="Procesar"/> <input type="button" value="Imprimir tabla"/> <input type="button" value="Exportar tabla"/> <input type="button" value="Guardar datos"/>							
Energía Proyectada	Bloques	Calculo diferencia Energia	Factor de Carga	Potencia Máxima	Distr Pot Máxima		
Año	Mes	Curva Carga Historica	Proyectada CTOT	Porcentaje			
2018	1	773,995	773,082	0,12 %			
2018	2	765,700	764,125	0,21 %			
2018	3	809,888	810,204	-0,04 %			
2018	4	791,919	794,200	-0,29 %			
2018	5	800,418	804,054	-0,45 %			
2018	6	811,440	816,351	-0,61 %			
2018	7	812,244	811,086	0,14 %			
2018	8	829,525	828,123	0,17 %			
2018	9	818,284	816,808	0,18 %			
2018	10	866,646	865,529	0,13 %			
2018	11	844,438	842,925	0,18 %			
2018	12	848,142	846,419	0,20 %			
2019	1	826,947	825,593	0,16 %			
2019	2	818,084	815,728	0,29 %			
2019	3	865,295	865,719	-0,05 %			
2019	4	846,097	849,343	-0,38 %			
2019	5	855,177	859,746	-0,53 %			
2019	6	866,953	873,733	-0,78 %			
2019	7	867,812	866,011	0,21 %			
2019	8	886,275	884,115	0,24 %			

5.3.4. Factor de Carga

Como indica su nombre, esta solapa exhibe el factor de carga considerado para el cálculo de la potencia máxima anual.

Figura 25 – Factor de Carga



Año	Valor
2017	0,68
2018	0,68
2019	0,68
2020	0,68
2021	0,68
2022	0,68
2023	0,68
2024	0,68
2025	0,68
2026	0,68
2027	0,68
2028	0,68
2029	0,68
2030	0,68
2031	0,68
2032	0,68
2033	0,68
2034	0,68
2035	0,68

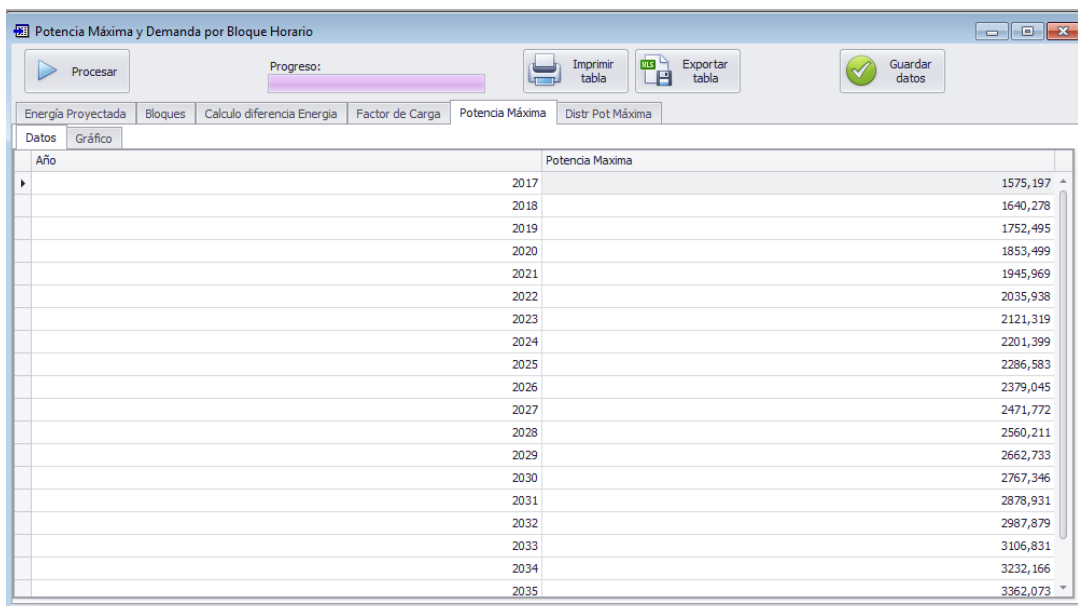


Se recuerda que el factor de carga es un parámetro determinado por el usuario a la hora de importar los datos.

5.3.5. Potencia Máxima

Esta solapa presenta la proyección de la potencia máxima anual de ETESA:

Figura 26 – Potencia Máxima

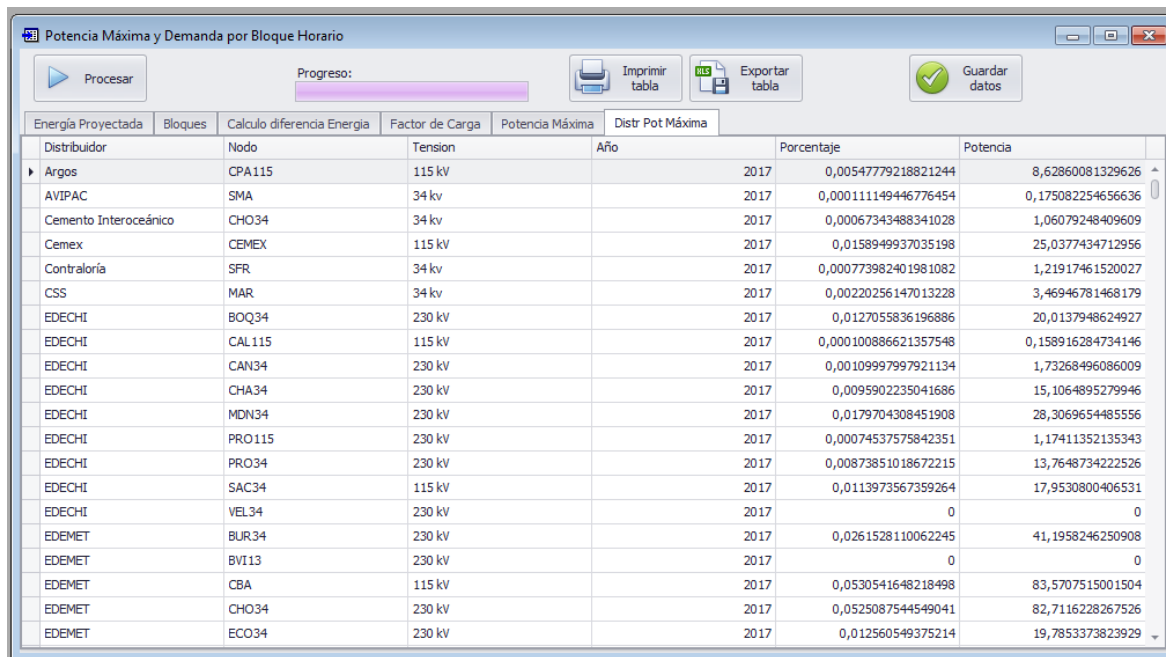


Año	Potencia Maxima
2017	1575,197
2018	1640,278
2019	1752,495
2020	1853,499
2021	1945,969
2022	2035,938
2023	2121,319
2024	2201,399
2025	2286,583
2026	2379,045
2027	2471,772
2028	2560,211
2029	2662,733
2030	2767,346
2031	2878,931
2032	2987,879
2033	3106,831
2034	3232,166
2035	3362,073

5.3.6. Distribución de la Potencia Máxima

Finalmente, la última solapa de esta herramienta distribuye la potencia máxima calculada previamente en los nodos principales del sistema:

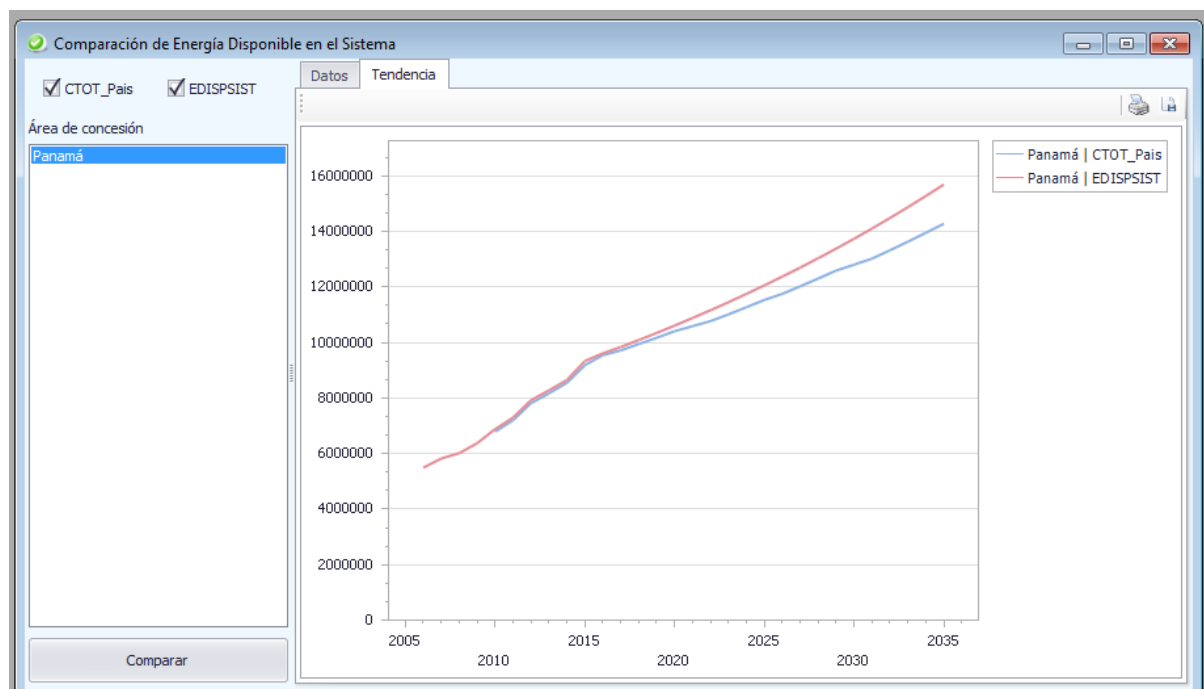
Figura 27 – Distribución Potencia Máxima



Distribuidor	Bloques	Calculo diferencia Energia	Tension	Factor de Carga	Potencia Máxima	Año	Distr Pot Máxima	Porcentaje	Potencia
Argos	CPA115		115 kv			2017		0,00547779218821244	8,62860081329626
AVIPAC	SMA		34 kv			2017		0,000111149446776454	0,175082254656636
Cemento Interoceánico	CHO34		34 kv			2017		0,00067343488341028	1,06079248409609
Cemex	CEMEX		115 kv			2017		0,0158949937035198	25,0377434712956
Contraloría	SFR		34 kv			2017		0,000773982401981082	1,21917461520027
CSS	MAR		34 kv			2017		0,00220256147013228	3,46946781468179
EDECHI	BOQ34		230 kv			2017		0,0127055836196886	20,0137948624927
EDECHI	CAL115		115 kv			2017		0,000100886621357548	0,158916284734146
EDECHI	CAN34		230 kv			2017		0,00109997997921134	1,73268496086009
EDECHI	CHA34		230 kv			2017		0,0095902235041686	15,1064895279946
EDECHI	MDN34		230 kv			2017		0,0179704308451908	28,3069654485556
EDECHI	PRO115		230 kv			2017		0,00074537575842351	1,17411352135343
EDECHI	PRO34		230 kv			2017		0,00873851018672215	13,7648734222526
EDECHI	SAC34		115 kv			2017		0,0113973567359264	17,9530800406531
EDECHI	VEL34		230 kv			2017		0	0
EDEMET	BUR34		230 kv			2017		0,0261528110062245	41,1958246250908
EDEMET	BVI13		230 kv			2017		0	0
EDEMET	CBA		115 kv			2017		0,0530541648218498	83,5707515001504
EDEMET	CHO34		230 kv			2017		0,0525087544549041	82,7116228267526
EDEMET	ECO34		230 kv			2017		0,012560549375214	19,7853373823929


5.4. Comparar EDISP

Como indica su nombre, la última herramienta del módulo de Análisis permite realizar la comparación visual de los datos proyectados mediante la agregación *aguas abajo* (CTOT) frente a la proyección individual de la variable de la Energía Disponible del Sistema (EDISP).

Figura 28 – Comparar EDISP


Su funcionamiento es muy sencillo, basta con seleccionar las variables en el cuadro superior y hacer clic en el botón comparar.

A continuación se construirá una tabla de datos con el consumo anual agregado de cada variable. Si se elige la solapa tendencia, se puede observar un gráfico al respecto.

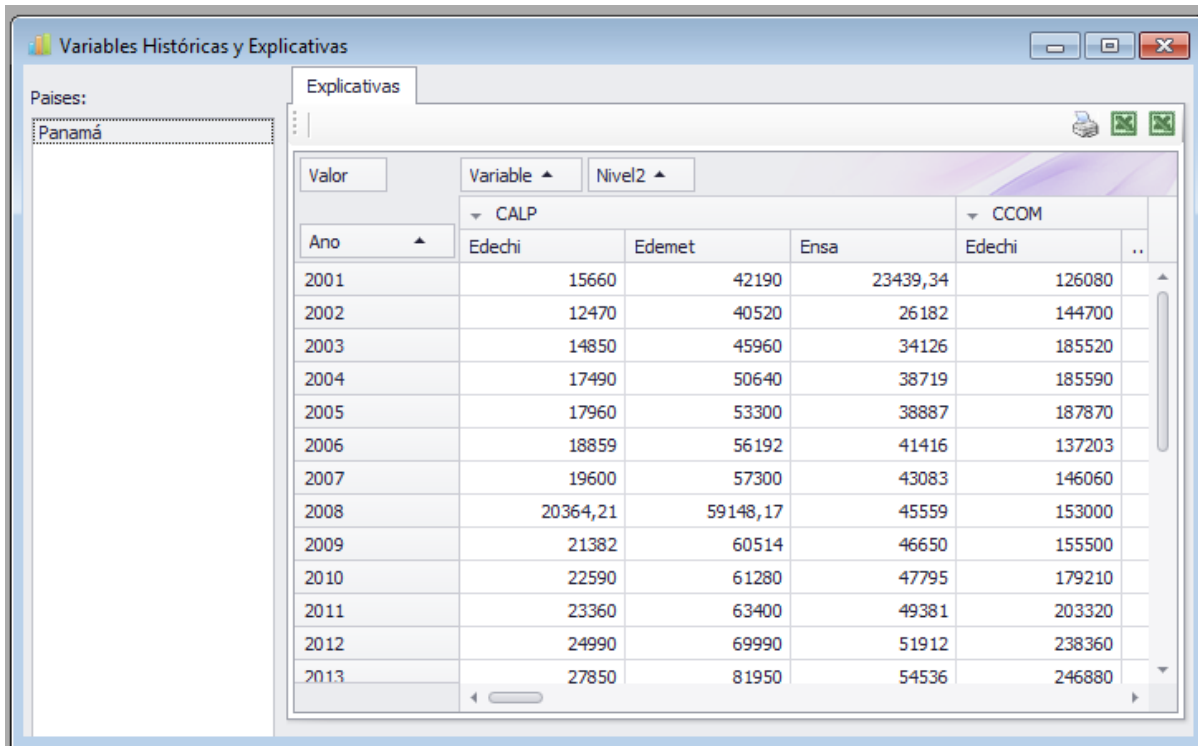
 En el gráfico resultante, el usuario puede mover el mouse sobre la curva de proyección y conocer rápidamente el valor de cada variable en un año específico.

6. CONSULTAS VARIABLES

El módulo Consultas Variables se compone por dos herramientas que tienen como objetivo permitir al usuario visualizar los resultados de las distintas variables y bases de datos utilizadas:

6.1. Variables Históricas

La herramienta Variables Históricas exhibe los valores anuales de las variables que componen la base de datos del ME-SiProDe. Las mismas pueden ser impresas o exportadas a Excel:

Figura 29 – Variables Históricas


Variables Históricas y Explicativas

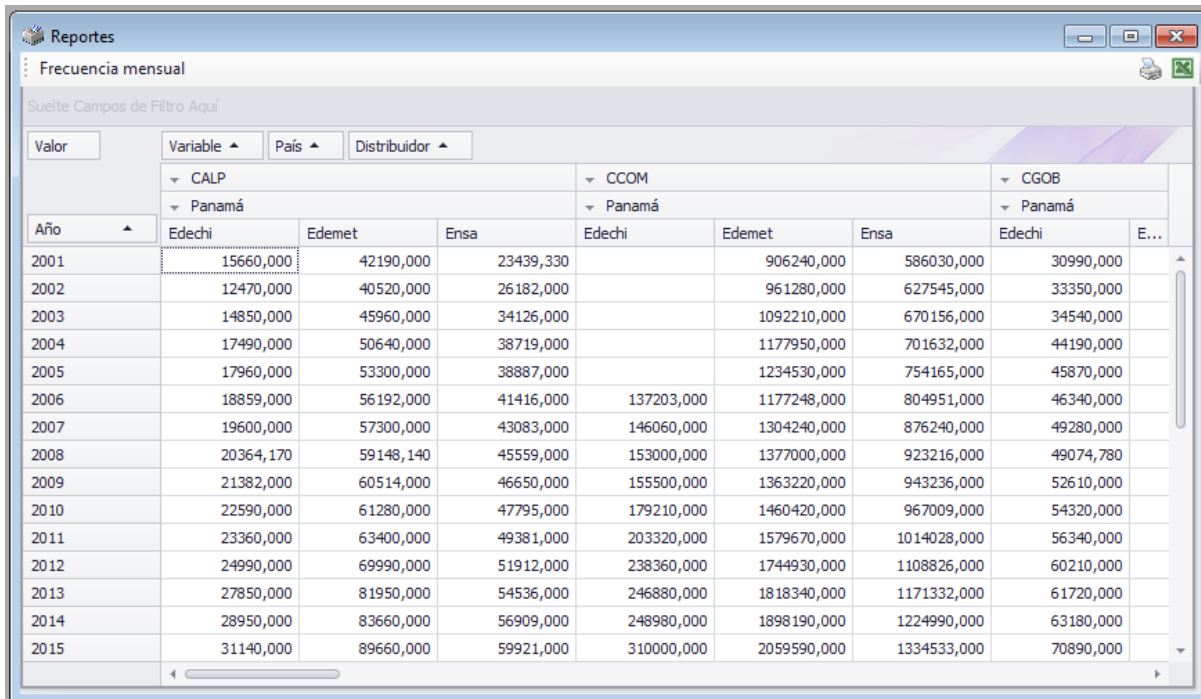
Países:
Panamá

Explicativas


Valor	Variable ▲	Nivel2 ▲		
Ano ▲	CALP			CCOM
	Edechi	Edemet	Ensa	Edechi ..
2001	15660	42190	23439,34	126080
2002	12470	40520	26182	144700
2003	14850	45960	34126	185520
2004	17490	50640	38719	185590
2005	17960	53300	38887	187870
2006	18859	56192	41416	137203
2007	19600	57300	43083	146060
2008	20364,21	59148,17	45559	153000
2009	21382	60514	46650	155500
2010	22590	61280	47795	179210
2011	23360	63400	49381	203320
2012	24990	69990	51912	238360
2013	27850	81950	54536	246880

6.2. Variables Proyectadas

La herramienta Variables Proyectadas exhibe los resultados de cada una de las variables que fueron estimadas por el ME-SiProDe. Estas incluyen tanto las variables explicativas como también los consumos de cada sector y distribuidora, y el consumo de los grandes usuarios. Al igual que el caso anterior, los valores pueden imprimirse o exportarse a formato Excel.

Figura 30 – Variables Proyectadas


Año	CALP			CCOM			CGOB	
	Panamá			Panamá			Panamá	
	Edechi	Edemet	Ensa	Edechi	Edemet	Ensa	Edechi	E...
2001	15660,000	42190,000	23439,330		906240,000	586030,000	30990,000	
2002	12470,000	40520,000	26182,000		961280,000	627545,000	33350,000	
2003	14850,000	45960,000	34126,000		1092210,000	670156,000	34540,000	
2004	17490,000	50640,000	38719,000		1177950,000	701632,000	44190,000	
2005	17960,000	53300,000	38887,000		1234530,000	754165,000	45870,000	
2006	18859,000	56192,000	41416,000	137203,000	1177248,000	804951,000	46340,000	
2007	19600,000	57300,000	43083,000	146060,000	1304240,000	876240,000	49280,000	
2008	20364,170	59148,140	45559,000	153000,000	1377000,000	923216,000	49074,780	
2009	21382,000	60514,000	46650,000	155500,000	1363220,000	943236,000	52610,000	
2010	22590,000	61280,000	47795,000	179210,000	1460420,000	967009,000	54320,000	
2011	23360,000	63400,000	49381,000	203320,000	1579670,000	1014028,000	56340,000	
2012	24990,000	69990,000	51912,000	238360,000	1744930,000	1108826,000	60210,000	
2013	27850,000	81950,000	54536,000	246880,000	1818340,000	1171332,000	61720,000	
2014	28950,000	83660,000	56909,000	248980,000	1898190,000	1224990,000	63180,000	
2015	31140,000	89660,000	59921,000	310000,000	2059590,000	1334533,000	70890,000	

 El botón *Frecuencia Mensual* permite alternar la periodicidad en la que se visualizan las variables.

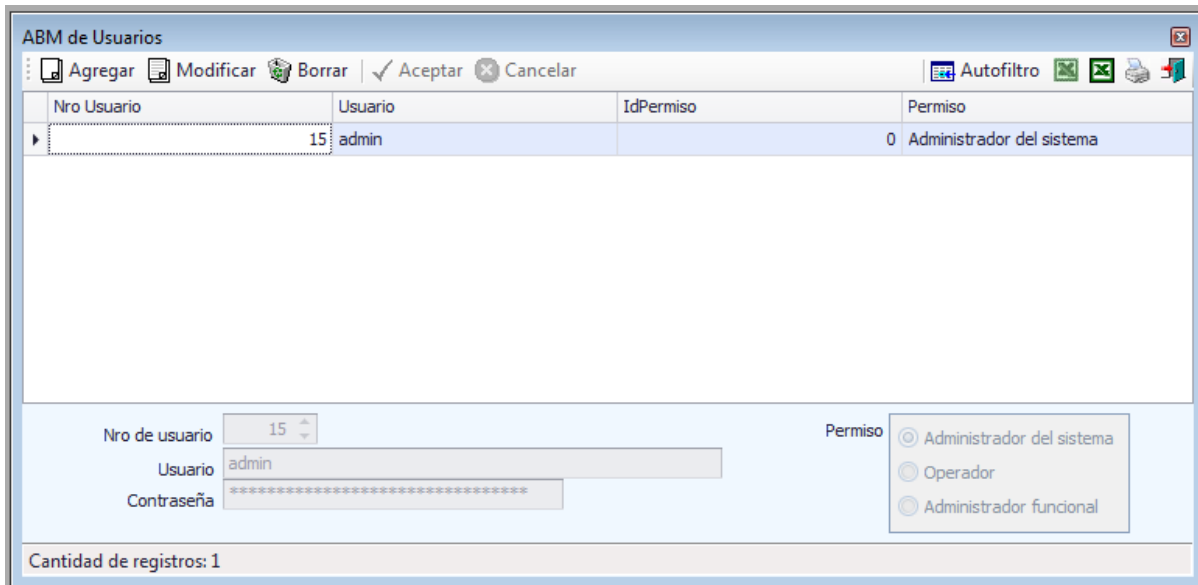
7. SEGURIDAD

El módulo Seguridad permite administrar el acceso a la información y la utilización de los distintos componentes del ME-SiProDe.

7.1. Usuarios

La herramienta usuarios tiene como función administrar (agregar, modificar o borrar) los usuarios que acceden a la aplicación.

Sólo puede ser accedida por los administradores del sistema.

Figura 31 – Seguridad: Usuarios


Nro Usuario	Usuario	IdPermiso	Permiso
15	admin	0	Administrador del sistema

Nro de usuario: 15
 Usuario: admin
 Contraseña: *****

Permiso:

- Administrador del sistema
- Operador
- Administrador funcional

Cantidad de registros: 1

Los campos que componen un usuario son:

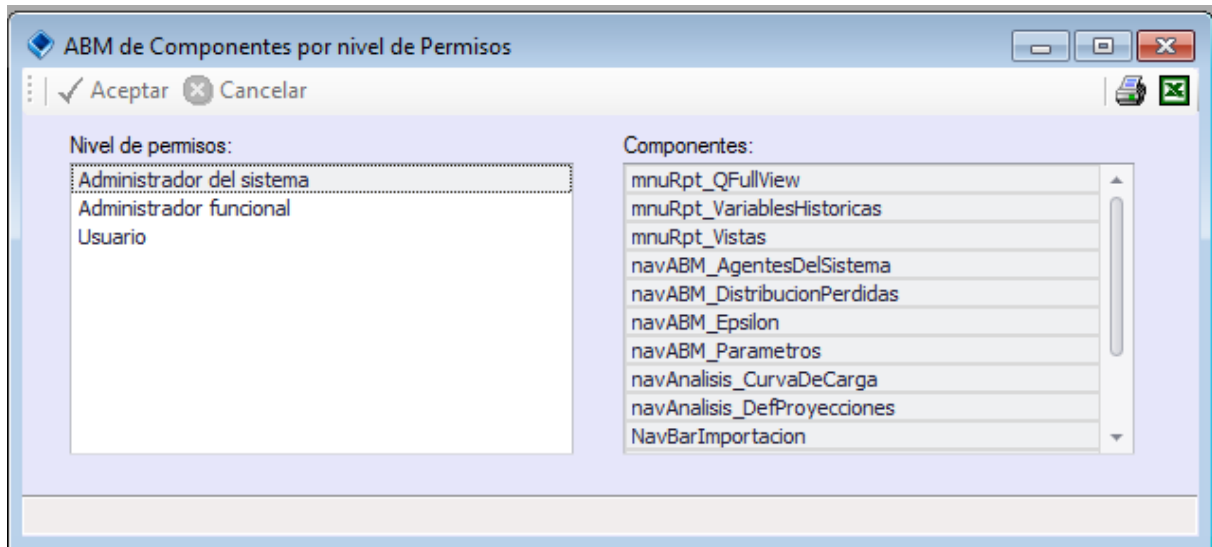
- Número de usuario: utilizado para identificar al usuario (solamente en forma interna en el sistema).
- Usuario: es el nombre con el que podrá iniciar sesión el usuario.
- Contraseña: se asigna una contraseña al usuario
- Permiso: se le asigna un permiso al usuario, el cual le permitirá acceder a distintos componentes de la aplicación según como esté configurado (ver pantalla siguiente Componentes por permiso).

7.2. Componentes por Permiso

La herramienta Componentes por Permiso permite asignar a un perfil, el acceso a una opción de menú de la aplicación.

Está compuesta de dos elementos: Nivel de permisos (perfil) y Componentes.

Figura 32 – Seguridad: Componentes por Permiso

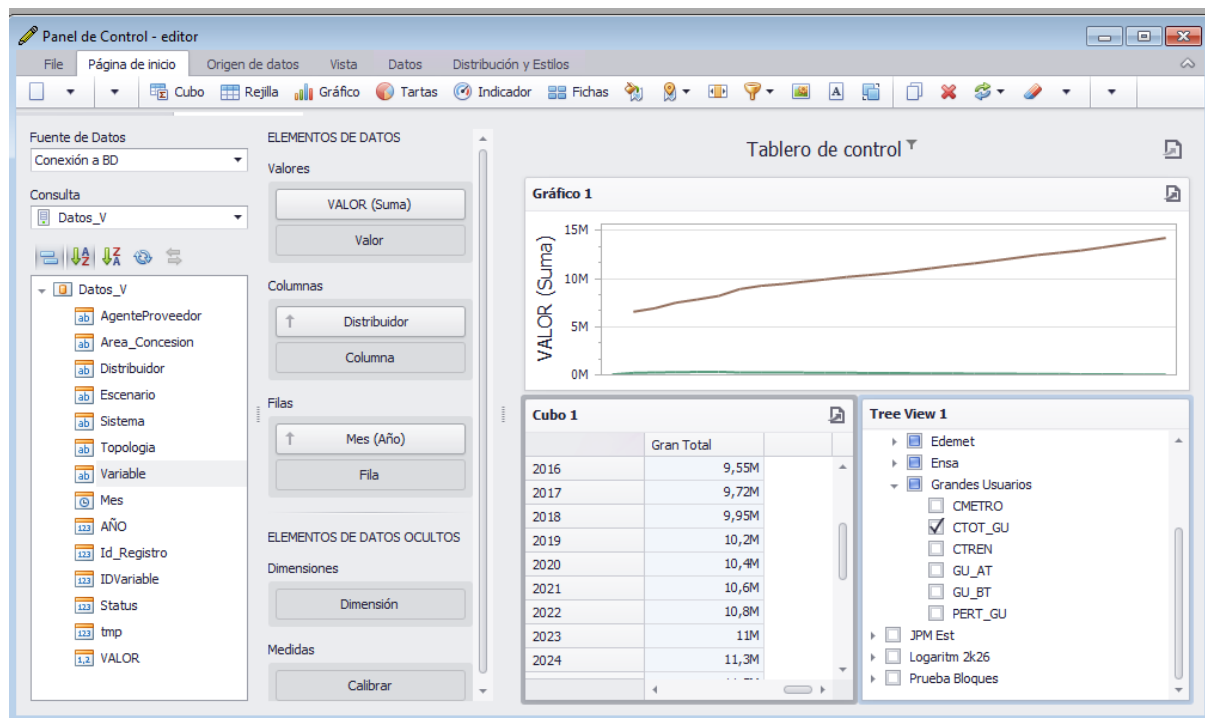


Al seleccionar un nivel de permisos, se actualiza a la derecha la lista de componentes a los que tiene acceso (aparece en color oscuro). Si el administrador desea modificar dichos accesos, y otorgarle más permisos, debe simplemente seleccionar haciendo un clic sobre el componente y luego presionar el botón Aceptar.

8. DASHBOARD

El último módulo del ME-SiProDe permite la creación de Tableros de Control o Dashboards. Estas herramientas, tienen como objetivo otorgarle al usuario la posibilidad de representar de forma gráfica y sencilla las diferentes variables de interés, permitiendo la visualización de los resultados y su comparación o análisis (tanto para datos históricos como proyectados).

Figura 33 – Dashboard



El módulo se divide en tres elementos: Editor, Master y Visor.

8.1. Editor

La herramienta Editor permite la creación de los tableros de control. Las variables que se eligen presentar así como la forma en que lo hacen (gráficos de barras, tortas, tablas, etc.) pueden ser libremente configurado por el usuario.

A continuación se detallan los pasos a seguir:


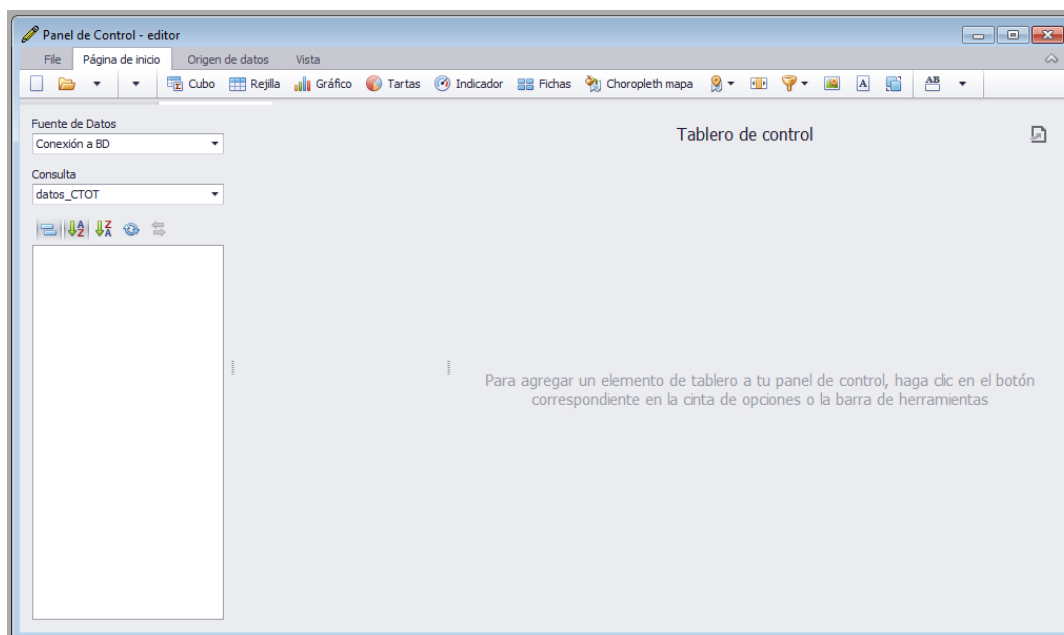
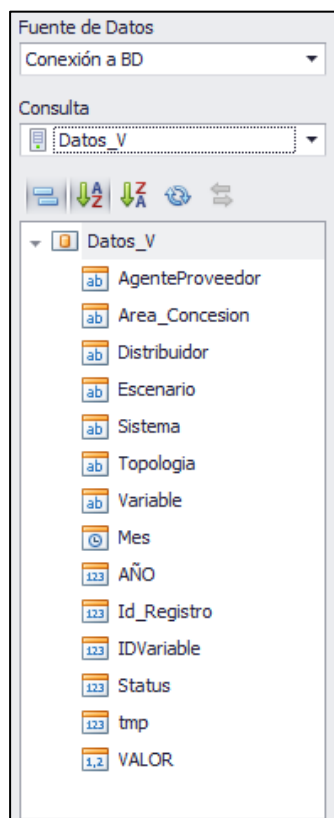
- 1) Cargar la estructura de tablas: Para ellos se debe seleccionar la Fuente de Datos en la lista desplegable y luego dar clic en el botón refrescar .

Figura 34 – Editor: Estructura de Tablas


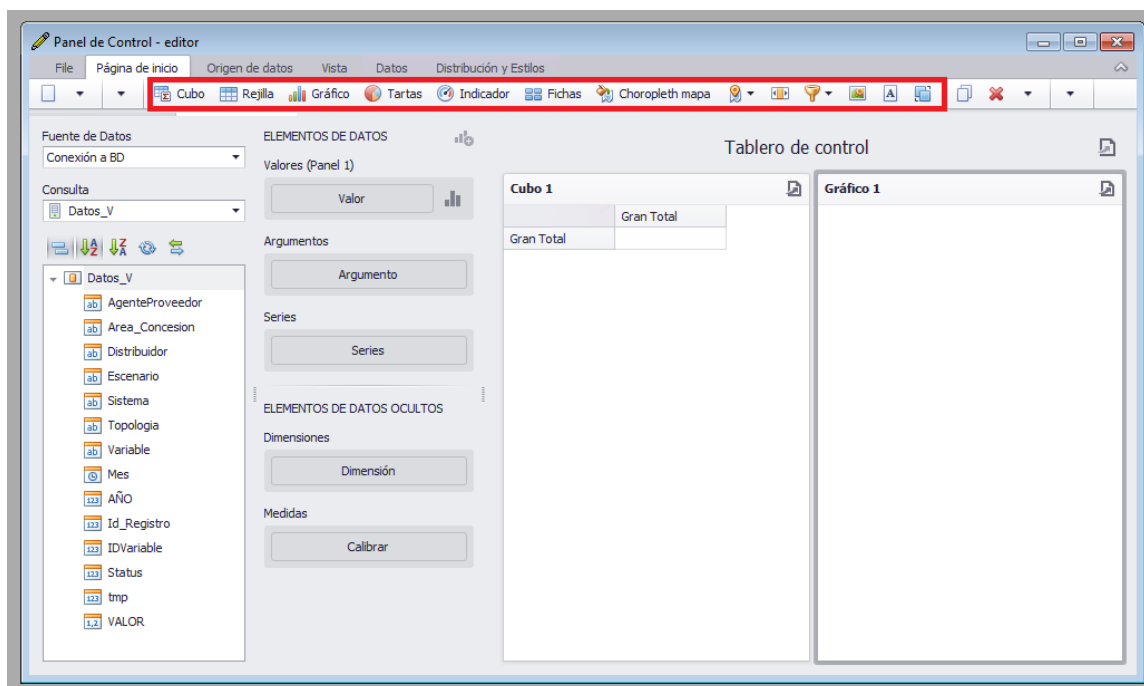
- 2) Elegir el origen de datos: La fuente de datos que seleccione en la lista desplegable dará acceso a distintas variables o componentes:

Figura 35 – Editor: Origen de Datos


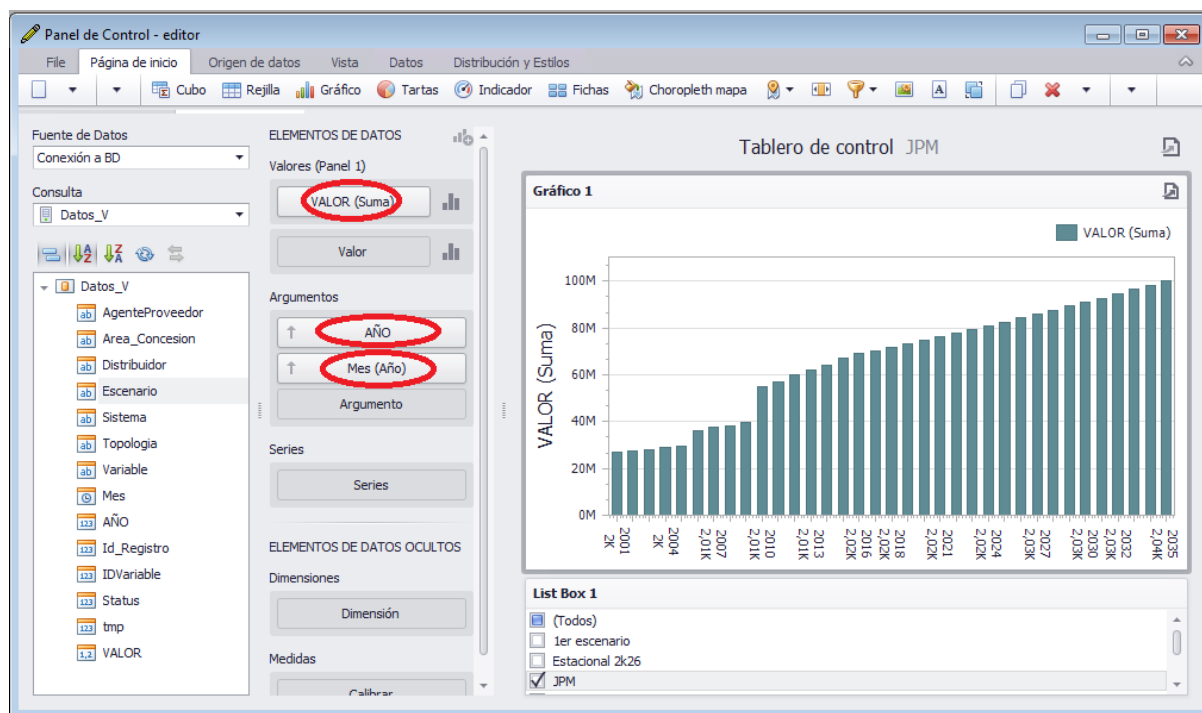
- 3) **Agregar componentes:** El Dashboard cuenta con múltiples opciones de visualización. El usuario podrá disponer, por ejemplo, de rejillas (tablas simples), cubos (tablas para datos multidimensionales), gráficos, etc. Además, podrá luego filtrar los datos a través de distintos tipos de configuraciones (filtros por año, por valor, por agente, etc.).


Cada vez que se de clic en uno de estos elementos, se incorporará el mismo al visor. Si se desea eliminarlo basta con seleccionarlo con clic derecho y elegir la opción eliminar.

Figura 36 – Editor: Componentes




- 4) **Configurar los Campos:** Cada vez que se incorpora un componente o filtro al Dashboard, el usuario deberá configurarlo arrastrando las variables de interés a los campos.

Figura 37 – Editor: Configuración de los Campos


 El usuario puede configurar los campos de forma que se analice intra- o inter- escenario (realizando análisis de sensibilidad).

5) Guardar el Tablero: Finalmente, se le asigna un nombre al tablero creado y se lo guarda en el sistema para luego poder visualizarlo.

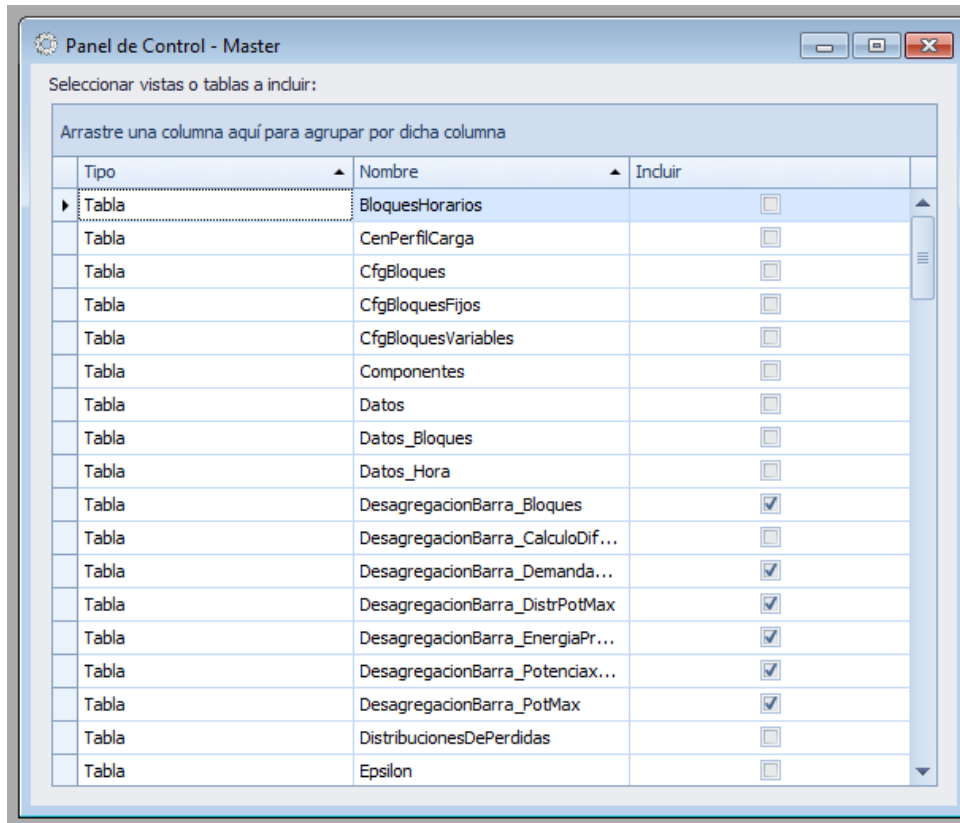
Se puede guardar cualquier cantidad de tableros.

 Cualquier de los elementos del Dashboard pueden ser exportados a otros formatos (Imagen, Excel, PDF, etc.).

8.2. Master

La herramienta Master permite al usuario seleccionar de la base de datos, tablas y/o vistas que se usarán como de datos en el editor.

Figura 38 – Master



Su funcionamiento consiste en hacer clic y dejar marcado en la tercera columna, el registro con la tabla/vista a utilizar.

Luego, al ingresar nuevamente a la pantalla de Editor, aparecerán en la lista de Origen de Datos los elementos seleccionados.

8.3. Visor

Finalmente la pantalla Visor permite visualizar, imprimir y exportar los tableros de control configurados previamente.

AB

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2019 – 2033

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 1

**“Variables Históricas &
Proyección de la Demanda del
Escenario Pesimista y
Optimista”**

Variables Históricas de las Distribuidoras.

AÑO	CONSUMO ALUMBRADO			CONSUMO COMERCIAL			CONSUMO GOBIERNO			CONSUMO INDUSTRIAL		
	Edechi	Edemet	Ensa	Edechi	Edemet	Ensa	Edechi	Edemet	Ensa	Edechi	Edemet	Ensa
MWh												
2001	15,660.00	42,190.00	23,439.34	126,080.00	906,240.00	586,030.00	30,990.00	342,830.00	204,770.00	46,050.00	154,570.00	228,544.00
2002	12,470.00	40,520.00	26,182.00	144,700.00	961,280.00	627,545.00	33,350.00	338,760.00	209,207.00	38,060.00	129,480.00	200,176.00
2003	14,850.00	45,960.00	34,126.00	185,520.00	1,092,210.00	670,156.00	34,540.00	342,740.00	212,637.00	7,320.00	42,250.00	197,699.00
2004	17,490.00	50,640.00	38,719.00	185,590.00	1,177,950.00	701,632.00	44,190.00	356,700.00	234,869.00	7,610.00	42,290.00	187,857.00
2005	17,960.00	53,300.00	38,887.00	187,870.00	1,234,530.00	754,165.00	45,870.00	349,710.00	245,339.00	6,330.00	45,290.00	206,406.00
2006	18,859.00	56,192.00	41,416.00	137,203.00	1,177,248.00	804,951.00	46,340.00	355,149.00	253,565.00	64,674.00	152,864.00	238,829.00
2007	19,600.00	57,300.00	43,083.00	146,060.00	1,304,240.00	876,240.00	49,280.00	376,760.00	270,778.00	55,900.00	160,770.00	254,264.00
2008	20,364.21	59,148.17	45,559.00	153,000.00	1,377,000.00	923,216.00	49,074.80	371,862.02	275,195.00	62,000.00	146,000.00	261,613.00
2009	21,382.00	60,514.00	46,650.00	155,500.00	1,363,220.00	943,236.00	52,610.00	390,030.00	289,576.00	56,120.00	191,600.00	277,487.00
2010	22,590.00	61,280.00	47,795.00	179,210.00	1,460,420.00	967,009.00	54,320.00	399,850.00	296,196.00	53,300.00	191,470.00	226,006.00
2011	23,360.00	63,400.00	49,381.00	203,320.00	1,579,670.00	1,014,028.00	56,340.00	402,380.00	309,880.00	52,910.00	186,970.00	229,904.00
2012	24,990.00	69,990.00	51,912.00	238,360.00	1,744,930.00	1,108,826.00	60,210.00	423,330.00	338,842.00	49,610.00	193,760.00	234,584.00
2013	27,850.00	81,950.00	54,536.00	246,880.00	1,818,340.00	1,171,332.00	61,720.00	411,700.00	356,598.00	48,780.00	190,470.00	241,373.00
2014	28,950.00	83,660.00	56,909.00	248,980.00	1,898,190.00	1,224,990.00	63,180.00	414,120.00	381,119.00	49,950.00	190,170.00	225,041.00
2015	31,140.00	89,660.00	59,921.00	310,000.00	2,059,590.00	1,334,533.00	70,890.00	465,720.00	413,543.00	49,760.00	181,450.00	228,002.00
2016	35,561.27	95,205.29	63,089.00	322,528.81	2,146,580.59	1,407,222.00	86,731.10	481,222.83	426,491.00	51,405.27	179,540.50	218,715.00
2017	37,990.87	103,501.57	65,834.74	343,621.79	2,187,274.34	1,431,723.89	87,599.85	487,341.16	434,244.52	50,934.87	148,571.34	207,763.06
2018	39,641.02	110,474.71	67,572.44	348,150.61	2,215,499.85	1,383,956.29	91,017.14	495,571.96	439,057.70	53,099.50	128,813.30	139,491.56

AÑO	CONSUMO OTROS			CONSUMO RESIDENCIAL			PERDIDAS NO TECNICAS			PERDIDAS TECNICAS		
	Edechi	Edemet	Ensa	Edechi	Edemet	Ensa	Edechi	Edemet	Ensa	Edechi	Edemet	Ensa
	MWh						%					
2001	3,930.00	4,930.00	2,943.00	109,640.00	546,370.00	506,543.00	0.45	0.70	0.00	0.59	0.91	0.00
2002	4,020.00	4,580.00	10,660.00	121,660.00	590,900.00	548,460.00	0.42	0.77	0.00	0.55	1.00	0.00
2003	1,250.00	6,650.00	3,377.00	122,570.00	621,740.00	596,944.00	0.48	0.73	0.00	0.62	0.95	0.00
2004	1,130.00	7,230.00	4,331.00	128,530.00	677,040.00	632,178.00	0.47	0.58	0.00	0.62	0.75	0.00
2005	1,070.00	7,500.00	3,854.00	134,030.00	694,150.00	667,650.00	0.48	0.56	0.00	0.62	0.73	0.00
2006	0.00	0.00	3,735.00	137,671.00	710,532.00	686,002.00	0.51	0.62	0.00	0.67	0.81	0.00
2007	0.00	0.00	3,738.00	149,520.00	747,930.00	731,013.00	0.50	0.50	0.00	0.65	0.65	0.00
2008	1,684.15	12,045.84	2,983.00	155,121.82	750,908.63	741,150.00	0.40	0.49	0.00	0.53	0.64	0.00
2009	540.00	4,230.00	2,886.00	175,360.00	835,170.00	791,411.00	0.44	0.55	0.54	0.58	0.72	0.79
2010	430.00	4,180.00	2,666.00	191,290.00	910,370.00	872,384.00	0.50	0.52	0.59	0.65	0.68	0.79
2011	420.00	4,270.00	2,660.00	203,540.00	960,650.00	919,934.00	0.50	0.54	0.57	0.66	0.70	0.80
2012	470.00	4,590.00	2,700.00	220,310.00	1,041,090.00	986,615.00	0.48	0.54	0.56	0.63	0.70	0.80
2013	530.00	4,560.00	2,750.00	230,900.00	1,116,990.00	1,032,117.00	0.46	0.53	0.65	0.60	0.68	0.59
2014	610.00	4,420.00	2,836.00	245,100.00	1,194,360.00	1,088,851.00	0.54	0.53	0.66	0.71	0.69	0.59
2015	720.00	4,690.00	2,869.00	271,600.00	1,273,170.00	1,170,155.00	0.66	0.55	0.74	0.86	0.72	0.59
2016	780.44	4,745.84	3,292.00	301,741.48	1,272,670.32	1,220,689.00	0.59	0.57	0.78	0.77	0.74	0.58
2017	799.96	4,510.72	3,975.75	310,091.38	1,313,144.31	1,255,690.82	0.15	0.39	0.71	1.46	0.83	0.58
2018	800.47	4,328.17	3,056.76	319,365.91	1,323,663.38	1,264,046.95	0.09	0.31	0.71	0.37	0.61	0.59

Variables Históricas de los Grandes Usuarios.



AÑO	Grandes Usuarios			
	Consumo del metro	Alta tensión	Baja tensión	Perdidas
	MWh	MWh	MWh	%
2001	0.00	0.00	0.00	0.00
2002	0.00	0.00	0.00	0.00
2003	0.00	0.00	0.00	0.00
2004	0.00	0.00	0.00	0.00
2005	0.00	57,999.41	29,169.86	0.68
2006	0.00	32,621.01	6,138.59	0.74
2007	0.00	35,211.00	16,310.00	0.65
2008	0.00	36,343.00	17,903.00	0.58
2009	0.00	36,848.18	20,481.03	0.69
2010	0.00	172,140.31	44,437.51	0.71
2011	0.00	183,223.88	82,609.41	0.72
2012	0.00	210,925.63	85,753.70	0.71
2013	0.00	218,272.80	100,577.47	0.70
2014	0.00	210,463.22	125,038.72	0.72
2015	0.00	194,748.43	58,125.87	0.78
2016	0.00	184,463.00	85,841.64	0.77
2017	0.00	185,250.00	237,107.18	0.77
2018	41,037.36	158,759.00	512,537.96	0.77
2019	92,599.00	0.00	0.00	0.00
2020	125,647.00	0.00	0.00	0.00
2021	145,734.40	0.00	0.00	0.00
2022	165,821.80	0.00	0.00	0.00
2023	185,909.20	0.00	0.00	0.00
2024	205,996.60	0.00	0.00	0.00
2025	226,084.00	0.00	0.00	0.00
2026	238,427.20	0.00	0.00	0.00
2027	250,770.40	0.00	0.00	0.00
2028	263,113.60	0.00	0.00	0.00
2029	275,456.80	0.00	0.00	0.00
2030	287,800.00	0.00	0.00	0.00
2031	322,544.00	0.00	0.00	0.00
2032	357,288.00	0.00	0.00	0.00
2033	392,032.00	0.00	0.00	0.00



Variables Históricas de las Variables Explicativas.

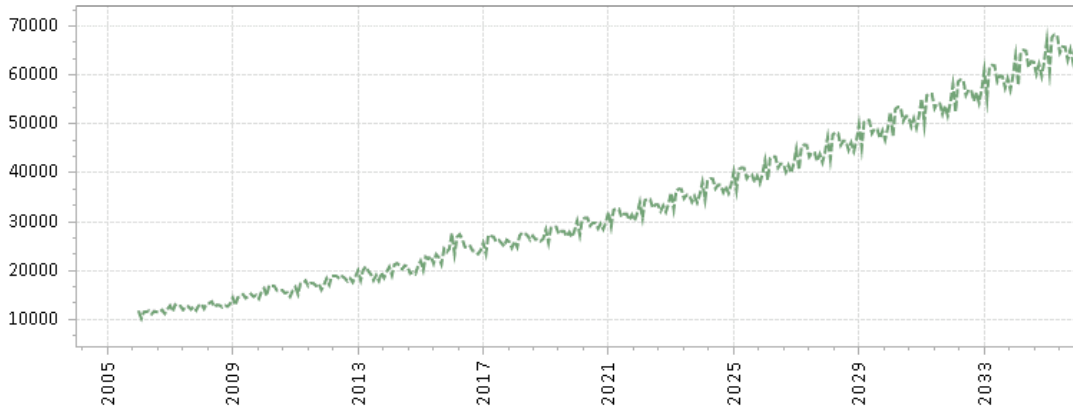
AÑO	Variables Explicativas								
	Fc	COSTMARG	PIB	PIBCOM	PIBIND	POB	TEMPMAX	TEMPMIN	IMAE
	%	Balboas por MWh	Millones de Balboa	Millones de Balboa	Millones de Balboa	Habitantes	Celcius	Celcius	Millones de Balboa
2001	0.00	620.44	13,266.11	3,111.56	1,355.61	2,291,948.01	36.22	25.51	123.15
2002	0.00	546.65	13,561.99	3,088.72	1,319.72	2,346,159.27	36.67	25.53	123.74
2003	0.00	667.11	14,147.55	3,105.33	1,298.25	2,400,747.63	36.43	25.34	128.51
2004	0.00	678.43	15,211.02	3,426.64	1,332.42	2,455,910.38	36.34	25.25	137.66
2005	0.00	1,079.94	16,287.68	3,832.23	1,356.23	2,511,845.11	36.23	25.62	145.83
2006	0.00	1,507.19	17,696.90	4,260.50	1,408.68	2,568,668.39	36.08	25.68	158.02
2007	0.00	1,865.75	19,771.87	4,666.23	1,492.82	2,626,334.81	35.88	25.52	173.43
2008	0.00	2,790.00	21,822.69	5,074.28	1,547.65	2,684,755.60	35.65	25.30	190.97
2009	0.00	1,843.27	22,520.74	4,937.03	1,542.51	2,743,877.77	36.15	26.01	193.93
2010	0.700	2,139.19	24,389.34	5,691.49	1,553.61	2,803,625.55	35.92	26.12	205.81
2011	0.700	2,666.48	26,995.35	6,442.05	1,604.00	2,863,856.05	35.70	25.46	223.57
2012	0.720	2,325.07	29,876.34	6,994.16	1,662.42	2,924,621.10	36.16	25.74	245.16
2013	0.710	2,537.20	31,851.90	7,266.56	1,699.83	2,985,990.05	36.13	25.53	265.70
2014	0.720	2,604.66	33,780.00	7,266.45	1,956.74	3,047,864.86	36.40	25.79	278.57
2015	0.730	1,093.57	35,731.60	7,609.61	1,930.53	3,110,145.26	37.54	26.80	290.23
2016	0.770	724.65	37,471.80	7,875.89	1,876.88	3,172,855.22	37.42	26.59	302.89
2017	0.770	702.12	38,456.90	7,212.80	2,131.30	3,236,183.25	37.46	26.57	318.63
2018	0.760	920.43	39,887.70	7,469.70	2,146.20	3,299,844.00	36.42	25.34	328.92
2019	0.711	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2020	0.714	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2021	0.718	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2022	0.721	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2023	0.724	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2024	0.728	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2025	0.731	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2026	0.734	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2027	0.738	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2028	0.741	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2029	0.744	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2030	0.748	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2031	0.751	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2032	0.755	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2033	0.750	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Proyección de la Demanda en el escenario Pesimista.



EDECHI

Consumo Residencial



Variable Dependiente: CRES

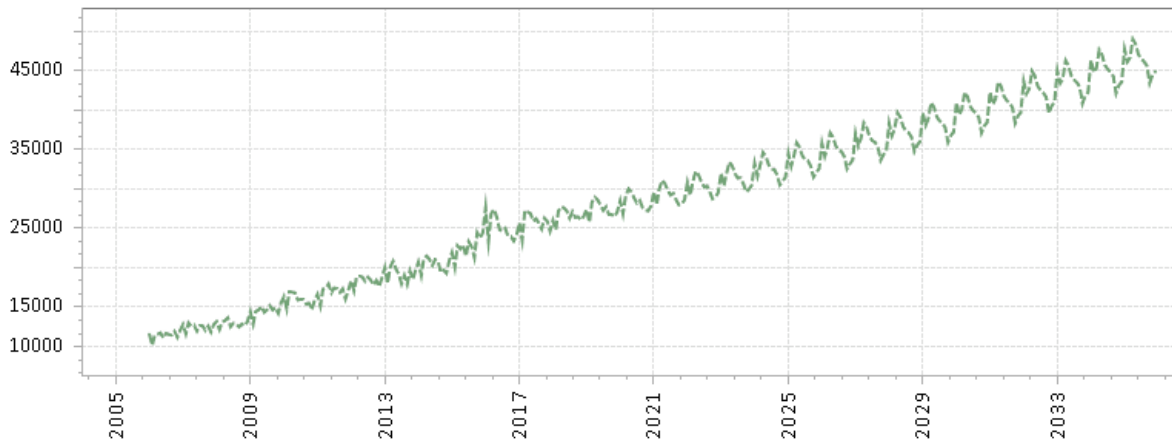
Estadístico - F = 739.88968118949
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.985451663140973
 R-Squared Ajustado = 0.984119773146837

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-39.002	3.171	-12.298	0
LOG(PIB/POB)	0.063	0.076	0.83	0.407
LOG(POB)	3.351	0.18	18.606	0
@seas(2)	-0.102	0.013	-7.475	0
@seas(3)	0.002	0.014	0.186	0.852
@seas(4)	0.006	0.013	0.449	0.653
@seas(5)	0	0.013	0.001	0.999
@seas(6)	-0.057	0.013	-4.103	0
@seas(7)	-0.042	0.013	-3.075	0.002
@seas(8)	-0.047	0.014	-3.364	0
@seas(9)	-0.092	0.013	-6.644	0
@seas(10)	-0.063	0.015	-4.222	0
@seas(11)	-0.106	0.013	-7.67	0
@seas(12)	-0.062	0.013	-4.503	0

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 714.742237460265
 Mean Absolute Error: 507.872349410842
 Mean Absolute Percent Error: 2.61516671071961
 Theil Inequality Coefficient: 0.0184831546380333
 Covariance Proportion: 25397950.4202269
 Akaike information criterion: -3.77690384783048
 Schwarz information criterion: -3.50319882153886
 Hannan-Quinn information criterion: -3.6657367169009
 Durbin-Watson statistic: 0.612682524316506
 Log-Likelihood: 308.598500130778

Consumo Comercial



Variable Dependiente: CCOM

Estadístico - F = 226.490417224318
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.957714988550616
 R-Squared Ajustado = 0.953486487405677

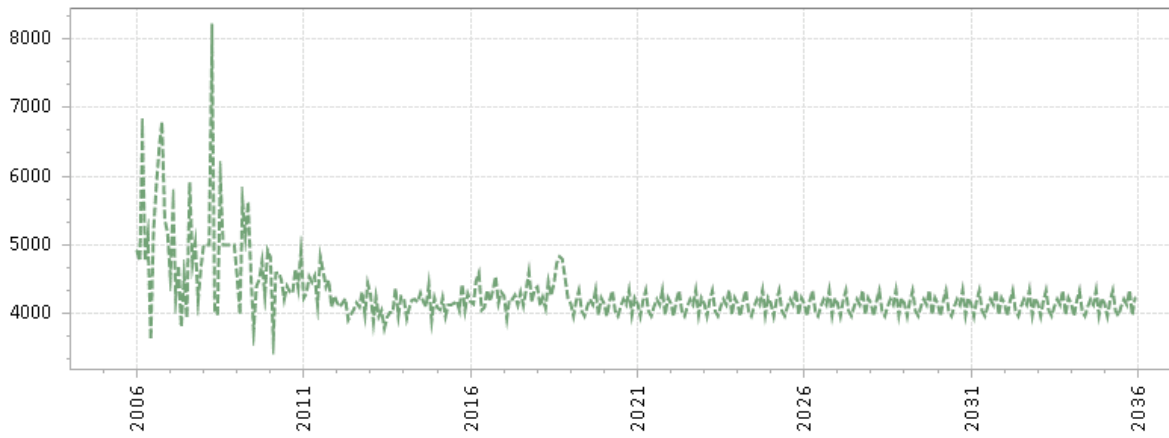
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	-279.207	570.93	-0.489	0.625
PIBCOM	7.825	1.78	4.395	0
CCOM(-12)	0.864	0.035	24.298	0
@seas(2)	-225.195	430.606	-0.522	0.601
@seas(3)	-202.48	431.543	-0.469	0.639
@seas(4)	119.309	425.95	0.28	0.779
@seas(5)	16.478	426.528	0.038	0.969
@seas(6)	-182.867	432.131	-0.423	0.672
@seas(7)	-264.565	430.534	-0.614	0.539
@seas(8)	-345.864	437.467	-0.79	0.43
@seas(9)	-423.338	438.985	-0.964	0.336
@seas(10)	-763.511	460.586	-1.657	0.099
@seas(11)	-620.709	451.312	-1.375	0.171
@seas(12)	-585.943	446.325	-1.312	0.191

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 852.190669949395
 Mean Absolute Error: 641.720079576046
 Mean Absolute Percent Error: 3.24183262349193
 Theil Inequality Coefficient: 0.0213826220740854
 Covariance Proportion: 22486553.9646972

Akaike information criterion: 16.829874443584
 Schwarz information criterion: 17.1186062921538
 Hannan-Quinn information criterion: 16.947198774625
 Durbin-Watson statistic: 0.601759014576799
 Log-Likelihood: -1197.75095993805

Consumo Industrial



Variable Dependiente: CIND

Estadístico - F = 2.1517300288456
 Probabilidad Estadístico - F = 0.01767741457219650000
 R-Squared = 0.164651416618269
 R-Squared Ajustado = 0.0881309356978048

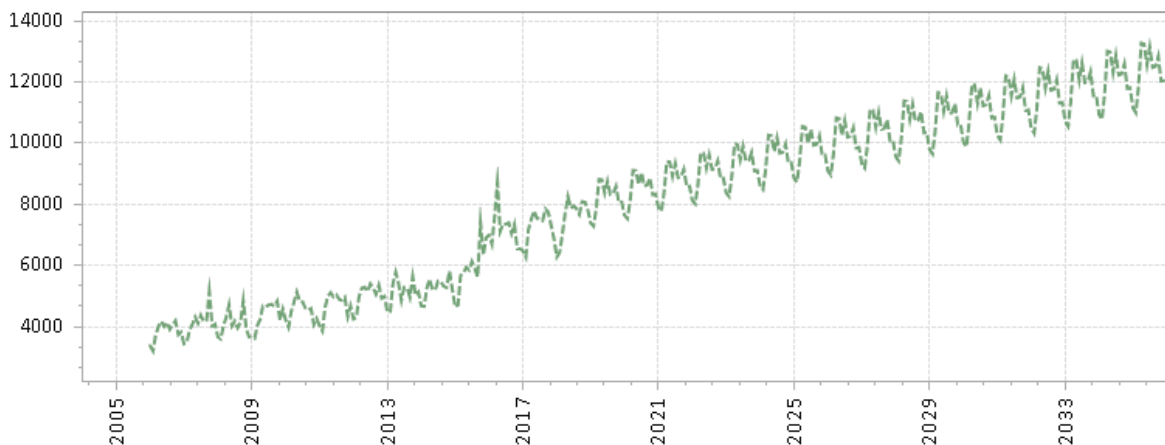
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	6.549	0.582	11.241	0
LOG(CIND(-12))	0.218	0.069	3.155	0.001
@seas(2)	-0.035	0.039	-0.893	0.372
@seas(3)	0.005	0.039	0.137	0.891
@seas(4)	0.034	0.039	0.862	0.39
@seas(5)	-0.02	0.039	-0.516	0.606
@seas(6)	-0.035	0.039	-0.879	0.38
@seas(7)	-0.008	0.039	-0.217	0.827
@seas(8)	0.011	0.039	0.286	0.775
@seas(9)	-0.003	0.039	-0.09	0.928
@seas(10)	0.035	0.039	0.882	0.379
@seas(11)	-0.032	0.039	-0.81	0.418
@seas(12)	0.014	0.039	0.378	0.705

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 473.581289362655
 Mean Absolute Error: 288.590076738193
 Mean Absolute Percent Error: 6.55636380327356
 Theil Inequality Coefficient: 0.0537317356013047
 Covariance Proportion: 27087.4973796218

Akaike information criterion: -1.74726092461038
 Schwarz information criterion: -1.47915277950977
 Hannan-Quinn information criterion: -1.63831690292943

Consumo Gobierno



Variable Dependiente: CGOB

Estadístico - F = 67.1776863533783
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.849336062415902
 R-Squared Ajustado = 0.836692934786467

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	2.282	0.229	9.923	0
LOG(PIB)	0.795	0.029	26.838	0
@seas(2)	-0.016	0.037	-0.429	0.668
@seas(3)	0.054	0.038	1.428	0.155
@seas(4)	0.168	0.037	4.435	0
@seas(5)	0.164	0.038	4.327	0
@seas(6)	0.11	0.038	2.903	0.004
@seas(7)	0.153	0.038	4.035	0
@seas(8)	0.1	0.038	2.629	0.009
@seas(9)	0.1	0.038	2.655	0.008
@seas(10)	0.125	0.038	3.281	0.001
@seas(11)	0.058	0.038	1.532	0.127
@seas(12)	0.058	0.038	1.532	0.127

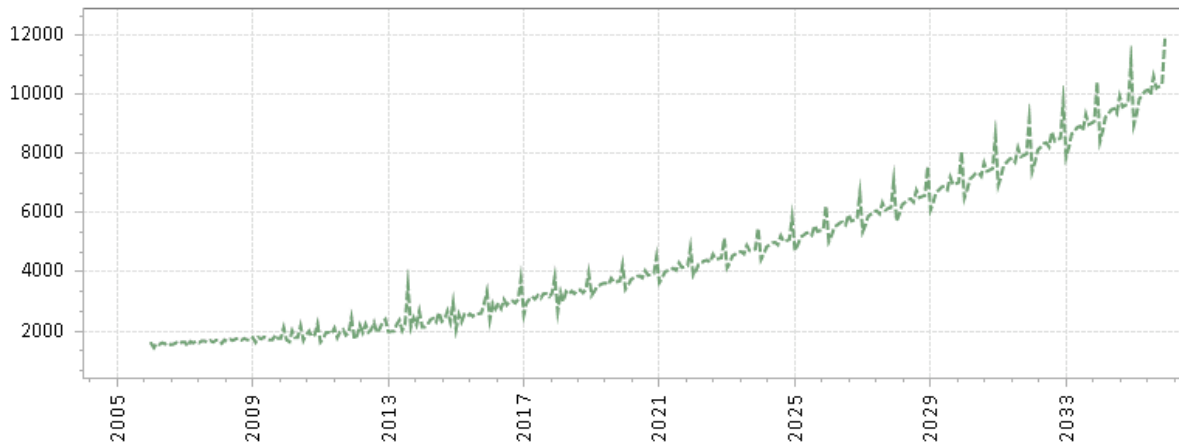
Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 553.10315148156
 Mean Absolute Error: 442.719347745462
 Mean Absolute Percent Error: 7.93339282808598
 Theil Inequality Coefficient: 0.0508244811015751
 Covariance Proportion: 1356055.98014114

Akaike information criterion: -1.75181551002392
 Schwarz information criterion: -1.49766084275313
 Hannan-Quinn information criterion: -1.64858888844645
 Durbin-Watson statistic: 0.331358692038086
 Log-Likelihood: 149.641609781866



Consumo alumbrado



Variable Dependiente: CALP

Estadístico - F = 137.355491623363
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.920168189412033
 R-Squared Ajustado = 0.91346901649556

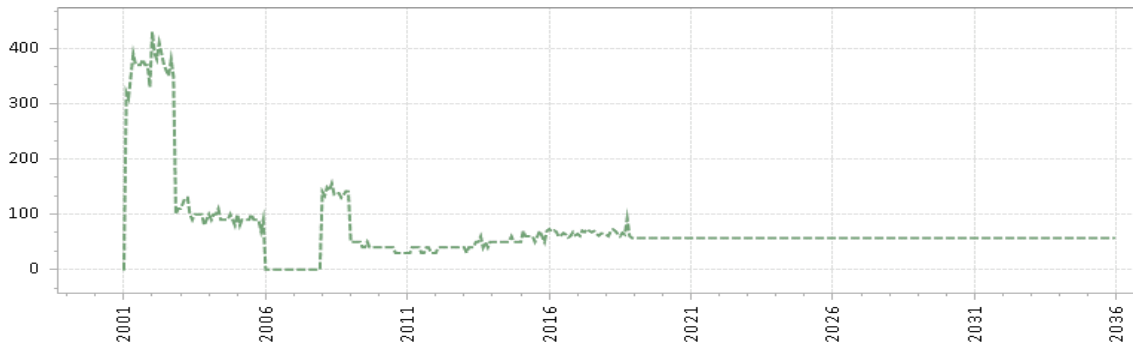
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	7.18	0.023	306.271	0
@trend	0.005	0	39.226	0
@seas(2)	0.037	0.03	1.254	0.211
@seas(3)	0.082	0.03	2.736	0.006
@seas(4)	0.088	0.03	2.94	0.003
@seas(5)	0.097	0.03	3.242	0.001
@seas(6)	0.096	0.03	3.214	0.001
@seas(7)	0.074	0.03	2.476	0.014
@seas(8)	0.129	0.03	4.289	0
@seas(9)	0.086	0.03	2.879	0.004
@seas(10)	0.087	0.03	2.892	0.004
@seas(11)	0.087	0.03	2.917	0.004
@seas(12)	0.219	0.03	7.288	0

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 174.624799819071
 Mean Absolute Error: 129.230744912488
 Mean Absolute Percent Error: 5.76562141543828
 Theil Inequality Coefficient: 0.0374829579466573
 Covariance Proportion: 331230.579647397

Akaike information criterion: -2.2177526154817
 Schwarz information criterion: -1.9635979482109
 Hannan-Quinn information criterion: -2.11452599390423

Consumo Otros



Archivo Fórmula: $COTR = COTR (t-1) * (1+\%)$

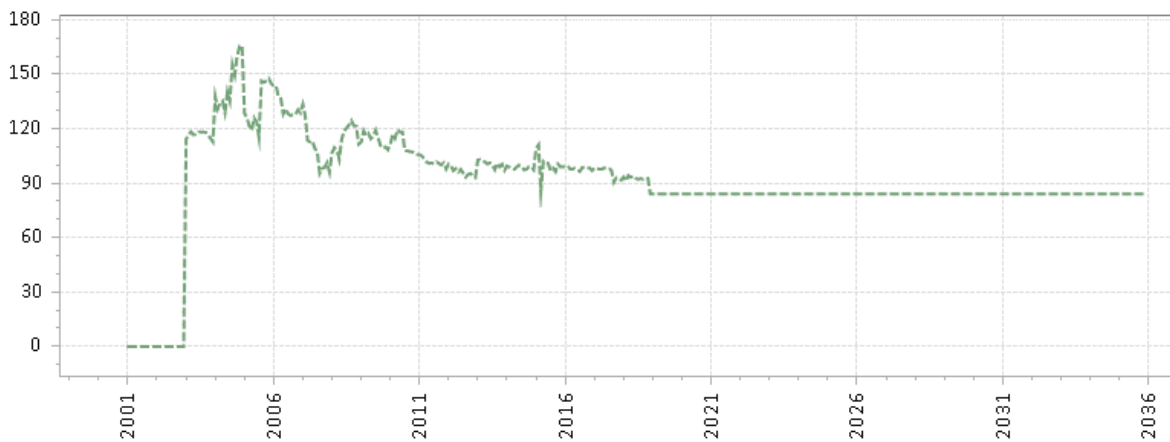
Datos Tendencia Residuos

Año Inicial: 2001 Cargar Datos Generar Proyección Tasa tendencial mensual: 0.00 Aceptar Proyección

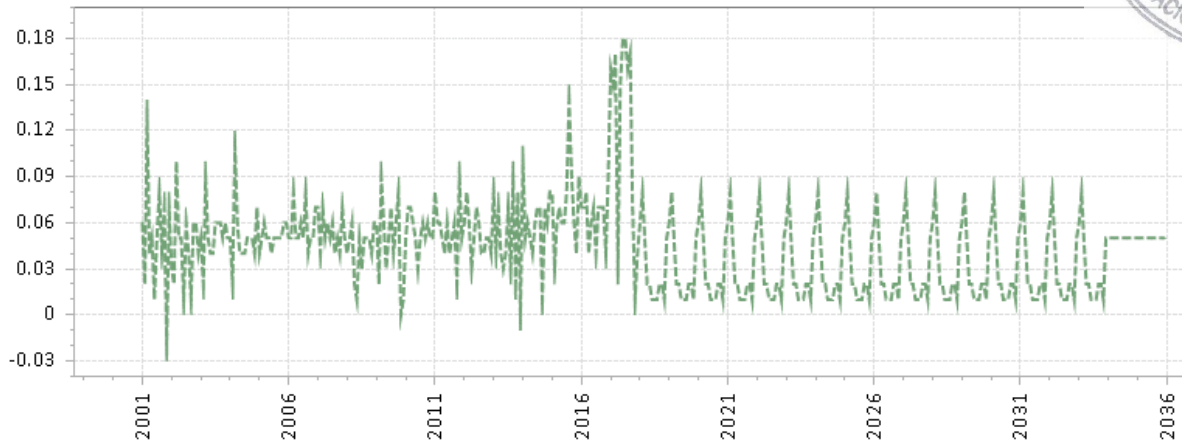
Año Final: 2018

Año	Mes	Consumo Otros [MWh]	Tasa [%]
2001	1	0.000	0.000
2001	2	320.000	0.000
2001	3	310.000	-3.130
2001	4	350.000	12.900
2001	5	390.000	11.430
2001	6	370.000	-5.130
2001	7	370.000	0.000

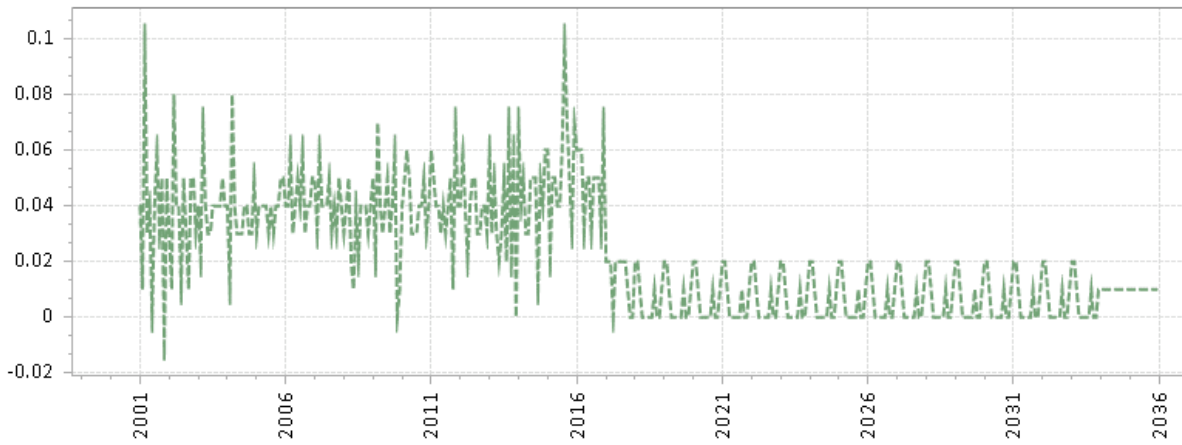
Tarifa media de la distribidora real



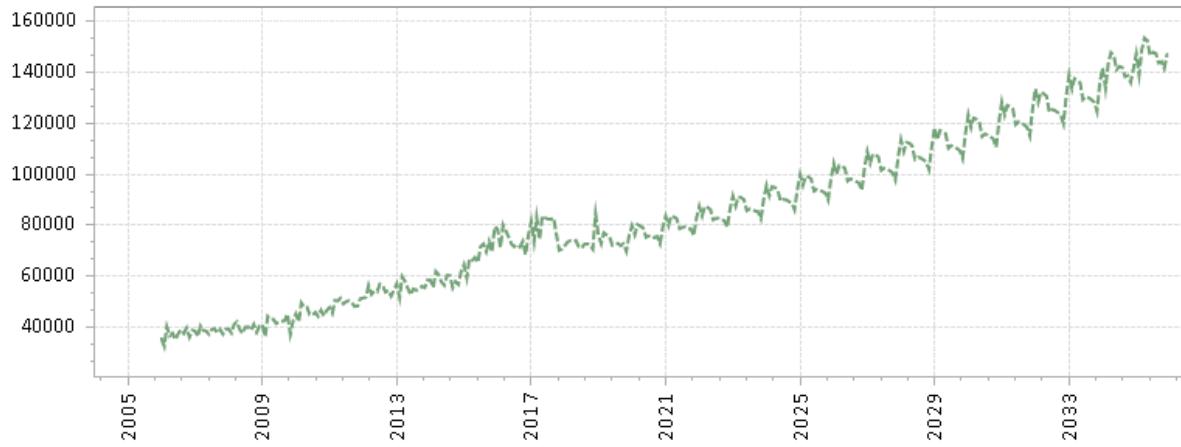
Pérdidas técnicas



Pérdidas no técnicas

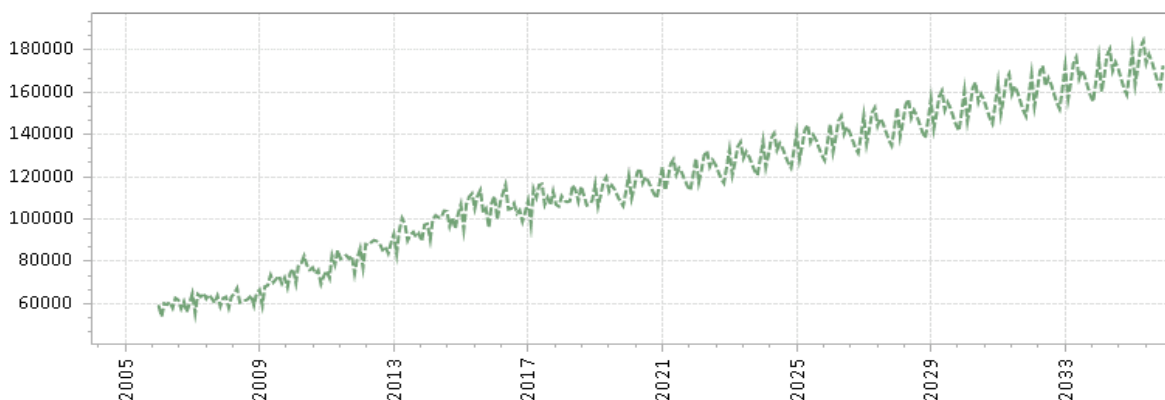


Consumo Total



EDEMET

Consumo Residencial



Variable Dependiente: CRES

Estadístico - F = 366.995499653071
 Probabilidad Estadístico - F = 0.0000000000000000000000
 R-Squared = 0.968550319240446
 R-Squared Ajustado = 0.965911185190694

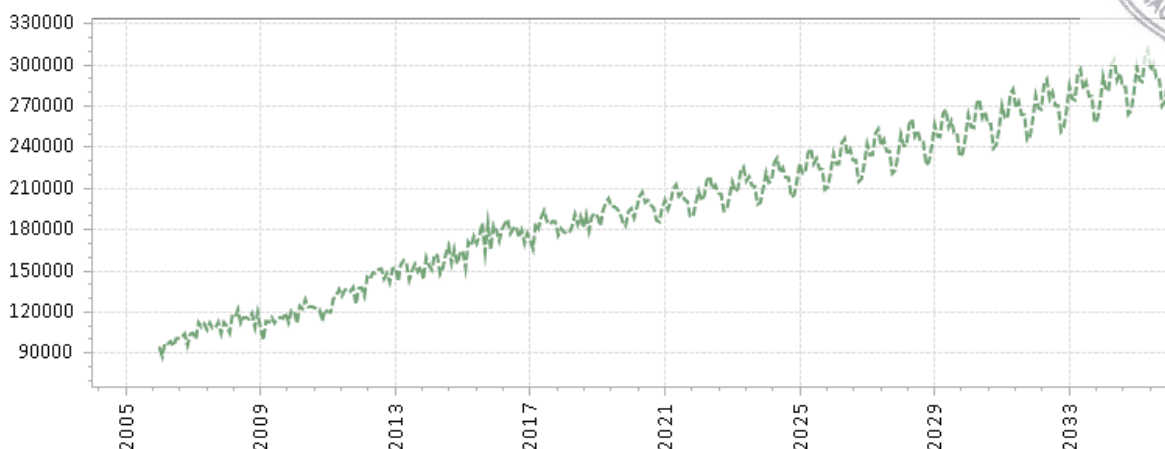
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	4.87	0.099	48.917	0
log(PIB)	0.839	0.012	65.419	0
@seas(2)	-0.095	0.016	-5.809	0
@seas(3)	-0.051	0.016	-3.153	0.001
@seas(4)	0.003	0.016	0.183	0.854
@seas(5)	0.016	0.016	1.024	0.307
@seas(6)	-0.043	0.016	-2.623	0.009
@seas(7)	-0.021	0.016	-1.309	0.192
@seas(8)	-0.041	0.016	-2.526	0.012
@seas(9)	-0.071	0.016	-4.319	0
@seas(10)	-0.099	0.016	-5.992	0
@seas(11)	-0.12	0.016	-7.304	0
@seas(12)	-0.063	0.016	-3.829	0

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 3296.35659445982
 Mean Absolute Error: 2630.74140858222
 Mean Absolute Percent Error: 3.16320325983052
 Theil Inequality Coefficient: 0.0186914542486927
 Covariance Proportion: 342024298.786467

Akaike information criterion: -3.42622367956383
 Schwarz information criterion: -3.17206901229303
 Hannan-Quinn information criterion: -3.32299705798636
 Durbin-Watson statistic: 0.740059727781883
 Log-Likelihood: 280.245447005979

Consumo Comercial



Variable Dependiente: CCOM

Estadístico - F = 268.262646160446
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.964062729446503
 R-Squared Ajustado = 0.960469002391153

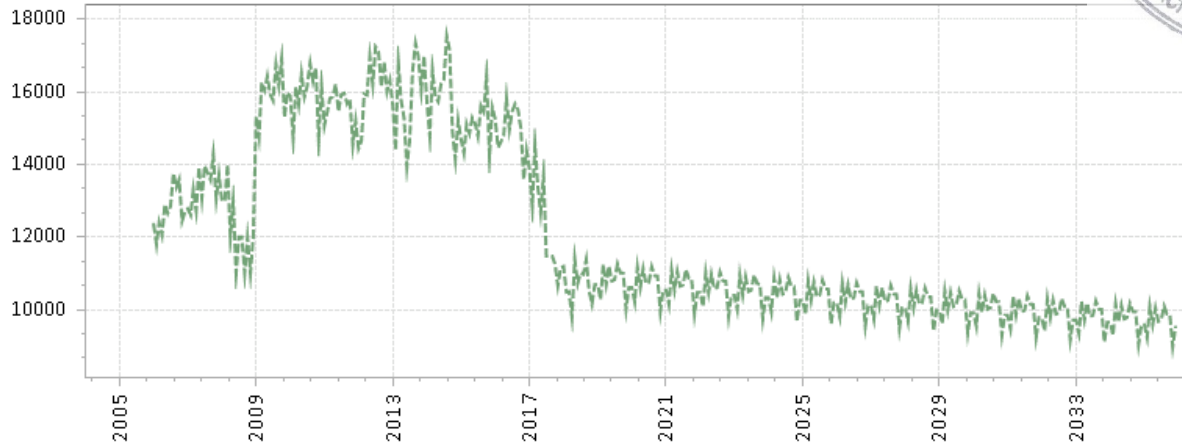
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.996	0.223	8.924	0
LOG(PIBCOM)	0.301	0.038	7.938	0
LOG(CCOM(-12))	0.676	0.034	19.742	0
@seas(2)	-0.011	0.015	-0.719	0.473
@seas(3)	-0.013	0.015	-0.835	0.405
@seas(4)	0.007	0.015	0.47	0.638
@seas(5)	0.01	0.015	0.682	0.496
@seas(6)	-0.006	0.015	-0.386	0.699
@seas(7)	-0.001	0.015	-0.072	0.942
@seas(8)	-0.013	0.015	-0.835	0.405
@seas(9)	-0.013	0.015	-0.878	0.381
@seas(10)	-0.038	0.016	-2.314	0.022
@seas(11)	-0.035	0.016	-2.127	0.035
@seas(12)	-0.02	0.016	-1.254	0.212

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 5501.40109058063
 Mean Absolute Error: 4222.99297382372
 Mean Absolute Percent Error: 2.87939963227199
 Theil Inequality Coefficient: 0.0183690297998418
 Covariance Proportion: 751793076.049171
 Akaike information criterion: -3.5771709344378
 Schwarz information criterion: -3.28843908586792
 Hannan-Quinn information criterion: -3.45984660339678
 Durbin-Watson statistic: 0.912303859668477
 Log-Likelihood: 271.556307279522



Consumo Industrial



Variable Dependiente: CIND

Estadístico - F = 1.15130301667873
 Probabilidad Estadístico - F = 0.32413123450775400000
 R-Squared = 0.0881011392416999
 R-Squared Ajustado = 0.011578157919325

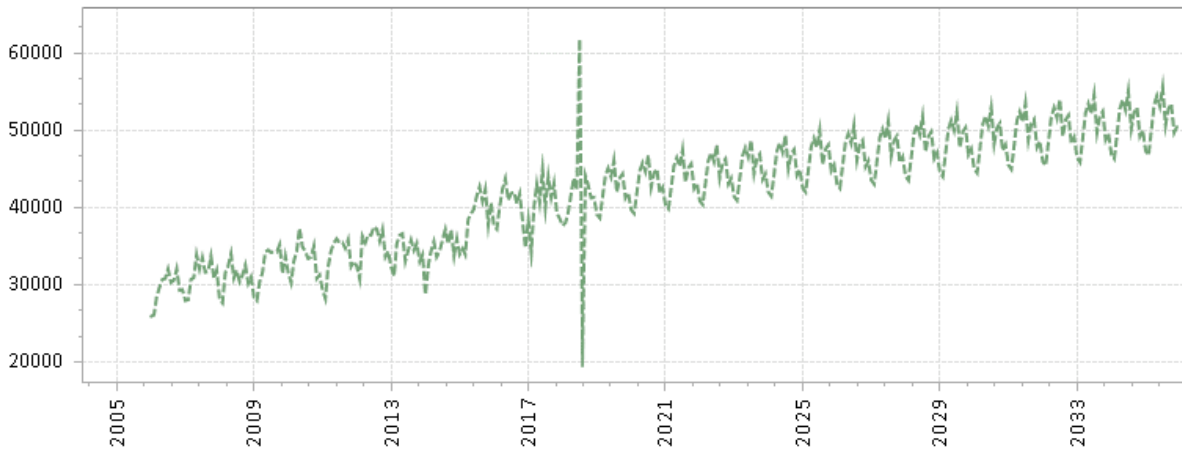
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	10.673	0.411	25.956	0
LOG(PIBIND)	-0.226	0.083	-2.722	0.007
@seas(2)	-0.037	0.055	-0.687	0.493
@seas(3)	0.052	0.055	0.937	0.35
@seas(4)	0.001	0.055	0.027	0.978
@seas(5)	0.049	0.055	0.888	0.375
@seas(6)	0.012	0.055	0.225	0.822
@seas(7)	0.016	0.055	0.298	0.765
@seas(8)	0.056	0.055	1.011	0.313
@seas(9)	0.034	0.055	0.626	0.531
@seas(10)	0.034	0.055	0.621	0.535
@seas(11)	-0.059	0.055	-1.078	0.282
@seas(12)	0	0.055	-0.012	0.989

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 1853.46002101614
 Mean Absolute Error: 1669.72939430572
 Mean Absolute Percent Error: 11.7310791658842
 Theil Inequality Coefficient: 0.064434613884492
 Covariance Proportion: 323699.838599087

 Akaike information criterion: -1.00074235754145
 Schwarz information criterion: -0.746587690270658
 Hannan-Quinn information criterion: -0.897515735963982
 Durbin-Watson statistic: 0.138377232878394
 Log-Likelihood: 91.0579038882333

Consumo Gobierno



Variable Dependiente: CGOB

Estadístico - F = 25.1633972847347
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.678623351829028
 R-Squared Ajustado = 0.651654682052443

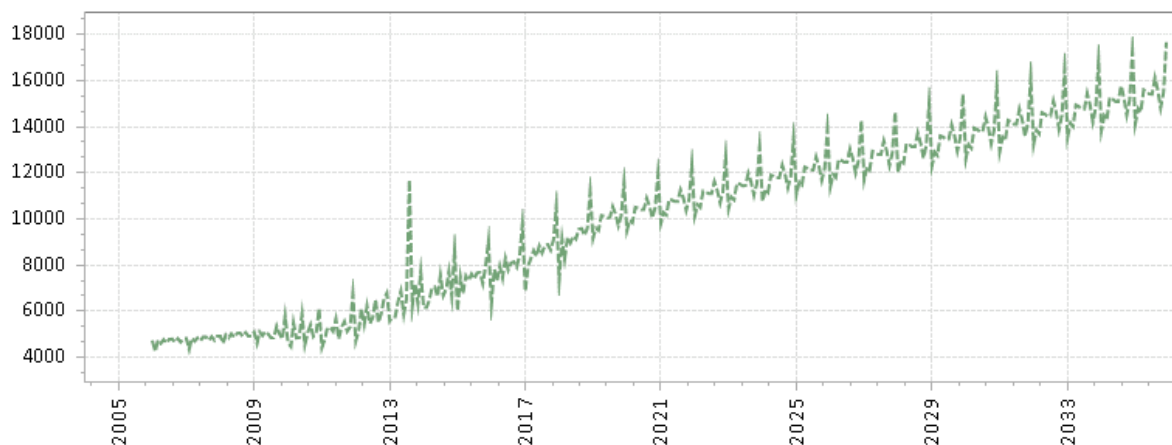
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	7.516	0.191	39.353	0
LOG(PIB)	0.368	0.024	14.972	0
@seas(2)	-0.013	0.031	-0.416	0.677
@seas(3)	0.049	0.031	1.561	0.12
@seas(4)	0.115	0.031	3.658	0
@seas(5)	0.137	0.031	4.344	0
@seas(6)	0.11	0.031	3.512	0
@seas(7)	0.156	0.031	4.945	0
@seas(8)	0.062	0.031	1.963	0.051
@seas(9)	0.103	0.031	3.282	0.001
@seas(10)	0.114	0.031	3.595	0
@seas(11)	0.04	0.031	1.293	0.197
@seas(12)	0.056	0.031	1.774	0.078

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 2830.04400743262
 Mean Absolute Error: 1668.83350665332
 Mean Absolute Percent Error: 4.58201396856742
 Theil Inequality Coefficient: 0.0400655324032018
 Covariance Proportion: 15489689.9122946

Akaike information criterion: -2.12315508056619
 Schwarz information criterion: -1.86900041329539
 Hannan-Quinn information criterion: -2.01992845898872
 Durbin-Watson statistic: 2.15628733542432
 Log-Likelihood: 178.606096284163

Consumo alumbrado



Variable Dependiente: CALP

Estadístico - F = 64.5769437571697
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.844213567634751
 R-Squared Ajustado = 0.831140580303402

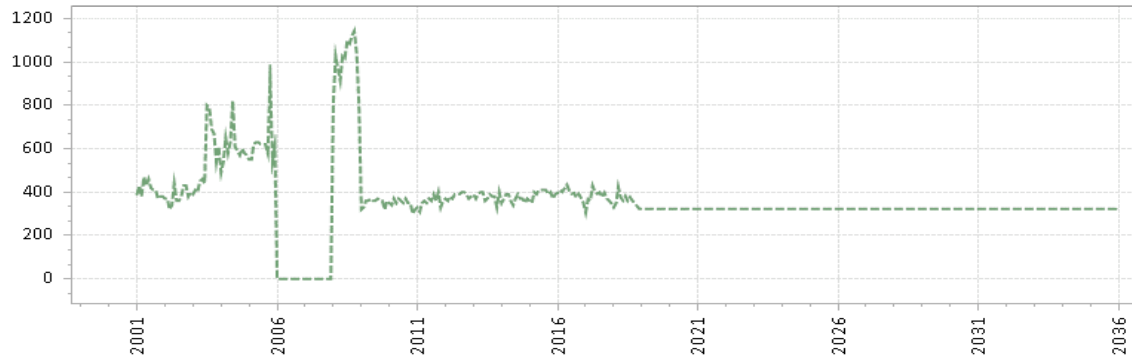
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	2.162	0.242	8.903	0
LOG(PIB)	0.835	0.031	26.681	0
@seas(2)	0.043	0.04	1.095	0.274
@seas(3)	0.031	0.04	0.773	0.44
@seas(4)	0.093	0.04	2.326	0.021
@seas(5)	0.087	0.04	2.173	0.031
@seas(6)	0.078	0.04	1.953	0.052
@seas(7)	0.076	0.04	1.898	0.059
@seas(8)	0.119	0.04	2.966	0.003
@seas(9)	0.083	0.04	2.085	0.038
@seas(10)	0.031	0.04	0.786	0.432
@seas(11)	0.073	0.04	1.832	0.069
@seas(12)	0.201	0.04	5.002	0

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 674.325007431524
 Mean Absolute Error: 488.001710569569
 Mean Absolute Percent Error: 7.74679670477562
 Theil Inequality Coefficient: 0.0516834535255677
 Covariance Proportion: 2135218.13110181

Akaike information criterion: -1.64232380312282
 Schwarz information criterion: -1.38816913585202
 Hannan-Quinn information criterion: -1.53909718154535
 Durbin-Watson statistic: 1.20604000360677
 Log-Likelihood: 141.10125664358

Consumo Otros



Archivo Fórmula: $COTR = COTR (t-1) * (1+\%)$

Datos Tendencia Residuos

Año Inicial: 2001 Cargar Datos Generar Proyección Tasa tendencial mensual: 0.02 Aceptar Proyección

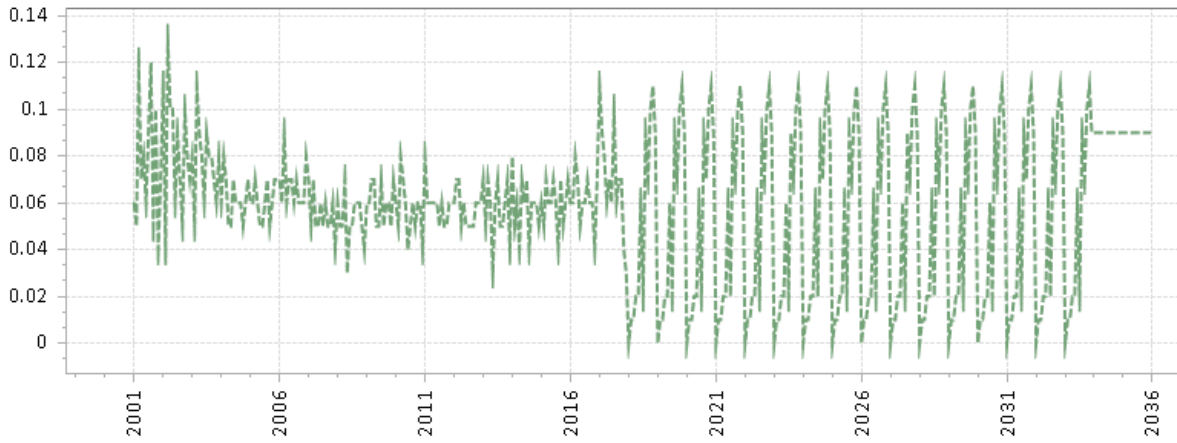
Año Final: 2018

Año	Mes	Consumo Otros [MWh]	Tasa [%]
2001	1	390.000	0.000
2001	2	430.000	10.260
2001	3	380.000	-11.630
2001	4	470.000	23.680
2001	5	430.000	-8.510
2001	6	460.000	6.980
2001	7	420.000	-8.700
2001	8	410.000	-2.380

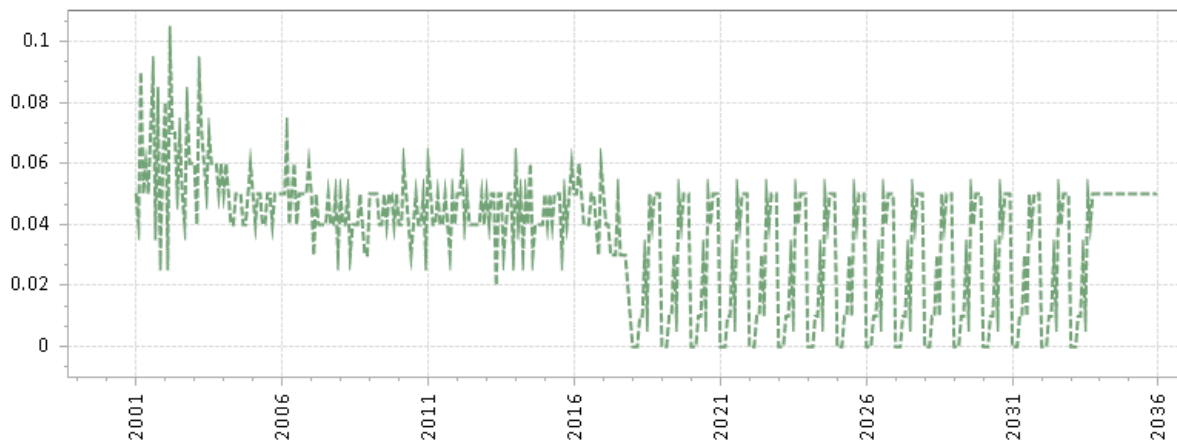
Tarifa media de la distribidora real



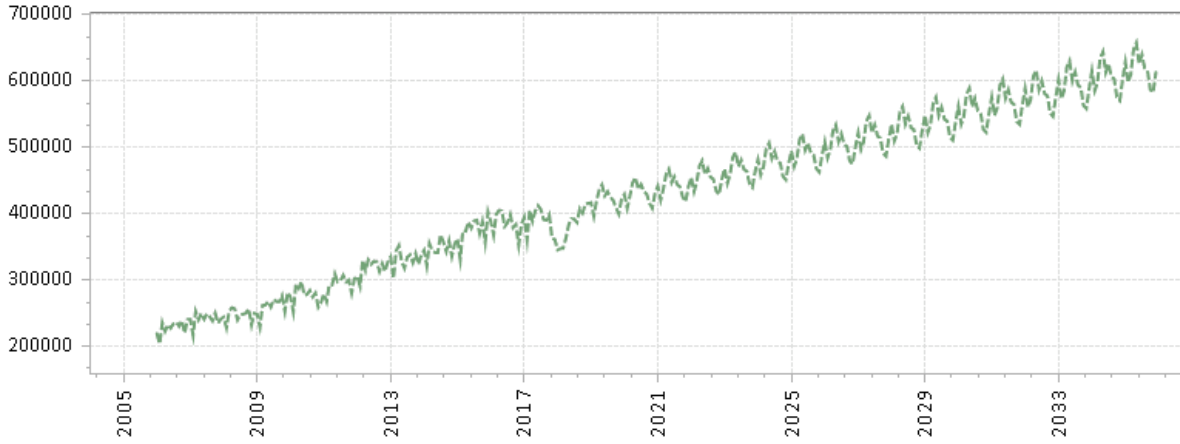

Pérdidas técnicas



Pérdidas no técnicas

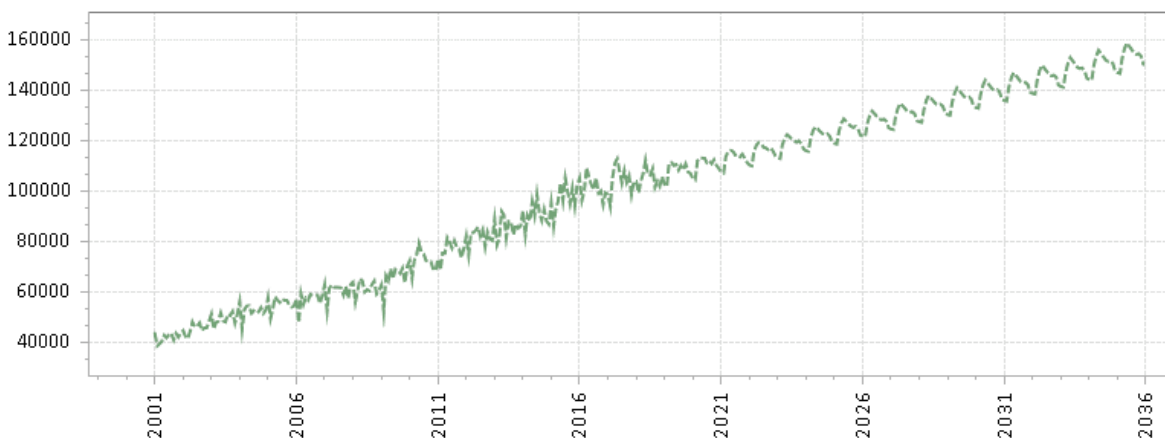


Consumo Total



ENSA

Consumo Residencial



Variable Dependiente: CRES

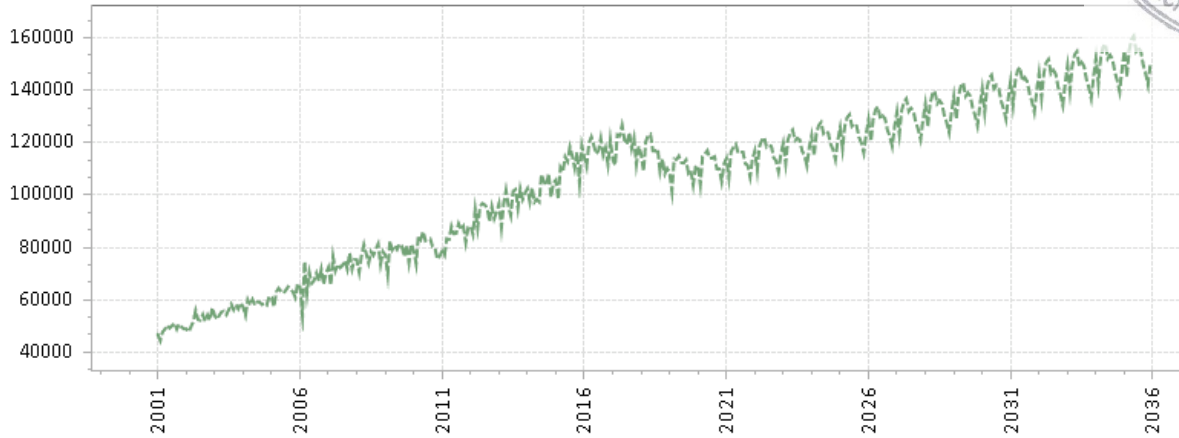
Estadístico - F = 2607.38765491851
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.981276845063744
 R-Squared Ajustado = 0.980900500240904

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	-0.076	0.39	-0.195	0.845
log(PIB)	0.247	0.034	7.204	0
log(CRES(-12))	0.615	0.044	13.834	0
log(TEMPMAX)	0.223	0.094	2.382	0.018
log(TEMPMIN)	0.573	0.108	5.259	0

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 3374.6800328642
 Mean Absolute Error: 2541.40180762273
 Mean Absolute Percent Error: 3.45525644172086
 Theil Inequality Coefficient: 0.0218893270048651
 Covariance Proportion: 387579901.814794
 Akaike information criterion: -3.69111081874028
 Schwarz information criterion: -3.60978434830292
 Hannan-Quinn information criterion: -3.65821278656956
 Durbin-Watson statistic: 1.61847665648791
 Log-Likelihood: 381.493303511509

Consumo Comercial



Variable Dependiente: CCOM

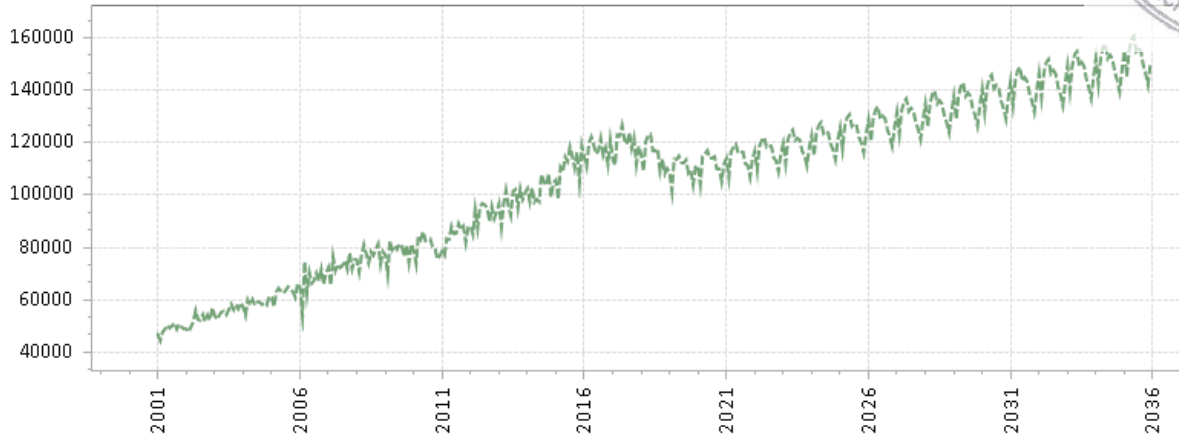
Estadístico - F = 704.850269527394
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.979685778561871
 R-Squared Ajustado = 0.978295858147683

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.14	0.21	10.194	0
LOG(PIBCOM)	0.222	0.027	8.124	0
LOG(CCOM(-12))	0.694	0.032	21.627	0
@seas(2)	-0.02	0.013	-1.505	0.133
@seas(3)	-0.001	0.013	-0.103	0.917
@seas(4)	0.006	0.013	0.515	0.606
@seas(5)	0.008	0.013	0.659	0.51
@seas(6)	-0.002	0.013	-0.201	0.84
@seas(7)	0	0.013	-0.03	0.975
@seas(8)	-0.004	0.013	-0.3	0.764
@seas(9)	-0.014	0.013	-1.095	0.274
@seas(10)	-0.021	0.013	-1.596	0.111
@seas(11)	-0.031	0.013	-2.286	0.023
@seas(12)	-0.014	0.013	-1.035	0.301

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 3789.41033640458
 Mean Absolute Error: 2843.00894232327
 Mean Absolute Percent Error: 3.19484731638681
 Theil Inequality Coefficient: 0.0215871791388535
 Covariance Proportion: 466357749.558428
 Akaike information criterion: -3.57129862812761
 Schwarz information criterion: -3.34358451090301
 Hannan-Quinn information criterion: -3.47918413804959
 Durbin-Watson statistic: 1.31947942925355
 Log-Likelihood: 378.272460069016

Consumo Industrial



Variable Dependiente: CCOM

Estadístico - F = 704.850269527394
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.979685778561871
 R-Squared Ajustado = 0.978295858147683

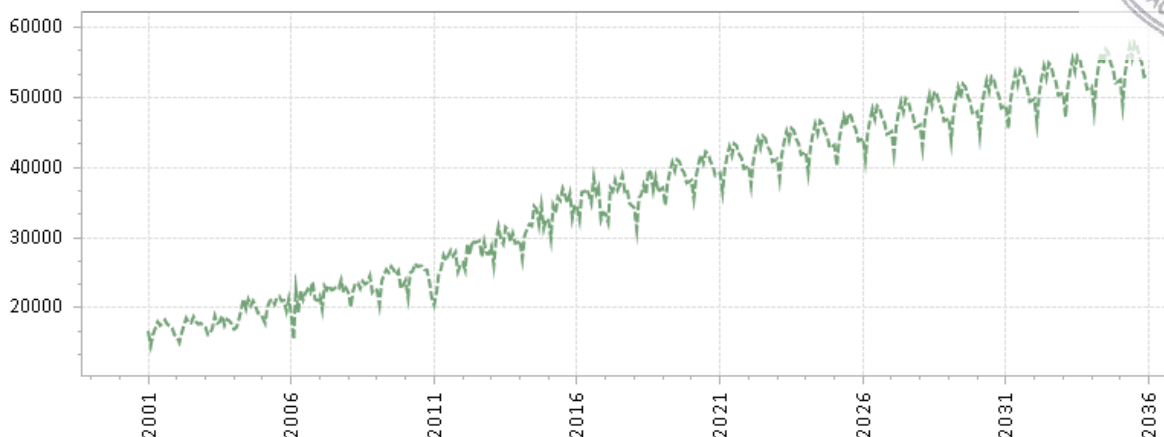
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.14	0.21	10.194	0
LOG(PIBCOM)	0.222	0.027	8.124	0
LOG(CCOM(-12))	0.694	0.032	21.627	0
@seas(2)	-0.02	0.013	-1.505	0.133
@seas(3)	-0.001	0.013	-0.103	0.917
@seas(4)	0.006	0.013	0.515	0.606
@seas(5)	0.008	0.013	0.659	0.51
@seas(6)	-0.002	0.013	-0.201	0.84
@seas(7)	0	0.013	-0.03	0.975
@seas(8)	-0.004	0.013	-0.3	0.764
@seas(9)	-0.014	0.013	-1.095	0.274
@seas(10)	-0.021	0.013	-1.596	0.111
@seas(11)	-0.031	0.013	-2.286	0.023
@seas(12)	-0.014	0.013	-1.035	0.301

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 3789.41033640458
 Mean Absolute Error: 2843.00894232327
 Mean Absolute Percent Error: 3.19484731638681
 Theil Inequality Coefficient: 0.0215871791388535
 Covariance Proportion: 466357749.558428

Akaike information criterion: -3.57129862812761
 Schwarz information criterion: -3.34358451090301
 Hannan-Quinn information criterion: -3.47918413804959
 Durbin-Watson statistic: 1.31947942925355
 Log-Likelihood: 378.272460069016

Consumo Gobierno



Variable Dependiente: CGOB

Estadístico - F = 529.235810426402
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.969025743952116
 R-Squared Ajustado = 0.967194753446823

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	5.039	0.065	76.981	0
LOG(PIB)	0.667	0.008	77.81	0
@seas(2)	-0.072	0.015	-4.59	0
@seas(3)	0.01	0.015	0.694	0.488
@seas(4)	0.053	0.015	3.371	0
@seas(5)	0.082	0.015	5.239	0
@seas(6)	0.051	0.015	3.233	0.001
@seas(7)	0.088	0.015	5.593	0
@seas(8)	0.079	0.015	4.991	0
@seas(9)	0.049	0.015	3.127	0.002
@seas(10)	0.033	0.015	2.142	0.033
@seas(11)	-0.005	0.015	-0.324	0.745
@seas(12)	-0.003	0.015	-0.213	0.831

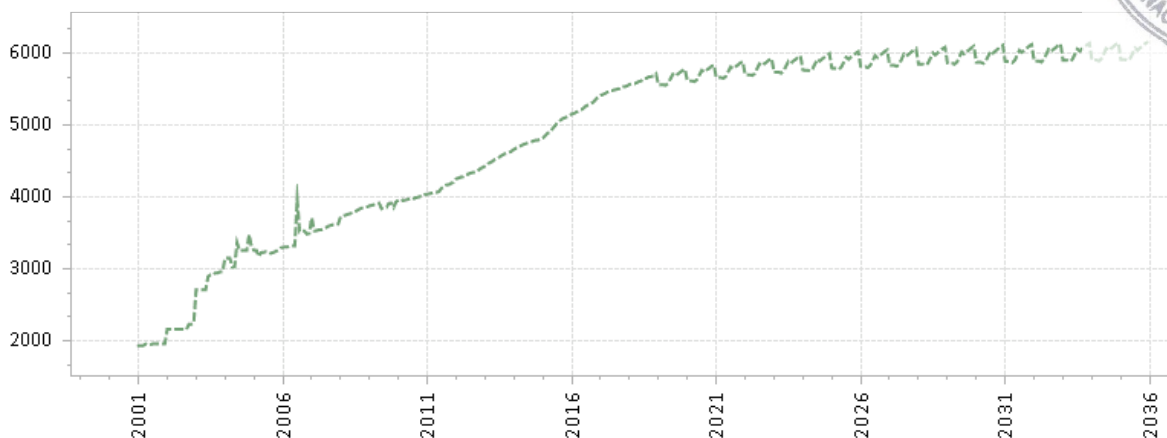
Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 1202.95729557804
 Mean Absolute Error: 958.080744008428
 Mean Absolute Percent Error: 3.66944489215556
 Theil Inequality Coefficient: 0.0225231352251267
 Covariance Proportion: 43207839.8497311

Akaike information criterion: -3.19981001407572
 Schwarz information criterion: -2.99666825805769
 Hannan-Quinn information criterion: -3.11774024738257
 Durbin-Watson statistic: 0.818269179059302
 Log-Likelihood: 358.579481520178



Consumo alumbrado



Variable Dependiente: CALP

Estadístico - F = 390.269129651714
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.960814319922229
 R-Squared Ajustado = 0.958352392378076

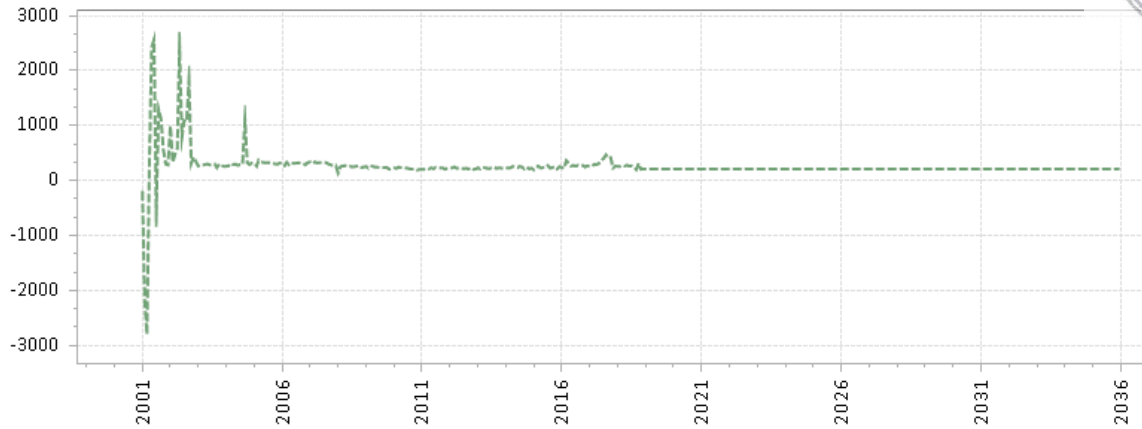
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	1.237	0.103	11.936	0
LOG(CALP(-12))	0.856	0.012	68.319	0
@seas(2)	0	0.017	-0.003	0.997
@seas(3)	0	0.017	-0.002	0.997
@seas(4)	0	0.017	-0.023	0.98
@seas(5)	0	0.017	0.021	0.983
@seas(6)	0.002	0.017	0.121	0.903
@seas(7)	0.003	0.017	0.22	0.826
@seas(8)	0.003	0.017	0.178	0.858
@seas(9)	0.003	0.017	0.223	0.823
@seas(10)	0.004	0.017	0.259	0.795
@seas(11)	0.005	0.017	0.302	0.762
@seas(12)	0.005	0.017	0.331	0.74

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 270.777905320786
 Mean Absolute Error: 235.333401226064
 Mean Absolute Percent Error: 5.7531431201922
 Theil Inequality Coefficient: 0.0320366166024641
 Covariance Proportion: 848166.10606773

Akaike information criterion: -3.09572143638526
 Schwarz information criterion: -2.88427261324813
 Hannan-Quinn information criterion: -3.01018655274138

Consumo Otros



Archivo Fórmula: $COTR = COTR (t-1) * (1+\%)$

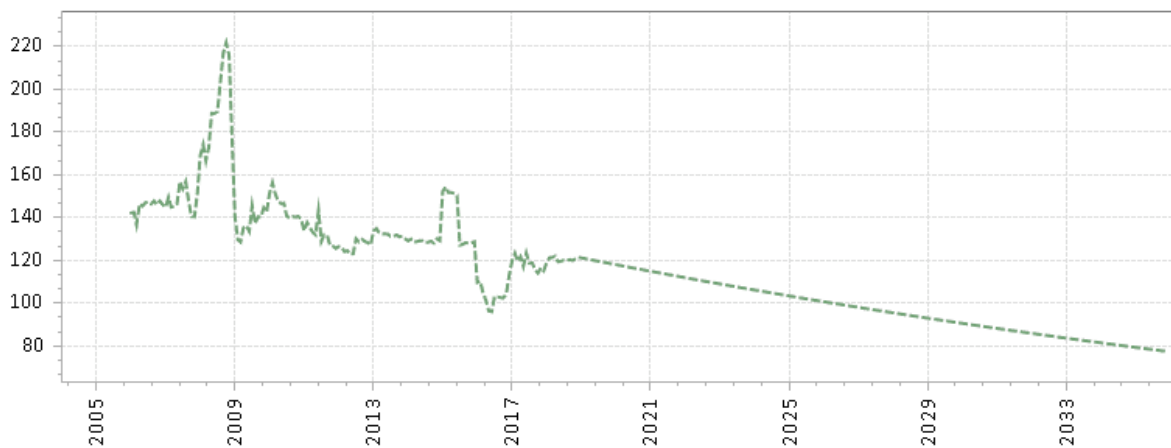
Datos Tendencia Residuos

Año Inicial: 2001 Cargar Datos Generar Proyección Tasa tendencial mensual: 0.00 Aceptar Proyección

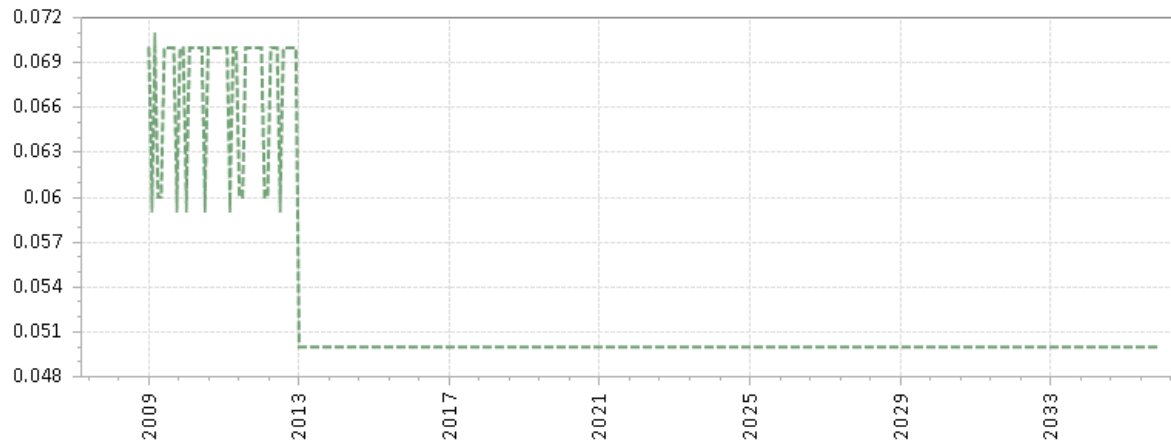
Año Final: 2018

Año	Mes	Consumo Otros [MWh]	Tasa [%]
2001	1	-203.000	0.000
2001	2	-2222.000	994.580
2001	3	-2796.000	25.830
2001	4	174.000	-106.220
2001	5	2421.000	1291.380
2001	6	2560.000	5.740
2001	7	-571.000	-122.300

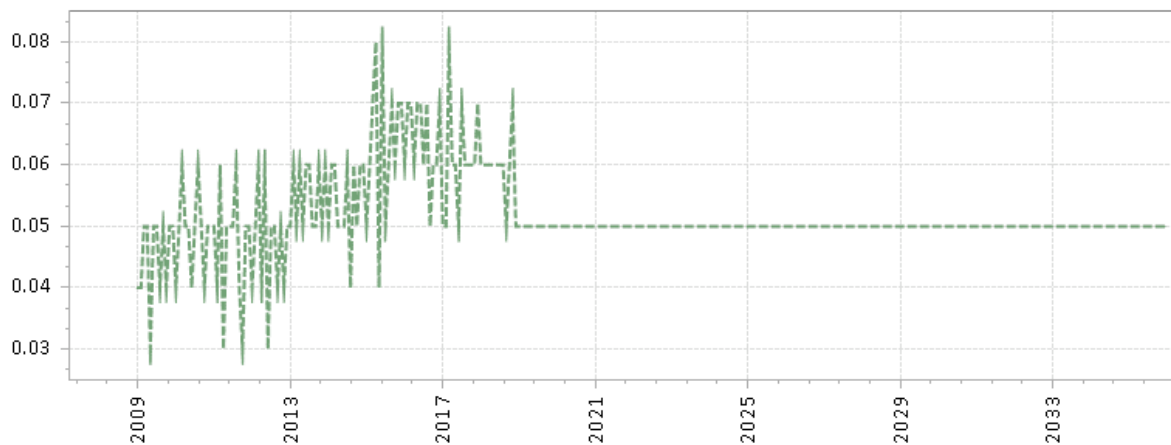
Tarifa media de la distribidora real



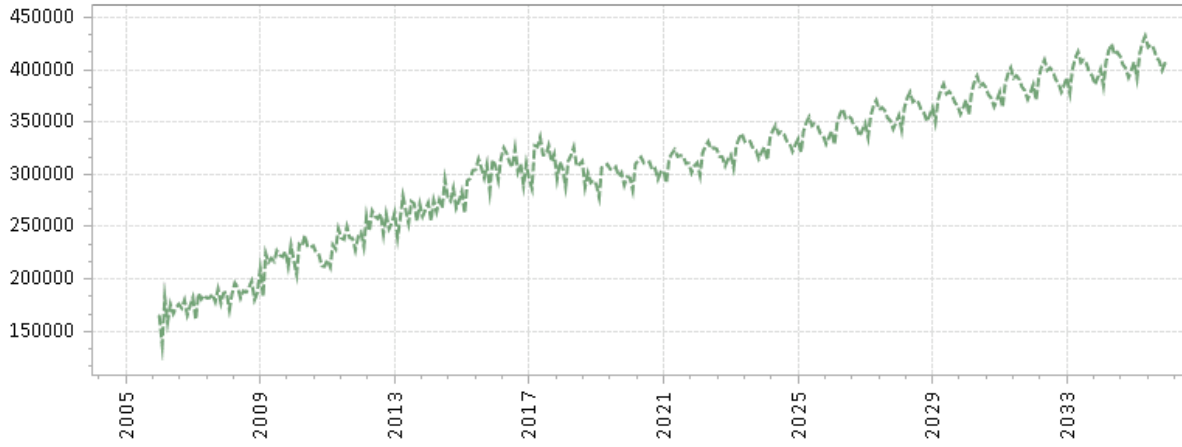
Pérdidas técnicas



Pérdidas no técnicas

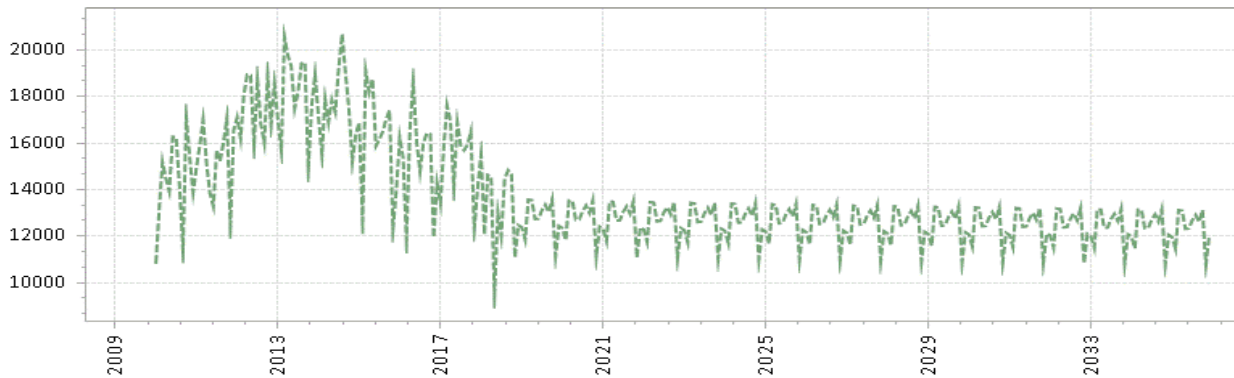



Consumo Total



GRANDES USUARIOS

Alta Tensión



Variable Dependiente: GU_AT

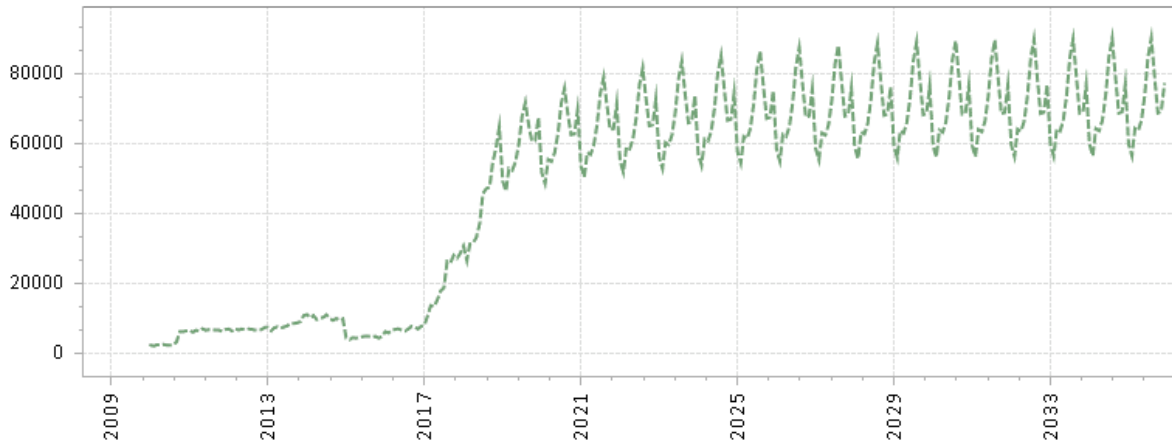
Estadístico - F = 1.38439029028088
 Probabilidad Estadístico - F = 0.18689858864765200000
 R-Squared = 0.148842254884461
 R-Squared Ajustado = 0.0413275923435513

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	10.15	0.704	14.404	0
log(PIB)	-0.065	0.089	-0.731	0.466
@seas (2)	-0.043	0.069	-0.627	0.531
@seas (3)	0.091	0.07	1.311	0.192
@seas (4)	0.09	0.069	1.298	0.197
@seas (5)	0.028	0.069	0.415	0.678
@seas (6)	0.03	0.069	0.436	0.663
@seas (7)	0.058	0.069	0.839	0.403
@seas (8)	0.076	0.069	1.096	0.275
@seas (9)	0.052	0.069	0.758	0.45
@seas (10)	0.093	0.07	1.321	0.189
@seas (11)	-0.103	0.069	-1.479	0.142
@seas (12)	0.007	0.07	0.1	0.92

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 2098.91790006356
 Mean Absolute Error: 1690.4146383047
 Mean Absolute Percent Error: 10.7933632914396
 Theil Inequality Coefficient: 0.0658803241893755
 Covariance Proportion: 772231.346014005
 Akaike information criterion: -0.877413373420817
 Schwarz information criterion: -0.554564244229939
 Hannan-Quinn information criterion: -0.746509777923306
 Durbin-Watson statistic: 0.940135633503981
 Log-Likelihood: 60.3803221647241

Baja Tensión



Variable Dependiente: GU_BT

Estadístico - F = 3.75959461055013
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00014829486304995900
 R-Squared = 0.352145241946554
 R-Squared Ajustado = 0.258479493794248

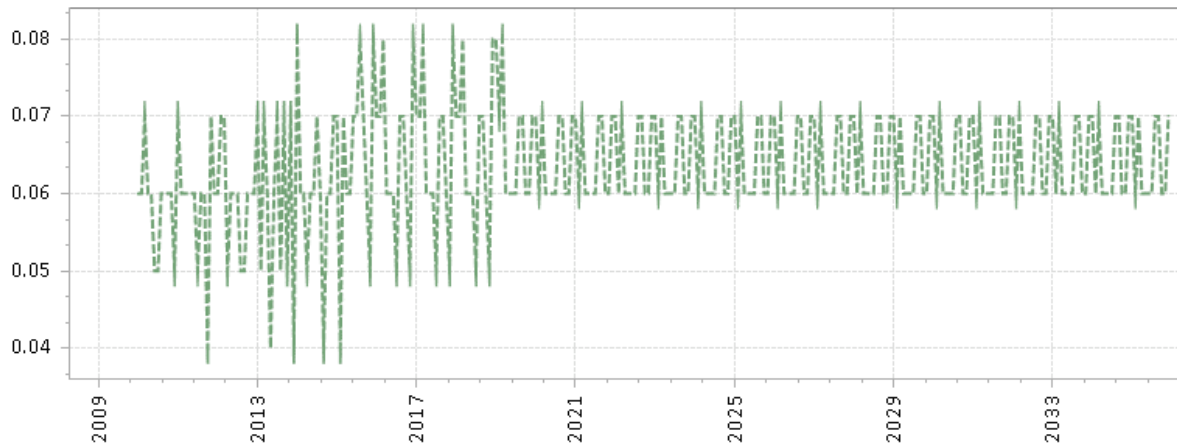
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.376	1.057	2.246	0.027
LOG(GU_BT(-12))	0.763	0.118	6.451	
@seas(2)	-0.013	0.288	-0.046	0.963
@seas(3)	0.017	0.288	0.058	0.953
@seas(4)	0.014	0.288	0.051	0.959
@seas(5)	0.025	0.289	0.087	0.93
@seas(6)	0.049	0.289	0.172	0.863
@seas(7)	0.081	0.289	0.282	0.778
@seas(8)	0.096	0.289	0.333	0.739
@seas(9)	0.065	0.289	0.225	0.822
@seas(10)	0.032	0.291	0.111	0.911
@seas(11)	0.033	0.29	0.115	0.908
@seas(12)	0.059	0.291	0.202	0.84

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 10345.312882247
 Mean Absolute Error: 7235.79590766159
 Mean Absolute Percent Error: 43.4141058958423
 Theil Inequality Coefficient: 0.301967061149325
 Covariance Proportion: 47241657.859456

Akaike information criterion: 1.86520287380689
 Schwarz information criterion: 2.21245835806816
 Hannan-Quinn information criterion: 2.00556921462562

Pérdidas Técnicas



Variable Dependiente: PERT_GU

Estadístico - F = 2.90824522371572
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00210402284736179000
 R-Squared = 0.296007257486207
 R-Squared Ajustado = 0.194225174231201

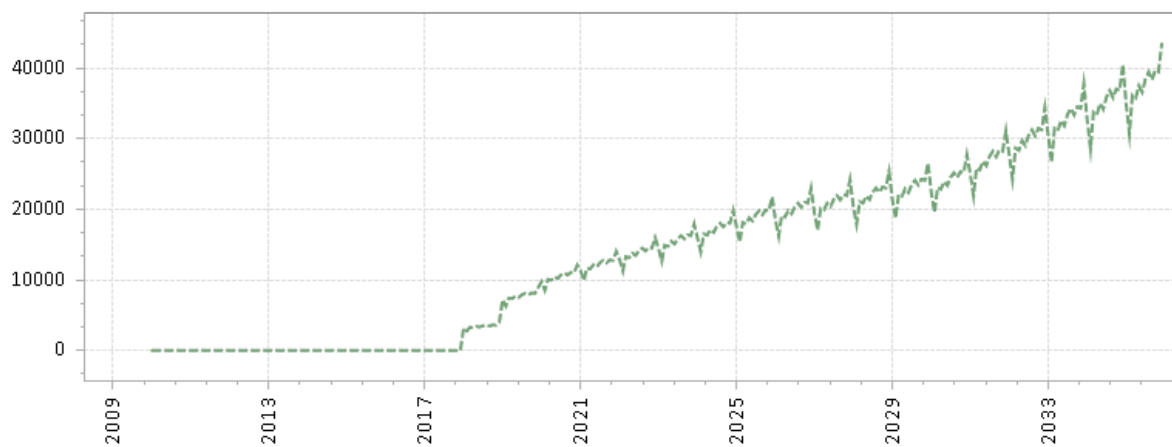
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
PERT_GU(-12)	0.228	0.107	2.139	0.035
c	0.054	0.008	6.773	0
@seas(2)	-0.006	0.004	-1.475	0.143
@seas(3)	0	0.004	0.215	0.83
@seas(4)	-0.009	0.004	-2.141	0.035
@seas(5)	-0.009	0.004	-2.141	0.035
@seas(6)	-0.006	0.004	-1.475	0.143
@seas(7)	-0.008	0.004	-1.947	0.054
@seas(8)	-0.004	0.004	-1.065	0.289
@seas(9)	-0.005	0.004	-1.272	0.206
@seas(10)	-0.01	0.004	-2.331	0.022
@seas(11)	-0.01	0.004	-2.219	0.029
@seas(12)	0	0.004	-0.087	0.93

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 0.00845770097852363
 Mean Absolute Error: 0.00654264296628438
 Mean Absolute Percent Error: 10.5041058272798
 Theil Inequality Coefficient: 0.0674081847245419
 Covariance Proportion: 2.67601662125617E-05

Akaike information criterion: -6.4693581169209
 Schwarz information criterion: -6.12210263265963
 Hannan-Quinn information criterion: -6.32899177610217

Consumo del Metro de Panamá



Variable Dependiente: CMETRO

Estadístico - F = 1913.62448556805
 Probabilidad Estadístico - F = 0.000000000000000000000000
 R-Squared = 0.98867672400488
 R-Squared Ajustado = 0.988160072628677

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
CMETRO(-12)	1.048	0.006	150.83	0
c	800.432	256.501	3.12	0.002
@seas(2)	-100.406	347.079	-0.289	0.772
@seas(3)	25.229	346.96	0.072	0.942
@seas(4)	16.8	346.956	0.048	0.961
@seas(5)	56.013	346.992	0.161	0.871
@seas(6)	36.074	346.969	0.103	0.917
@seas(7)	77.925	347.029	0.224	0.822
@seas(8)	100.394	347.079	0.289	0.772
@seas(9)	75.81	347.025	0.218	0.827
@seas(10)	106.371	347.095	0.306	0.759
@seas(11)	101.163	347.081	0.291	0.77
@seas(12)	191.757	347.416	0.551	0.581

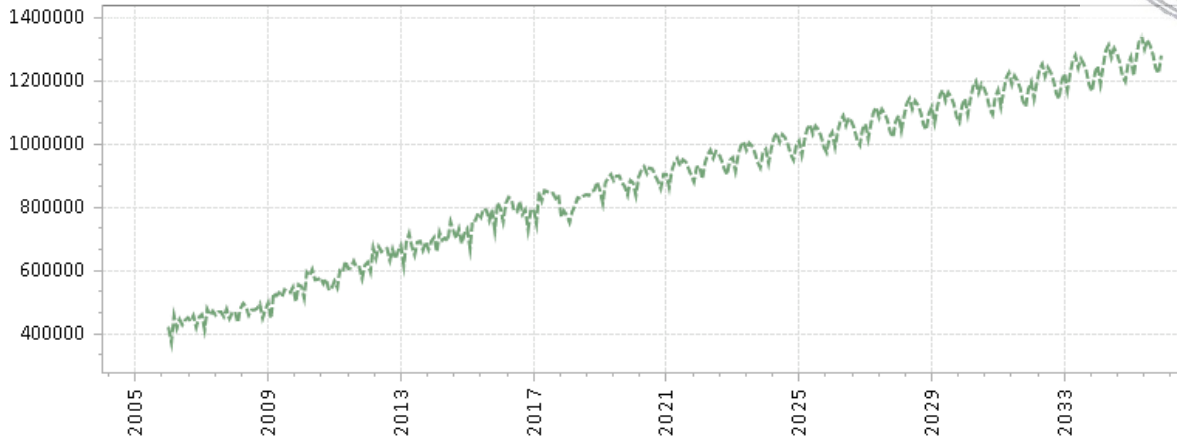
Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 3025.18321273035
 Mean Absolute Error: 2324.66631718371
 Mean Absolute Percent Error: 37.1710351615036
 Theil Inequality Coefficient: 0.085967467433375
 Covariance Proportion: 109459780.021804

Akaike information criterion: 17.0245574157268
 Schwarz information criterion: 17.1950835434599
 Hannan-Quinn information criterion: 17.0929866828801



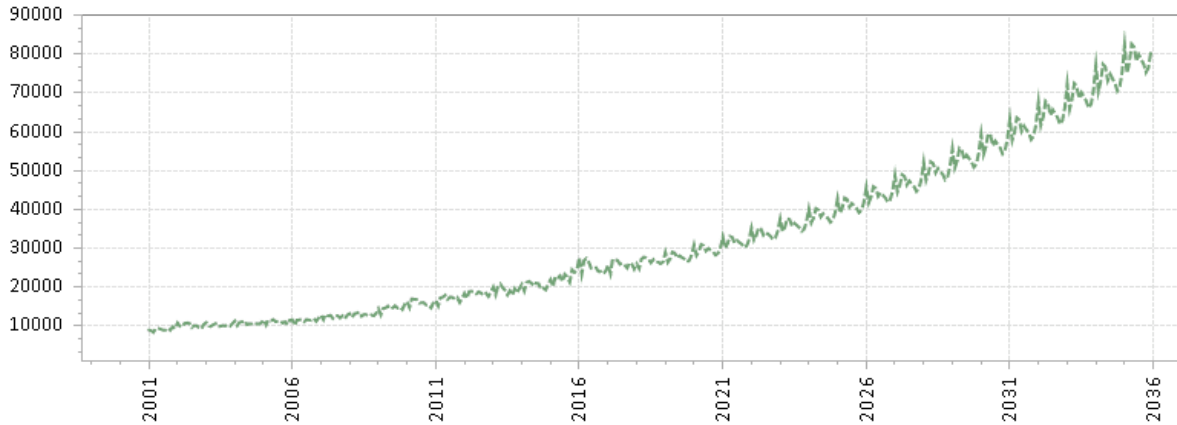
CONSUMO TOTAL DEL PAÍS



Proyección de la Demanda en el escenario Optimista.

EDECHI

Consumo Residencial



Variable Dependiente: CRES

Estadístico - F = 536.158505626322
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.969413440497551
 R-Squared Ajustado = 0.967605368014648

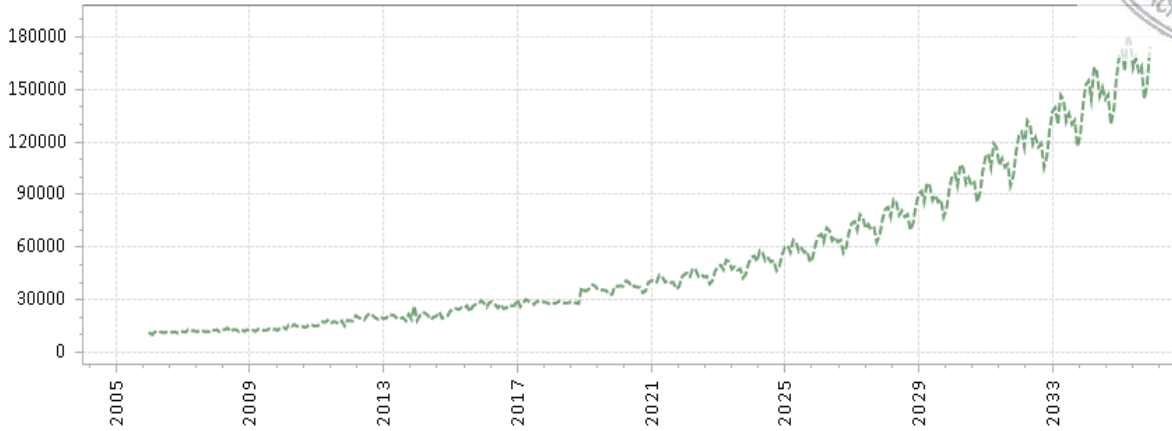
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	2.853	0.086	32.999	0
log(PIB)	0.905	0.011	79.89	0
@seas(2)	-0.096	0.02	-4.635	0
@seas(3)	-0.069	0.02	-3.304	0.001
@seas(4)	-0.012	0.02	-0.609	0.543
@seas(5)	-0.026	0.02	-1.277	0.202
@seas(6)	-0.078	0.02	-3.767	0
@seas(7)	-0.062	0.02	-2.987	0.003
@seas(8)	-0.083	0.02	-4.007	0
@seas(9)	-0.104	0.02	-4.996	0
@seas(10)	-0.137	0.02	-6.557	0
@seas(11)	-0.127	0.02	-6.08	0
@seas(12)	-0.082	0.02	-3.94	0

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 1087.04581135315
 Mean Absolute Error: 836.87705249924
 Mean Absolute Percent Error: 5.01977249613708
 Theil Inequality Coefficient: 0.0315546124964313
 Covariance Proportion: 30290831.853129

Akaike information criterion: -2.64293621378384
 Schwarz information criterion: -2.43979445776581
 Hannan-Quinn information criterion: -2.56086644709069
 Durbin-Watson statistic: 0.479389504502752
 Log-Likelihood: 298.437111088655

Consumo Comercial



Variable Dependiente: CCOM

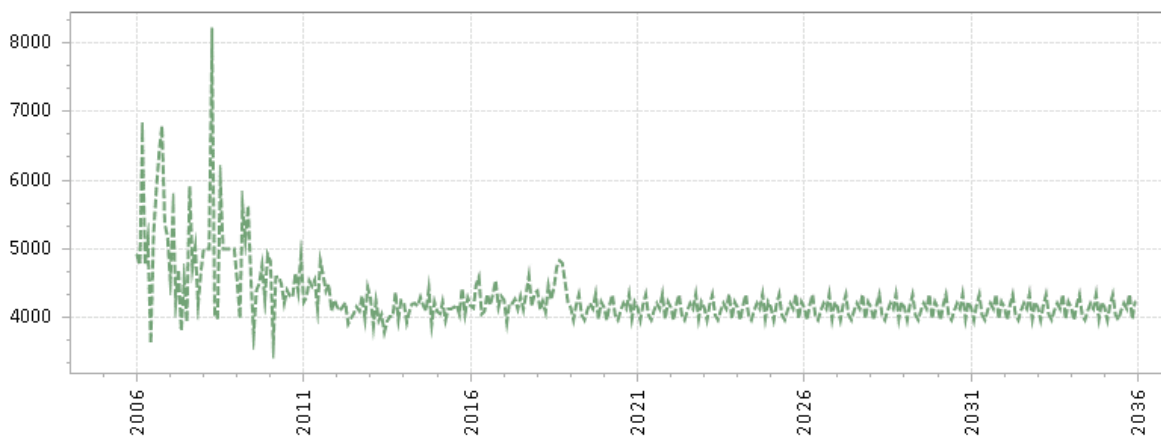
Estadístico - F = 137.596337056945
 Probabilidad Estadístico - F = 0.000000000000000000
 R-Squared = 0.932247641104116
 R-Squared Ajustado = 0.925472405214528

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.125	0.247	-0.507	0.612
LOG(PIBCOM)	0.588	0.081	7.222	0
LOG(CCOM(-12))	0.645	0.046	13.745	0
@seas(2)	0.002	0.035	0.063	0.949
@seas(3)	-0.025	0.035	-0.728	0.467
@seas(4)	0.013	0.035	0.389	0.697
@seas(5)	0.004	0.035	0.114	0.909
@seas(6)	-0.03	0.035	-0.864	0.388
@seas(7)	-0.021	0.035	-0.617	0.537
@seas(8)	-0.041	0.035	-1.149	0.252
@seas(9)	-0.038	0.035	-1.068	0.287
@seas(10)	-0.084	0.037	-2.266	0.025
@seas(11)	-0.067	0.036	-1.842	0.067
@seas(12)	-0.025	0.036	-0.696	0.487

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 1728.1858747382
 Mean Absolute Error: 1193.19157436211
 Mean Absolute Percent Error: 5.48255682823448
 Theil Inequality Coefficient: 0.041080202131248
 Covariance Proportion: 34784958.1973738
 Akaike information criterion: -1.96771790127622
 Schwarz information criterion: -1.67898605270633

Consumo Industrial



Variable Dependiente: CIND

Estadístico - F = 2.1517300288456
 Probabilidad Estadístico - F = 0.01767741457219650000
 R-Squared = 0.164651416618269
 R-Squared Ajustado = 0.0881309356978048

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	6.549	0.582	11.241	0
LOG(CIND(-12))	0.218	0.069	3.155	0.001
@seas(2)	-0.035	0.039	-0.893	0.372
@seas(3)	0.005	0.039	0.137	0.891
@seas(4)	0.034	0.039	0.862	0.39
@seas(5)	-0.02	0.039	-0.516	0.606
@seas(6)	-0.035	0.039	-0.879	0.38
@seas(7)	-0.008	0.039	-0.217	0.827
@seas(8)	0.011	0.039	0.286	0.775
@seas(9)	-0.003	0.039	-0.09	0.928
@seas(10)	0.035	0.039	0.882	0.379
@seas(11)	-0.032	0.039	-0.81	0.418
@seas(12)	0.014	0.039	0.378	0.705

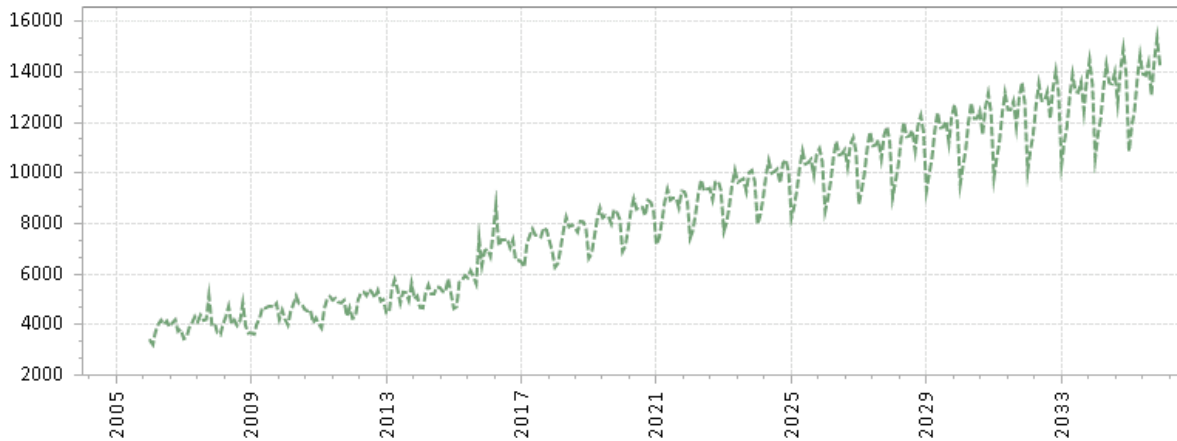
Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 473.581289362655
 Mean Absolute Error: 288.590076738193
 Mean Absolute Percent Error: 6.55636380327356
 Theil Inequality Coefficient: 0.0537317356013047
 Covariance Proportion: 27087.4973796218

Akaike information criterion: -1.74726092461038
 Schwarz information criterion: -1.47915277950977
 Hannan-Quinn information criterion: -1.63831690292943



Consumo Gobierno



Variable Dependiente: CGOB

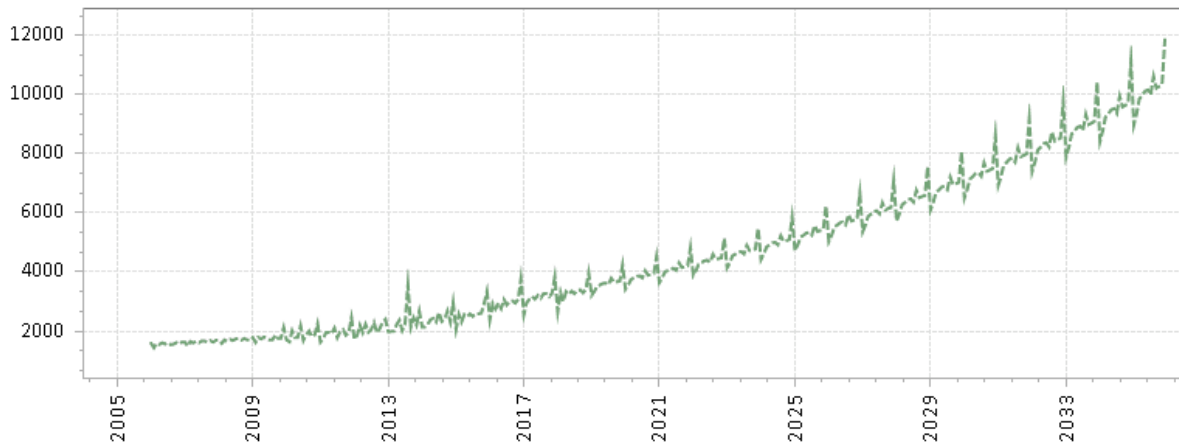
Estadístico - F = 60.4688114840684
 Probabilidad Estadístico - F = 0.000000000000000000
 R-Squared = 0.847074405754971
 R-Squared Ajustado = 0.833065954373747

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	0.325	0.32	1.014	0.312
LOG(CGOB(-12))	0.967	0.038	25.382	0
@seas(2)	0.005	0.038	0.149	0.881
@seas(3)	0.005	0.038	0.136	0.891
@seas(4)	0.008	0.039	0.227	0.82
@seas(5)	0.011	0.039	0.293	0.769
@seas(6)	0.009	0.039	0.247	0.804
@seas(7)	0.008	0.039	0.224	0.822
@seas(8)	0.011	0.039	0.3	0.763
@seas(9)	0.006	0.039	0.156	0.875
@seas(10)	0.01	0.039	0.269	0.788
@seas(11)	0.016	0.038	0.417	0.677
@seas(12)	0.012	0.038	0.31	0.756

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 566.071320961598
 Mean Absolute Error: 458.997524658545
 Mean Absolute Percent Error: 8.0321275150961
 Theil Inequality Coefficient: 0.049601546209634
 Covariance Proportion: 1365792.38535567
 Akaike information criterion: -1.7875948558893
 Schwarz information criterion: -1.51948671078869
 Hannan-Quinn information criterion: -1.67865083420835

Consumo alumbrado



Variable Dependiente: CALP

Estadístico - F = 137.355491623363
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.920168189412033
 R-Squared Ajustado = 0.91346901649556

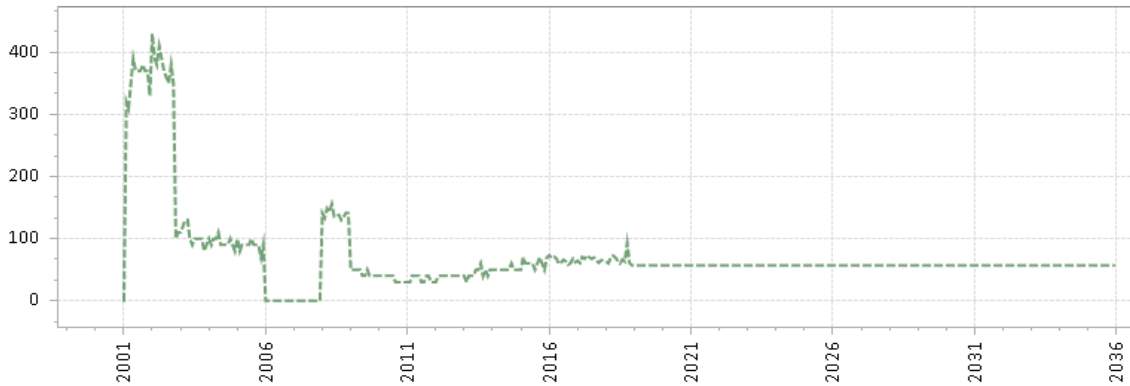
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	7.18	0.023	306.271	0
@trend	0.005	0	39.226	0
@seas(2)	0.037	0.03	1.254	0.211
@seas(3)	0.082	0.03	2.736	0.006
@seas(4)	0.088	0.03	2.94	0.003
@seas(5)	0.097	0.03	3.242	0.001
@seas(6)	0.096	0.03	3.214	0.001
@seas(7)	0.074	0.03	2.476	0.014
@seas(8)	0.129	0.03	4.289	0
@seas(9)	0.086	0.03	2.879	0.004
@seas(10)	0.087	0.03	2.892	0.004
@seas(11)	0.087	0.03	2.917	0.004
@seas(12)	0.219	0.03	7.288	0

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 174.624799819071
 Mean Absolute Error: 129.230744912488
 Mean Absolute Percent Error: 5.76562141543828
 Theil Inequality Coefficient: 0.0374829579466573
 Covariance Proportion: 331230.579647397

Akaike information criterion: -2.2177526154817
 Schwarz information criterion: -1.9635979482109
 Hannan-Quinn information criterion: -2.11452599390423

Consumo Otros



Archivo Fórmula: $COTR = COTR (t-1) * (1+\%)$

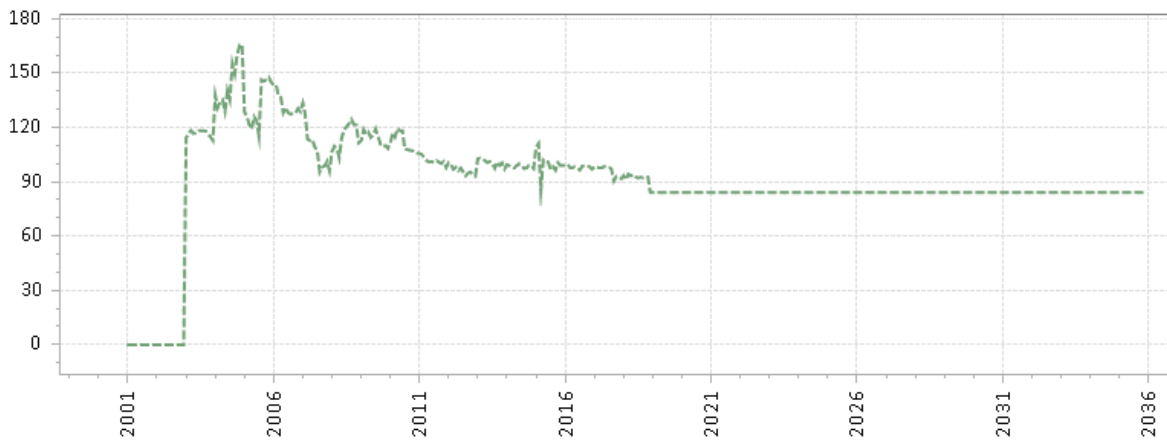
Datos Tendencia Residuos

Año Inicial: 2001 Cargar Datos Generar Proyección Tasa tendencial mensual: 0.00 Aceptar Proyección

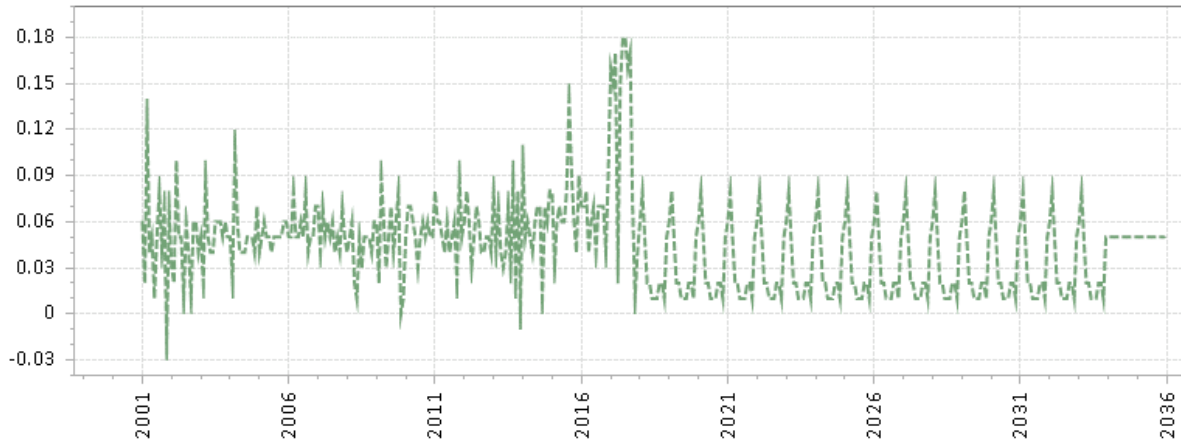
Año Final: 2018

Año	Mes	Consumo Otros [MWh]	Tasa [%]
2001	1	0.000	0.000
2001	2	320.000	0.000
2001	3	310.000	-3.130
2001	4	350.000	12.900
2001	5	390.000	11.430
2001	6	370.000	-5.130
2001	7	370.000	0.000

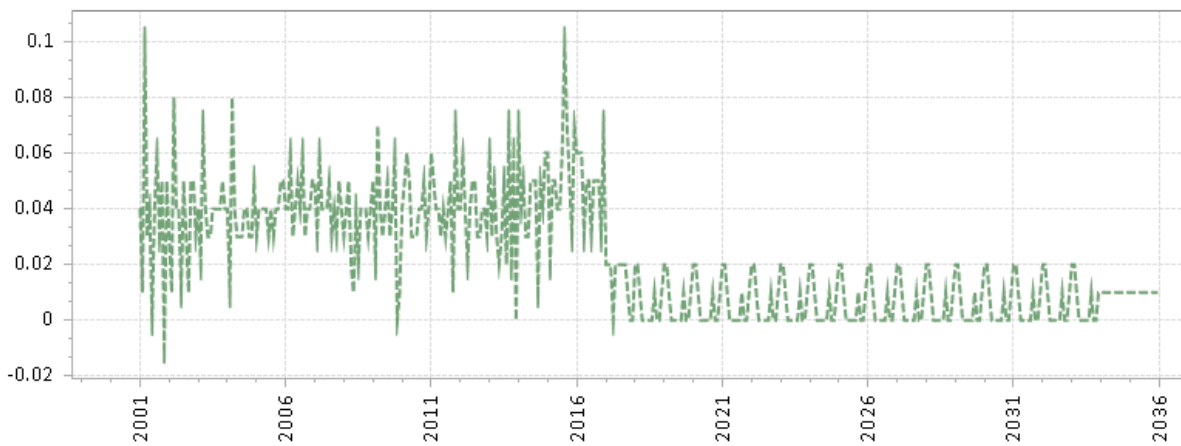
Tarifa media de la distribidora real



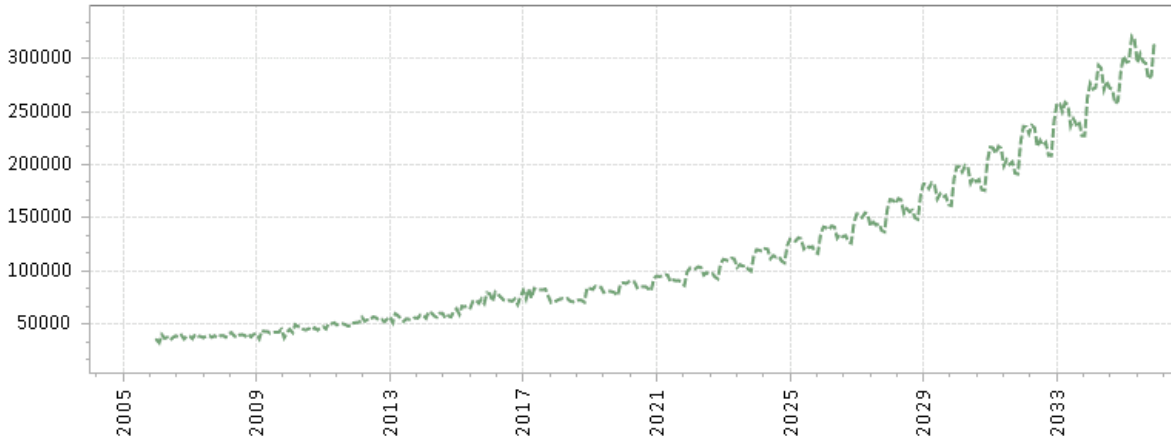
Pérdidas técnicas



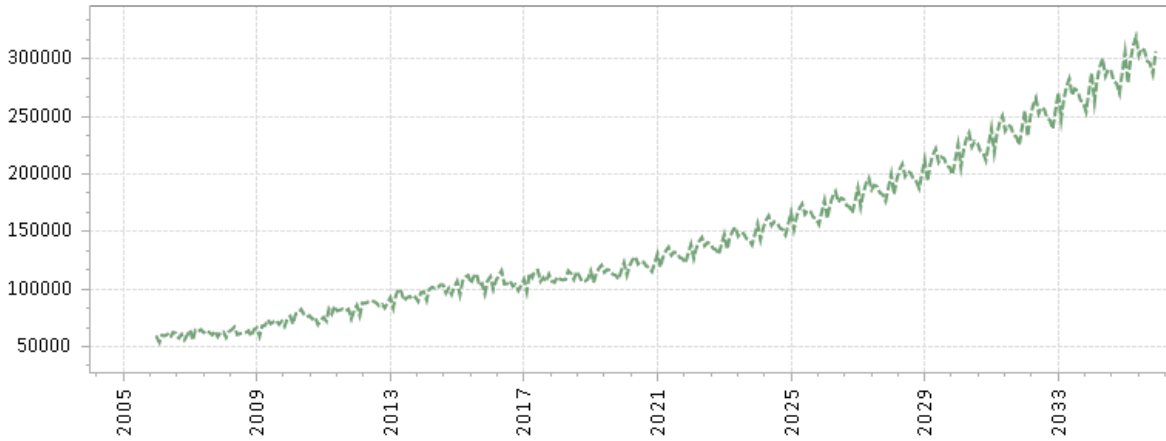
Pérdidas no técnicas



Consumo Total



Consumo Residencial



Variable Dependiente: GRES

Estadístico - F = 359.693752852111
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.970527304629683
 R-Squared Ajustado = 0.967829100123949

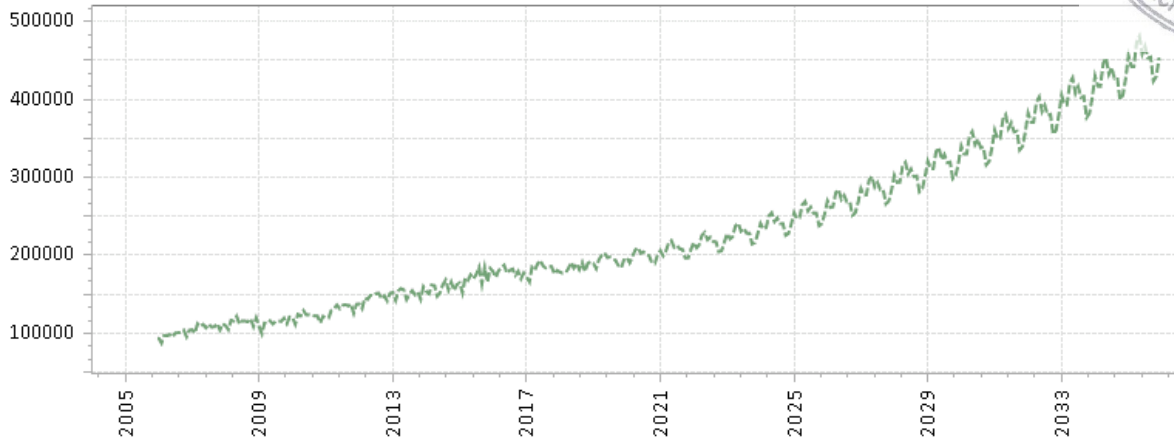
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-6.489	3.681	-1.762	0.08
LOG(PIB/POB)	0.568	0.088	6.424	0
LOG(POB)	1.483	0.209	7.094	0
@seas(2)	-0.096	0.015	-6.037	0
@seas(3)	-0.033	0.017	-1.933	0.055
@seas(4)	0.004	0.015	0.278	0.78
@seas(5)	0.022	0.016	1.415	0.159
@seas(6)	-0.034	0.016	-2.123	0.035
@seas(7)	-0.018	0.016	-1.172	0.243
@seas(8)	-0.03	0.016	-1.857	0.065
@seas(9)	-0.065	0.016	-4.074	0
@seas(10)	-0.077	0.017	-4.432	0
@seas(11)	-0.114	0.016	-7.068	0
@seas(12)	-0.056	0.016	-3.467	0

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 3360.59265194339
 Mean Absolute Error: 2654.58526155658
 Mean Absolute Percent Error: 3.09165814093541
 Theil Inequality Coefficient: 0.0190499083790724
 Covariance Proportion: 345167930.914645

Akaike information criterion: -3.47832774504435
 Schwarz information criterion: -3.20462271875272
 Hannan-Quinn information criterion: -3.36716061411477
 Durbin-Watson statistic: 0.687602113661573
 Log-Likelihood: 285.309564113459

Consumo Comercial



Variable Dependiente: CCOM

Estadístico - F = 268.262646160445
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.964062729446503
 R-Squared Ajustado = 0.960469002391153

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.996	0.223	8.924	0
LOG(PIBCOM)	0.301	0.038	7.938	0
LOG(CCOM(-12))	0.676	0.034	19.742	0
@seas(2)	-0.011	0.015	-0.719	0.473
@seas(3)	-0.013	0.015	-0.835	0.405
@seas(4)	0.007	0.015	0.47	0.638
@seas(5)	0.01	0.015	0.682	0.496
@seas(6)	-0.006	0.015	-0.386	0.699
@seas(7)	-0.001	0.015	-0.072	0.942
@seas(8)	-0.013	0.015	-0.835	0.405
@seas(9)	-0.013	0.015	-0.878	0.381
@seas(10)	-0.038	0.016	-2.314	0.022
@seas(11)	-0.035	0.016	-2.127	0.035
@seas(12)	-0.02	0.016	-1.254	0.212

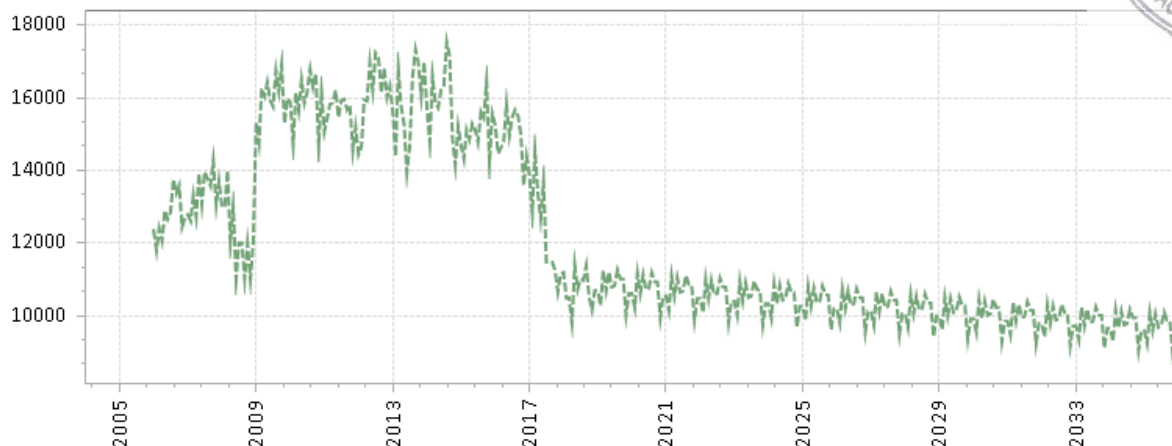
Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 5501.4010906924
 Mean Absolute Error: 4222.99297383317
 Mean Absolute Percent Error: 2.87939963227768
 Theil Inequality Coefficient: 0.0183690297998811
 Covariance Proportion: 751793076.048632

Akaike information criterion: -3.5771709344378
 Schwarz information criterion: -3.28843908586791
 Hannan-Quinn information criterion: -3.45984660339678
 Durbin-Watson statistic: 0.912303859667977
 Log-Likelihood: 271.556307279522



Consumo Industrial



Variable Dependiente: CIND

Estadístico - F = 1.15130301667873
 Probabilidad Estadístico - F = 0.32413123450775400000
 R-Squared = 0.0881011392416999
 R-Squared Ajustado = 0.011578157919325

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	10.673	0.411	25.956	0
LOG(PIBIND)	-0.226	0.083	-2.722	0.007
@seas(2)	-0.037	0.055	-0.687	0.493
@seas(3)	0.052	0.055	0.937	0.35
@seas(4)	0.001	0.055	0.027	0.978
@seas(5)	0.049	0.055	0.888	0.375
@seas(6)	0.012	0.055	0.225	0.822
@seas(7)	0.016	0.055	0.298	0.765
@seas(8)	0.056	0.055	1.011	0.313
@seas(9)	0.034	0.055	0.626	0.531
@seas(10)	0.034	0.055	0.621	0.535
@seas(11)	-0.059	0.055	-1.078	0.282
@seas(12)	0	0.055	-0.012	0.989

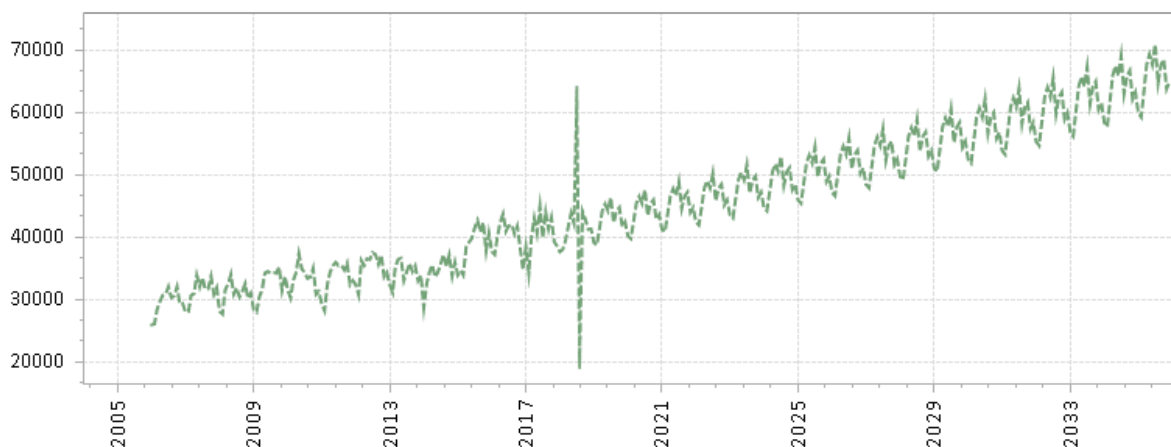
Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 1853.46002101614
 Mean Absolute Error: 1669.72939430572
 Mean Absolute Percent Error: 11.7310791658842
 Theil Inequality Coefficient: 0.064434613884492
 Covariance Proportion: 323699.838599087

Akaike information criterion: -1.00074235754145
 Schwarz information criterion: -0.746587690270658
 Hannan-Quinn information criterion: -0.897515735963982
 Durbin-Watson statistic: 0.138377232878394
 Log-Likelihood: 91.0579038882333



Consumo Gobierno



Variable Dependiente: CGOB

Estadístico - F = 25.1633972847347
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.678623351829028
 R-Squared Ajustado = 0.651654682052443

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	7.516	0.191	39.353	0
LOG(PIB)	0.368	0.024	14.972	0
@seas (2)	-0.013	0.031	-0.416	0.677
@seas (3)	0.049	0.031	1.561	0.12
@seas (4)	0.115	0.031	3.658	0
@seas (5)	0.137	0.031	4.344	0
@seas (6)	0.11	0.031	3.512	0
@seas (7)	0.156	0.031	4.945	0
@seas (8)	0.062	0.031	1.963	0.051
@seas (9)	0.103	0.031	3.282	0.001
@seas (10)	0.114	0.031	3.595	0
@seas (11)	0.04	0.031	1.293	0.197
@seas (12)	0.056	0.031	1.774	0.078

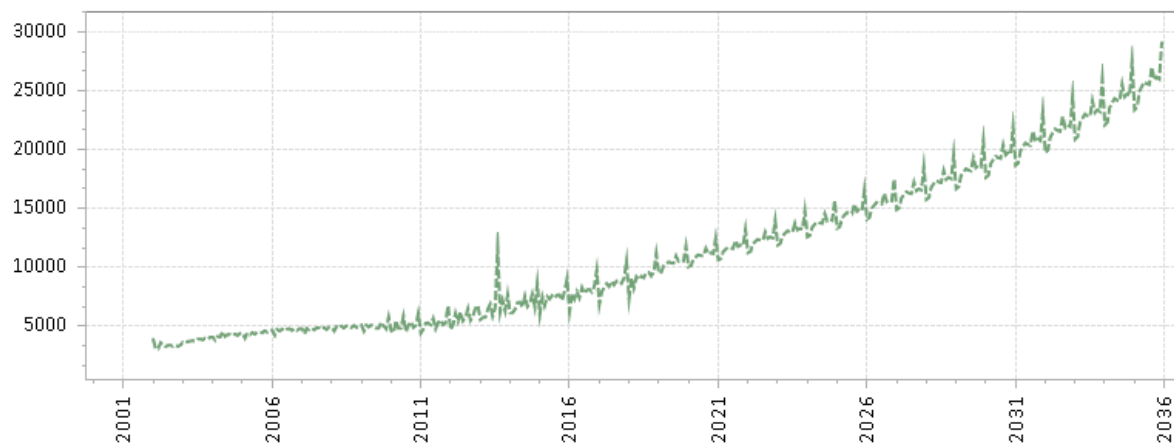
Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 2830.04400743263
 Mean Absolute Error: 1668.83350665333
 Mean Absolute Percent Error: 4.58201396856744
 Theil Inequality Coefficient: 0.0400655324032019
 Covariance Proportion: 15489689.9122945

Akaike information criterion: -2.12316508056619
 Schwarz information criterion: -1.86900041329539
 Hannan-Quinn information criterion: -2.01992845898872
 Durbin-Watson statistic: 2.15628733542432
 Log-Likelihood: 178.606096284163



Consumo alumbrado



Variable Dependiente: CALP

Estadístico - F = 177.95317000009
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.917900242037002
 R-Squared Ajustado = 0.912742142060269

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	8.078	0.023	346.786	0
@trend	0.004	0	45.338	0
@seas(2)	0.005	0.029	0.168	0.866
@seas(3)	0.054	0.029	1.821	0.07
@seas(4)	0.067	0.029	2.254	0.025
@seas(5)	0.077	0.029	2.602	0.009
@seas(6)	0.066	0.029	2.233	0.026
@seas(7)	0.059	0.029	1.982	0.048
@seas(8)	0.111	0.029	3.749	0
@seas(9)	0.064	0.029	2.169	0.031
@seas(10)	0.07	0.029	2.351	0.019
@seas(11)	0.058	0.029	1.973	0.049
@seas(12)	0.166	0.029	5.569	0

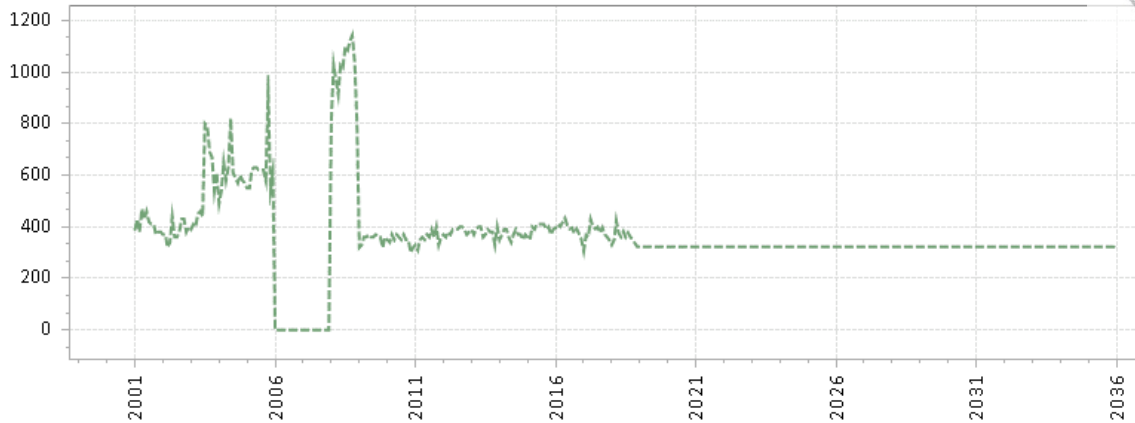
Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 552.593464101242
 Mean Absolute Error: 373.227481995197
 Mean Absolute Percent Error: 6.41857715044581
 Theil Inequality Coefficient: 0.0458318440981064
 Covariance Proportion: 2748509.83694618

Akaike information criterion: -1.9870918234221
 Schwarz information criterion: -1.77564300028497
 Hannan-Quinn information criterion: -1.90155693977822



Consumo Otros



Archivo Fórmula: $COTR = COTR (t-1) * (1+\%)$

Datos Tendencia Residuos

Año Inicial: 2001 Cargar Datos Generar Proyección Tasa tendencial mensual: 0.02 Aceptar Proyección

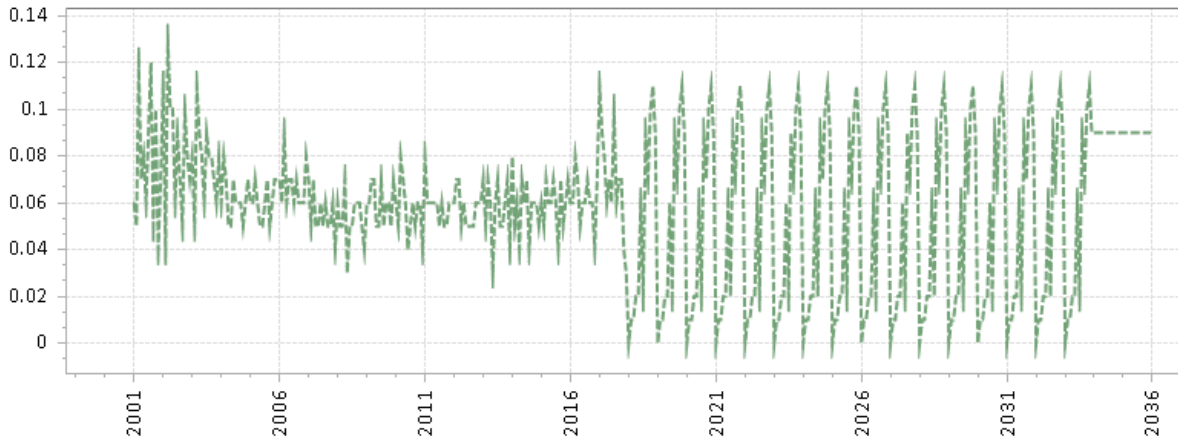
Año Final: 2018

Año	Mes	Consumo Otros [MWh]	Tasa [%]
2001	1	390.000	0.000
2001	2	430.000	10.260
2001	3	380.000	-11.630
2001	4	470.000	23.680
2001	5	430.000	-8.510
2001	6	460.000	6.980
2001	7	420.000	-8.700
2001	8	410.000	-2.380

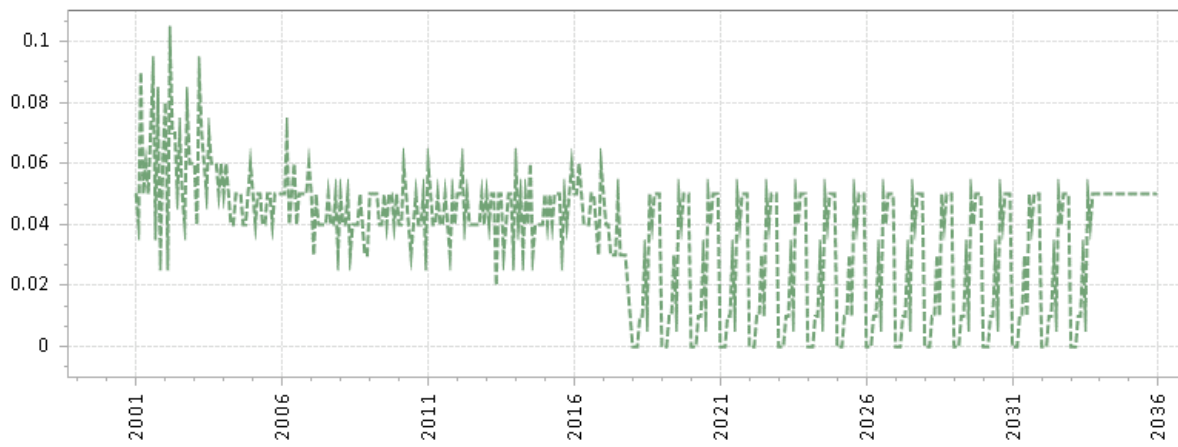
Tarifa media de la distribidora real



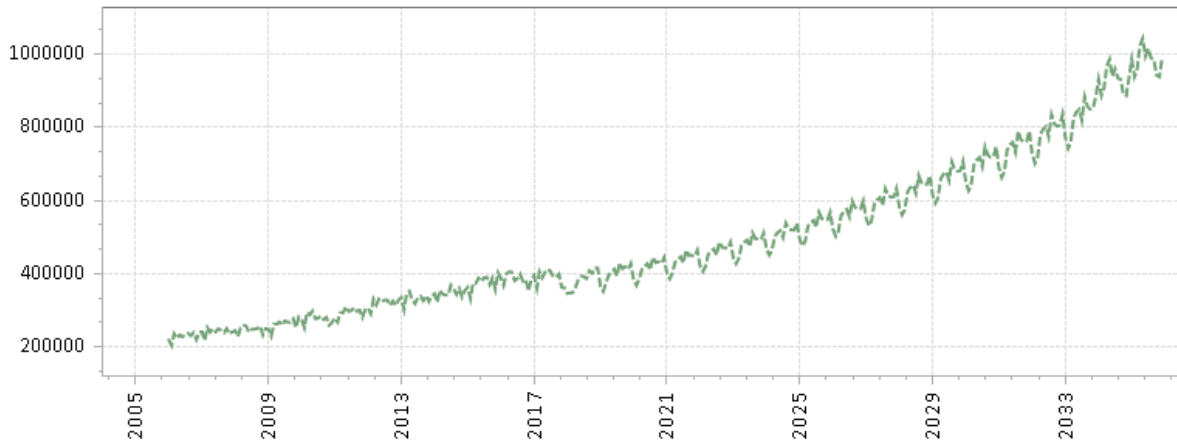

Pérdidas técnicas



Pérdidas no técnicas

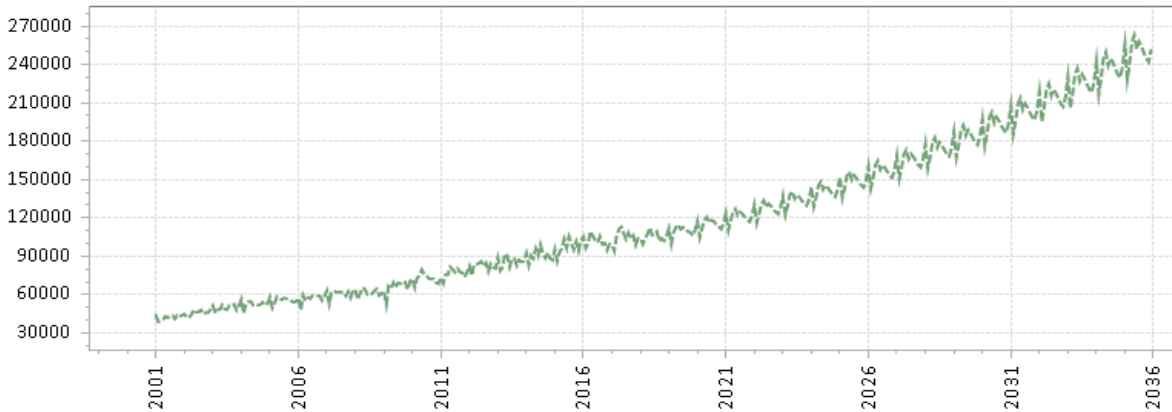



Consumo Total



ENSA

Consumo Residencial



Variable Dependiente: CRES

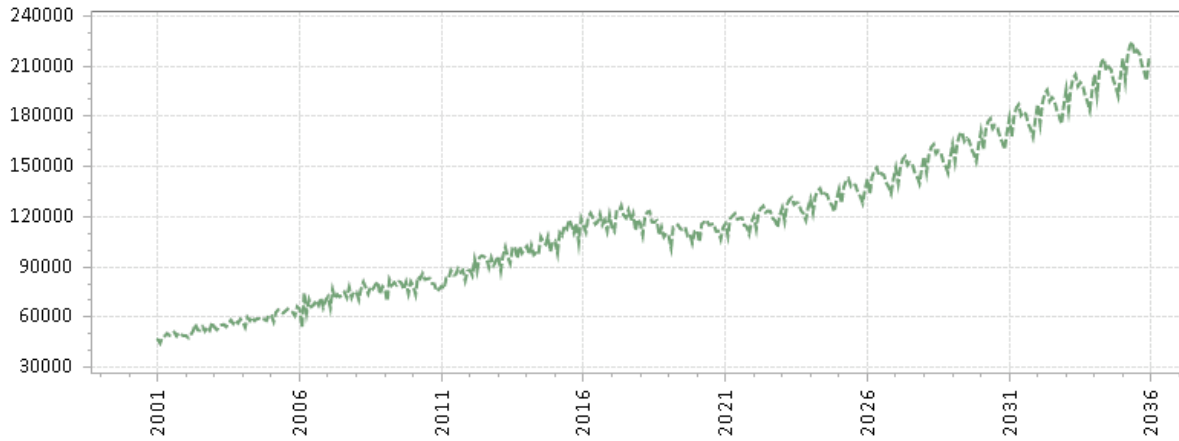
Estadístico - F = 735.127699913991
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.980506140214758
 R-Squared Ajustado = 0.979172349808399

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.289	0.325	10.115	0
LOG(PIB)	0.409	0.046	8.849	0
LOG(CRES(-12))	0.431	0.059	7.234	0
@seas(2)	-0.066	0.015	-4.294	0
@seas(3)	-0.039	0.014	-2.737	0.006
@seas(4)	-0.002	0.013	-0.217	0.828
@seas(5)	0.005	0.013	0.422	0.673
@seas(6)	-0.02	0.013	-1.484	0.139
@seas(7)	-0.01	0.013	-0.737	0.461
@seas(8)	-0.02	0.013	-1.494	0.136
@seas(9)	-0.034	0.014	-2.421	0.016
@seas(10)	-0.046	0.014	-3.228	0.001
@seas(11)	-0.055	0.014	-3.757	0
@seas(12)	-0.037	0.014	-2.63	0.009

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 2795.49568414173
 Mean Absolute Error: 2097.18049039612
 Mean Absolute Percent Error: 2.88963807483886
 Theil Inequality Coefficient: 0.0181361661075422
 Covariance Proportion: 385829460.81108
 Akaike information criterion: -3.56253698121607
 Schwarz information criterion: -3.33482286399147
 Hannan-Quinn information criterion: -3.47042249113805
 Durbin-Watson statistic: 1.24990011001487
 Log-Likelihood: 377.378772084039

Consumo Comercial



Variable Dependiente: CCOM

Estadístico - F = 704.850269527395
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.979685778561871
 R-Squared Ajustado = 0.978295858147683

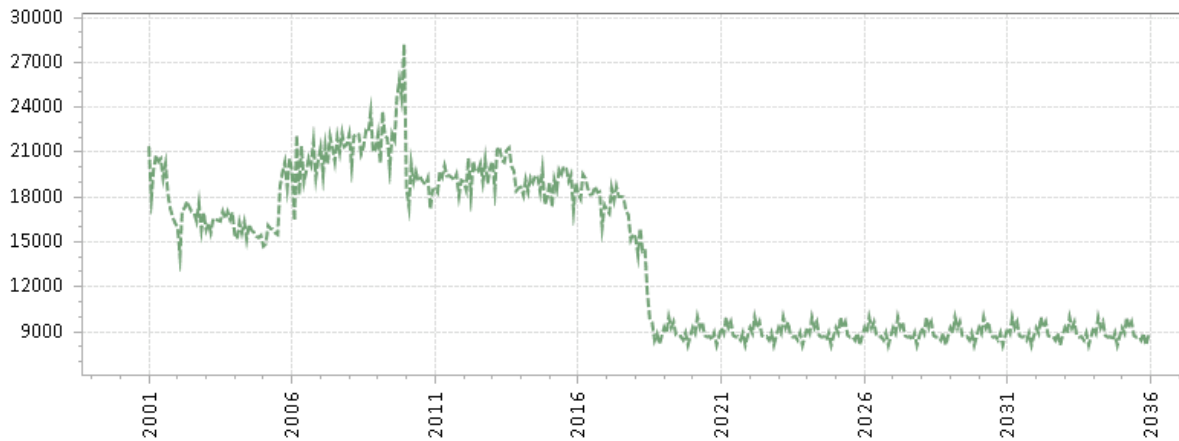
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.14	0.21	10.194	0
LOG(PIBCOM)	0.222	0.027	8.124	0
LOG(CCOM(-12))	0.694	0.032	21.627	0
@seas(2)	-0.02	0.013	-1.505	0.133
@seas(3)	-0.001	0.013	-0.103	0.917
@seas(4)	0.006	0.013	0.515	0.606
@seas(5)	0.008	0.013	0.659	0.51
@seas(6)	-0.002	0.013	-0.201	0.84
@seas(7)	0	0.013	-0.03	0.975
@seas(8)	-0.004	0.013	-0.3	0.764
@seas(9)	-0.014	0.013	-1.095	0.274
@seas(10)	-0.021	0.013	-1.596	0.111
@seas(11)	-0.031	0.013	-2.286	0.023
@seas(12)	-0.014	0.013	-1.035	0.301

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 3789.4103364092
 Mean Absolute Error: 2843.00894232691
 Mean Absolute Percent Error: 3.19484731639045
 Theil Inequality Coefficient: 0.0215871791388795
 Covariance Proportion: 466357749.558423
 Akaike information criterion: -3.57129862812761
 Schwarz information criterion: -3.34358451090301
 Hannan-Quinn information criterion: -3.47918413804959
 Durbin-Watson statistic: 1.31947942925235
 Log-Likelihood: 378.272460069017



Consumo Industrial



Variable Dependiente: CIND

Estadístico - F = 6.07167279990537
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000565173510595
 R-Squared = 0.276131483650045
 R-Squared Ajustado = 0.230652833408163

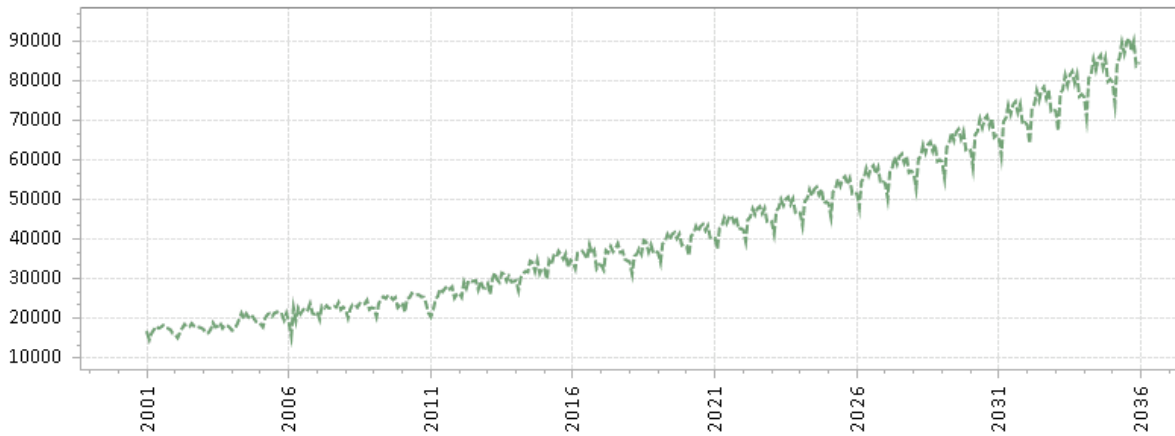
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	2.183	0.954	2.287	0.023
LOG(CIND(-12))	0.775	0.097	7.995	0
@seas(2)	-0.009	0.053	-0.169	0.865
@seas(3)	0.016	0.053	0.309	0.757
@seas(4)	0	0.053	-0.002	0.997
@seas(5)	0.009	0.053	0.172	0.863
@seas(6)	-0.013	0.053	-0.245	0.806
@seas(7)	-0.015	0.053	-0.292	0.77
@seas(8)	-0.014	0.053	-0.271	0.786
@seas(9)	-0.021	0.053	-0.395	0.692
@seas(10)	-0.008	0.053	-0.16	0.872
@seas(11)	-0.03	0.053	-0.564	0.572
@seas(12)	-0.014	0.053	-0.264	0.791

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 3495.31657958615
 Mean Absolute Error: 2953.88866979473
 Mean Absolute Percent Error: 17.7029445562157
 Theil Inequality Coefficient: 0.0979061493135285
 Covariance Proportion: -65671.063884448

Akaike information criterion: -0.819474245014327
 Schwarz information criterion: -0.608025421877196
 Hannan-Quinn information criterion: -0.733939361370448

Consumo Gobierno



Variable Dependiente: CGOB

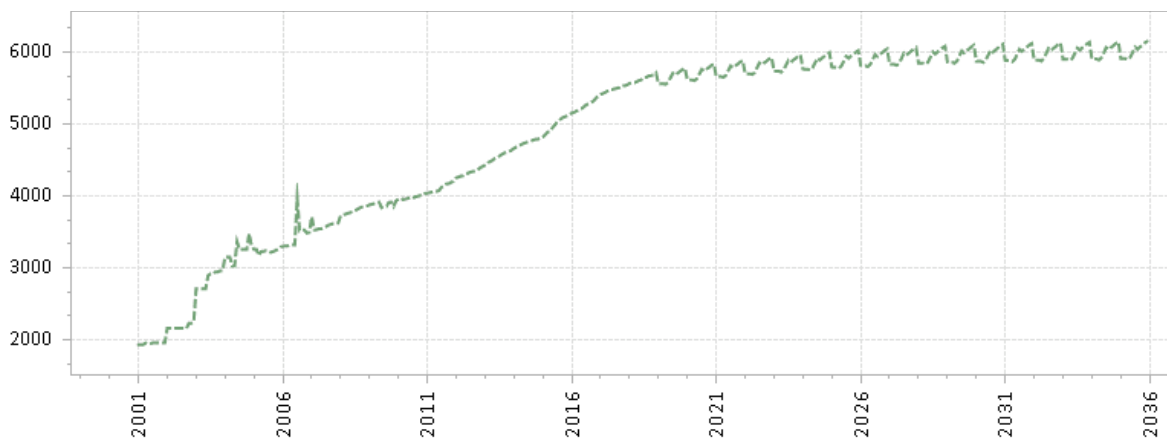
Estadístico - F = 655.725311563574
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.974850414909912
 R-Squared Ajustado = 0.973363739929217

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	9.644	0.011	865.069	0
@trend	0.004	0	86.624	0
@seas(2)	-0.074	0.014	-5.231	0
@seas(3)	0.051	0.014	3.637	0
@seas(4)	0.061	0.014	4.288	0
@seas(5)	0.101	0.014	7.148	0
@seas(6)	0.066	0.014	4.648	0
@seas(7)	0.094	0.014	6.661	0
@seas(8)	0.101	0.014	7.143	0
@seas(9)	0.06	0.014	4.266	0
@seas(10)	0.084	0.014	5.935	0
@seas(11)	0.01	0.014	0.71	0.477
@seas(12)	0.012	0.014	0.906	0.365

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 1074.3576461018
 Mean Absolute Error: 800.072767339748
 Mean Absolute Percent Error: 3.08266195086338
 Theil Inequality Coefficient: 0.0200982167773271
 Covariance Proportion: 44224573.1284679
 Akaike information criterion: -3.40812502448025
 Schwarz information criterion: -3.20498326846222
 Hannan-Quinn information criterion: -3.3260552577871

Consumo alumbrado



Variable Dependiente: CALP

Estadístico - F = 390.269129651714
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.960814319922229
 R-Squared Ajustado = 0.958352392378076

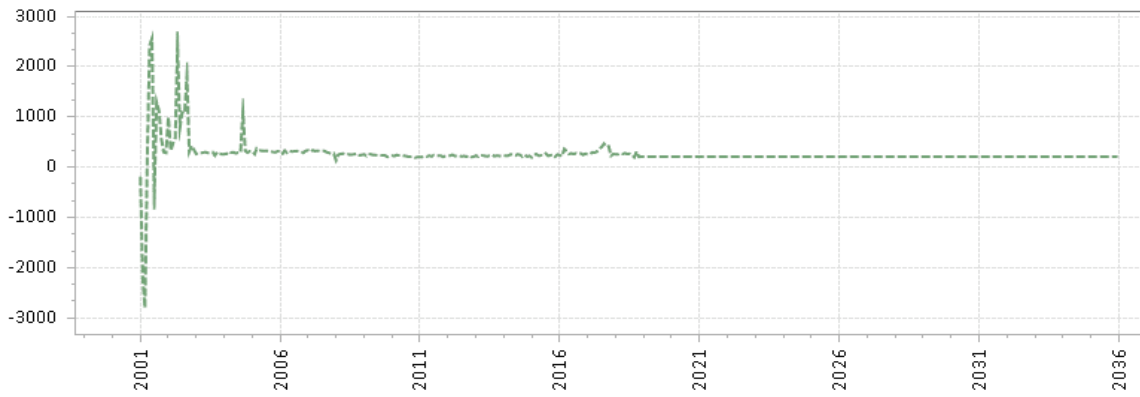
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	1.237	0.103	11.936	0
LOG(CALP(-12))	0.856	0.012	68.319	0
@seas(2)	0	0.017	-0.003	0.997
@seas(3)	0	0.017	-0.002	0.997
@seas(4)	0	0.017	-0.023	0.98
@seas(5)	0	0.017	0.021	0.983
@seas(6)	0.002	0.017	0.121	0.903
@seas(7)	0.003	0.017	0.22	0.826
@seas(8)	0.003	0.017	0.178	0.858
@seas(9)	0.003	0.017	0.223	0.823
@seas(10)	0.004	0.017	0.259	0.795
@seas(11)	0.005	0.017	0.302	0.762
@seas(12)	0.005	0.017	0.331	0.74

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 270.777905320786
 Mean Absolute Error: 235.333401226064
 Mean Absolute Percent Error: 5.7531431201922
 Theil Inequality Coefficient: 0.0320366166024641
 Covariance Proportion: 848166.10606773

Akaike information criterion: -3.09572143638526
 Schwarz information criterion: -2.88427261324813
 Hannan-Quinn information criterion: -3.01018655274138

Consumo Otros



Archivo Fórmula: $COTR = COTR (t-1) * (1+\%)$

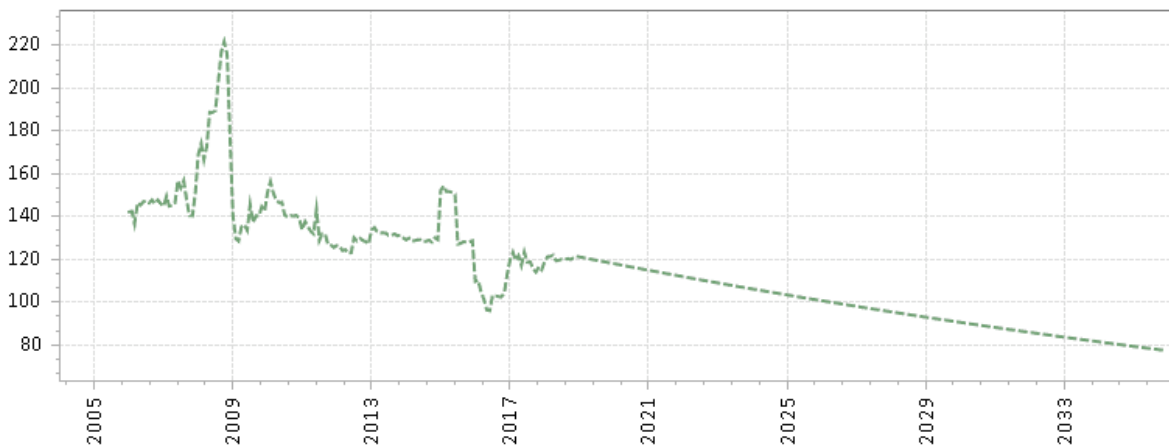
Datos Tendencia Residuos

Año Inicial: 2001 Cargar Datos Generar Proyección Tasa tendencial mensual: 0.00 Aceptar Proyección

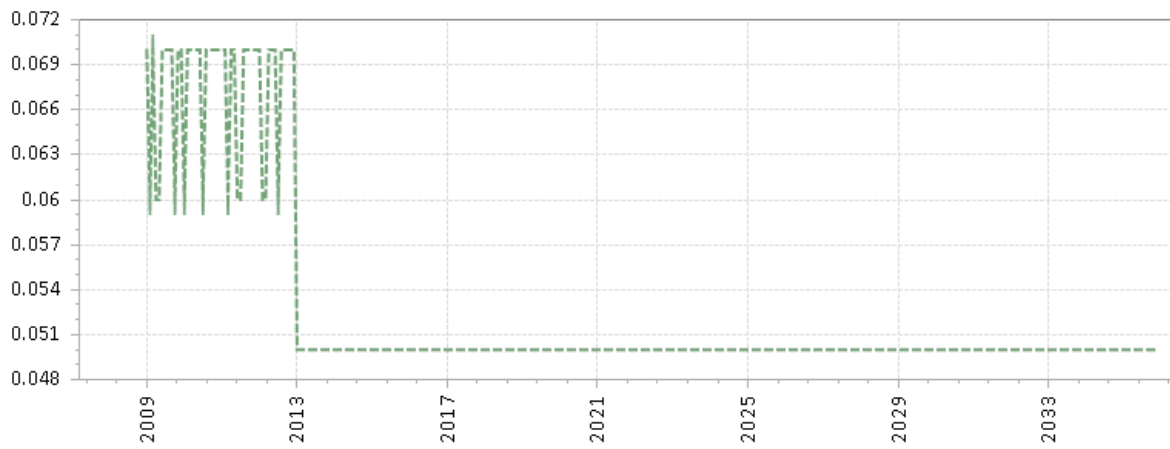
Año Final: 2018

Año	Mes	Consumo Otros [MWh]	Tasa [%]
2001	1	-203.000	0.000
2001	2	-2222.000	994.580
2001	3	-2796.000	25.830
2001	4	174.000	-106.220
2001	5	2421.000	1291.380
2001	6	2560.000	5.740
2001	7	-571.000	-122.300

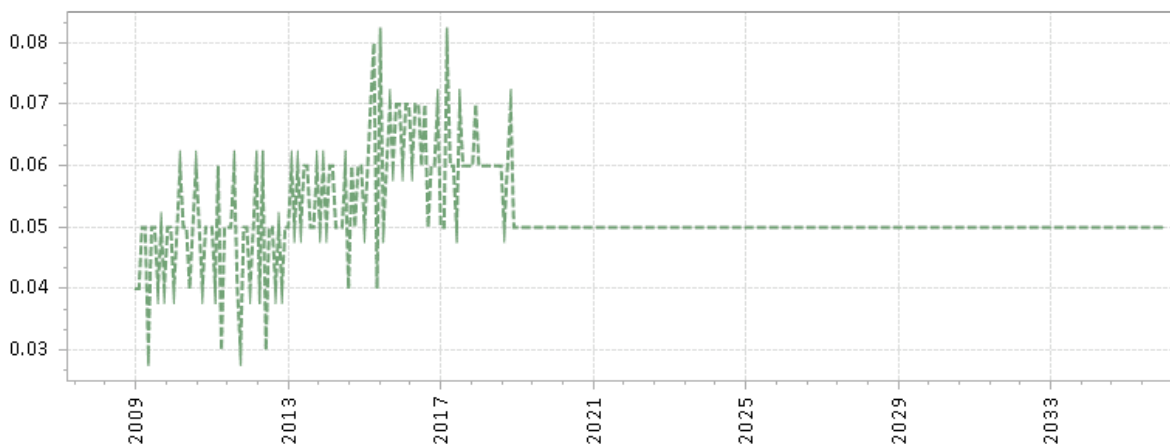
Tarifa media de la distribidora real



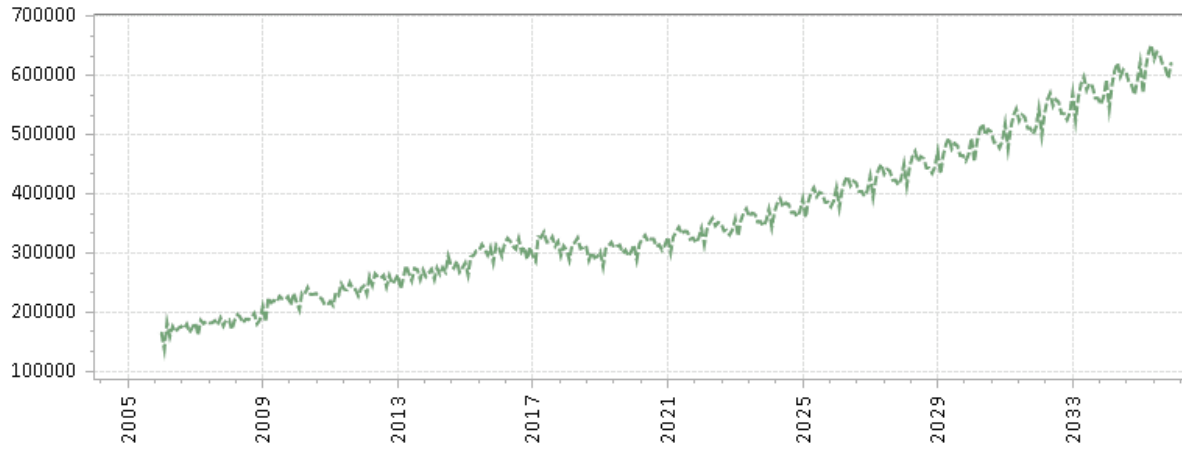
Pérdidas técnicas



Perdidas no técnicas

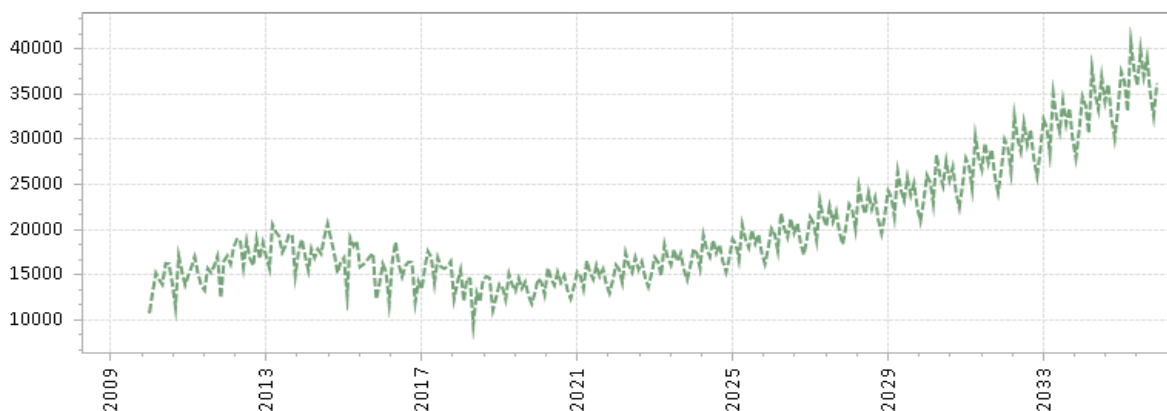



Consumo Total



GRANDES USUARIOS

Alta Tensión



Variable Dependiente: GU_AT

Estadístico - F = 7.87309991744362
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000022458366050
 R-Squared = 0.521263779511437
 R-Squared Ajustado = 0.455055578805572

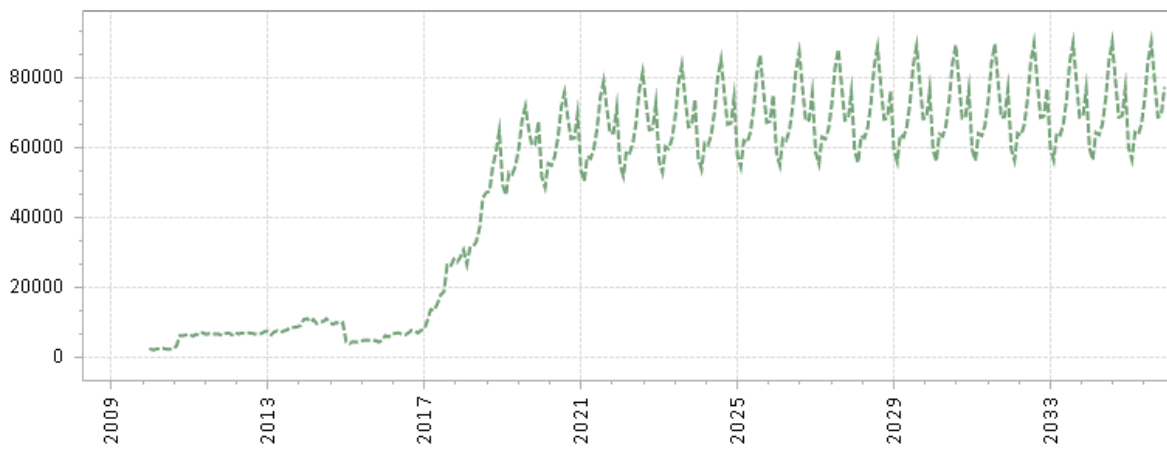
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	115.065	12.28	9.369	0
LOG(PIB/POB)	2.732	0.334	8.178	0
LOG(POB)	-5.876	0.682	-8.605	0
@seas(2)	-0.036	0.052	-0.7	0.485
@seas(3)	-0.137	0.059	-2.319	0.022
@seas(4)	0.066	0.052	1.267	0.207
@seas(5)	-0.018	0.052	-0.343	0.731
@seas(6)	-0.074	0.054	-1.371	0.173
@seas(7)	0.023	0.052	0.448	0.655
@seas(8)	-0.06	0.055	-1.089	0.278
@seas(9)	-0.011	0.053	-0.219	0.826
@seas(10)	-0.125	0.058	-2.13	0.035
@seas(11)	-0.205	0.054	-3.793	0
@seas(12)	-0.109	0.054	-2.004	0.047

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 1561.14938639907
 Mean Absolute Error: 1257.45194671056
 Mean Absolute Percent Error: 8.01861513169899
 Theil Inequality Coefficient: 0.0488044344197419
 Covariance Proportion: 2755401.13865533

Akaike information criterion: -1.43434257289958
 Schwarz information criterion: -1.08665889530941
 Hannan-Quinn information criterion: -1.29336947005611
 Durbin-Watson statistic: 1.64972269591526
 Log-Likelihood: 91.4544989365775

Baja Tensión



Variable Dependiente: GU_BT

Estadístico - F = 3.75959461055013
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00014829486304995900
 R-Squared = 0.352145241946554
 R-Squared Ajustado = 0.258479493794248

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.376	1.057	2.246	0.027
LOG(GU_BT(-12))	0.763	0.118	6.451	
@seas(2)	-0.013	0.288	-0.046	0.963
@seas(3)	0.017	0.288	0.058	0.953
@seas(4)	0.014	0.288	0.051	0.959
@seas(5)	0.025	0.289	0.087	0.93
@seas(6)	0.049	0.289	0.172	0.863
@seas(7)	0.081	0.289	0.282	0.778
@seas(8)	0.096	0.289	0.333	0.739
@seas(9)	0.065	0.289	0.225	0.822
@seas(10)	0.032	0.291	0.111	0.911
@seas(11)	0.033	0.29	0.115	0.908
@seas(12)	0.059	0.291	0.202	0.84

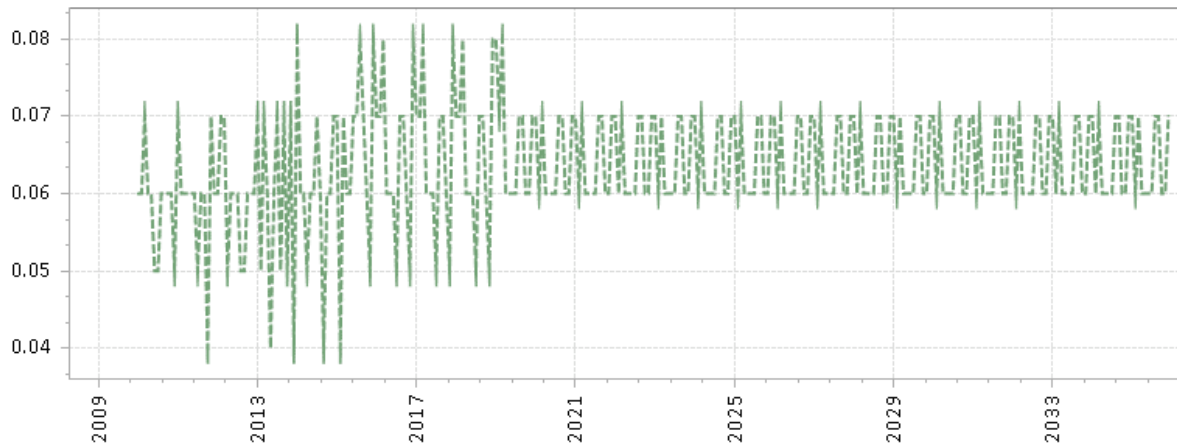
Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 10345.312882247
 Mean Absolute Error: 7235.79590766159
 Mean Absolute Percent Error: 43.4141058958423
 Theil Inequality Coefficient: 0.301967061149325
 Covariance Proportion: 47241657.859456

Akaike information criterion: 1.86520287380689
 Schwarz information criterion: 2.21245835806816
 Hannan-Quinn information criterion: 2.00556921462562



Pérdidas Técnicas



Variable Dependiente: PERT_GU

Estadístico - F = 2.90824522371572
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00210402284736179000
 R-Squared = 0.296007257486207
 R-Squared Ajustado = 0.194225174231201

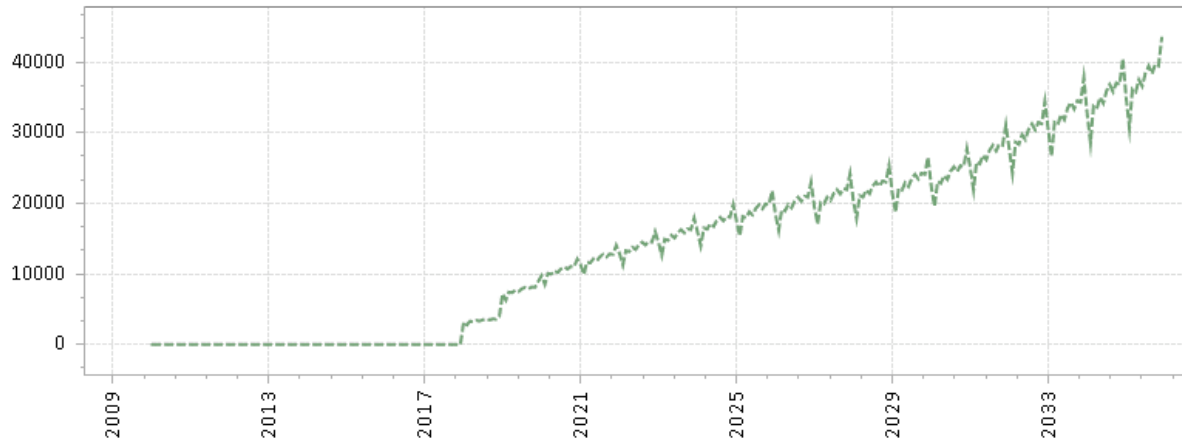
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
PERT_GU(-12)	0.228	0.107	2.139	0.035
c	0.054	0.008	6.773	0
@seas(2)	-0.006	0.004	-1.475	0.143
@seas(3)	0	0.004	0.215	0.83
@seas(4)	-0.009	0.004	-2.141	0.035
@seas(5)	-0.009	0.004	-2.141	0.035
@seas(6)	-0.006	0.004	-1.475	0.143
@seas(7)	-0.008	0.004	-1.947	0.054
@seas(8)	-0.004	0.004	-1.065	0.289
@seas(9)	-0.005	0.004	-1.272	0.206
@seas(10)	-0.01	0.004	-2.331	0.022
@seas(11)	-0.01	0.004	-2.219	0.029
@seas(12)	0	0.004	-0.087	0.93

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 0.00845770097852363
 Mean Absolute Error: 0.00654264296628438
 Mean Absolute Percent Error: 10.5041058272798
 Theil Inequality Coefficient: 0.0674081847245419
 Covariance Proportion: 2.67601662125617E-05

Akaike information criterion: -6.4693581169209
 Schwarz information criterion: -6.12210263265963
 Hannan-Quinn information criterion: -6.32899177610217

Consumo del Metro de Panamá



Variable Dependiente: CMETRO

Estadístico - F = 1913.62448556805
 Probabilidad Estadístico - F = 0.000000000000000000000000
 R-Squared = 0.98867672400488
 R-Squared Ajustado = 0.988160072628677

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
CMETRO(-12)	1.048	0.006	150.83	0
c	800.432	256.501	3.12	0.002
@seas(2)	-100.406	347.079	-0.289	0.772
@seas(3)	25.229	346.96	0.072	0.942
@seas(4)	16.8	346.956	0.048	0.961
@seas(5)	56.013	346.992	0.161	0.871
@seas(6)	36.074	346.969	0.103	0.917
@seas(7)	77.925	347.029	0.224	0.822
@seas(8)	100.394	347.079	0.289	0.772
@seas(9)	75.81	347.025	0.218	0.827
@seas(10)	106.371	347.095	0.306	0.759
@seas(11)	101.163	347.081	0.291	0.77
@seas(12)	191.757	347.416	0.551	0.581

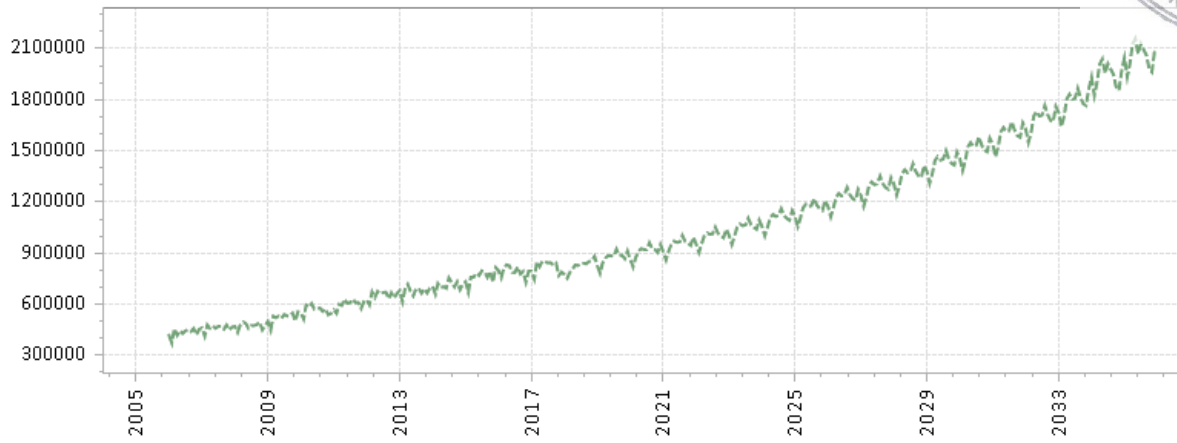
Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 3025.18321273035
 Mean Absolute Error: 2324.66631718371
 Mean Absolute Percent Error: 37.1710351615036
 Theil Inequality Coefficient: 0.085967467433375
 Covariance Proportion: 109459780.021804

Akaike information criterion: 17.0245574157268
 Schwarz information criterion: 17.1950835434599
 Hannan-Quinn information criterion: 17.0929866828801



CONSUMO TOTAL DEL PAÍS



Plan de Expansión del Sistema Interconectado
Nacional
2019 – 2033

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 3
Cuadros Soporte & Detalles de
Cálculo.

ANEXO I -3

CUADROS SOPORTE Y DETALLE DE CÁLCULOS

Cuadro No.1: Tasa de natalidad por mil habitantes.

Cuadro No.2: Estimación y proyecciones de la población a largo plazo.1950 -2100.

Cuadro No.2 - A: Estimación y proyecciones de la población a largo plazo.1950 -2100.

Continuación.

Cuadro No.3: Índice de Precios al Consumidor.

Cuadro No.4: Poder Adquisitivo.

Cuadro No.5: Producto Interno Bruto 2001-2018.

Cuadro No.6: Producto Interno Bruto y Consumo en GWh 2001-2018.

Cuadro No.7: Consumo por sector residencial, comercial, industrial y alumbrado.

Cuadro No.8: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño.

Cuadro No.9: Factor de Carga, Energía Consumida y Tarifa Media de Distribuidoras Real.

Cuadro No.10: Pérdidas por distribuidora.

Cuadro No.11: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño.

Cuadro No.12: Resultado de proyecciones por escenario del ME – SiProDe (energía).

Cuadro No.13: Resultado de proyecciones por escenario del ME – SiProDe (potencia).

Cuadro No.14: Demanda máxima de generación, por participante y por barra, 2019-2033(MW).

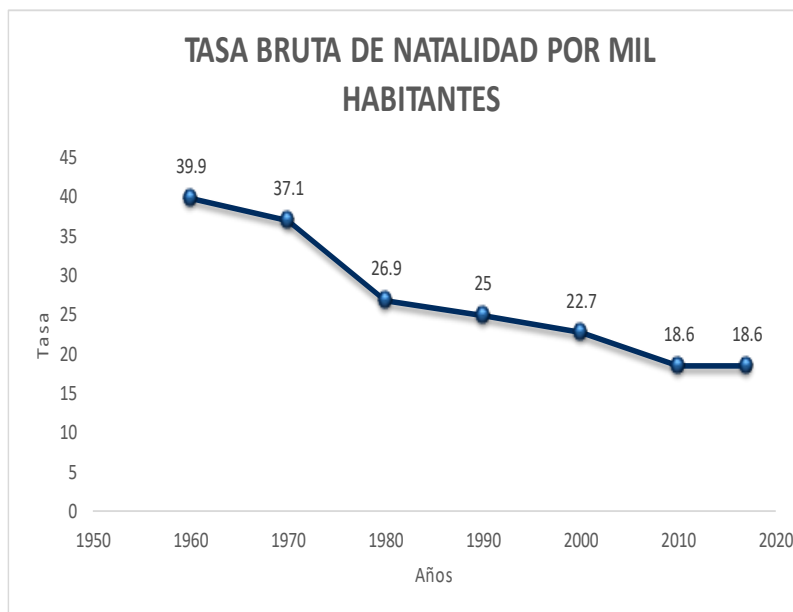
Cuadro No.14 - A: Demanda máxima de generación, por participante y por barra, 2019-2033(MW). Continuación.



Cuadro No.1: Tasa de natalidad por mil habitantes.

TASA BRUTA DE NATALIDAD Y TASA DE MORTALIDAD FETAL EN LA REPÚBLICA: AÑOS 1960, 1970, 1980, 1990, 2000, 2010 Y 2017

Años	Tasa Bruta de natalidad por mil habitantes
1960	39.9
1970	37.1
1980	26.9
1990	25
2000	22.7
2010	18.6
2017	18.6



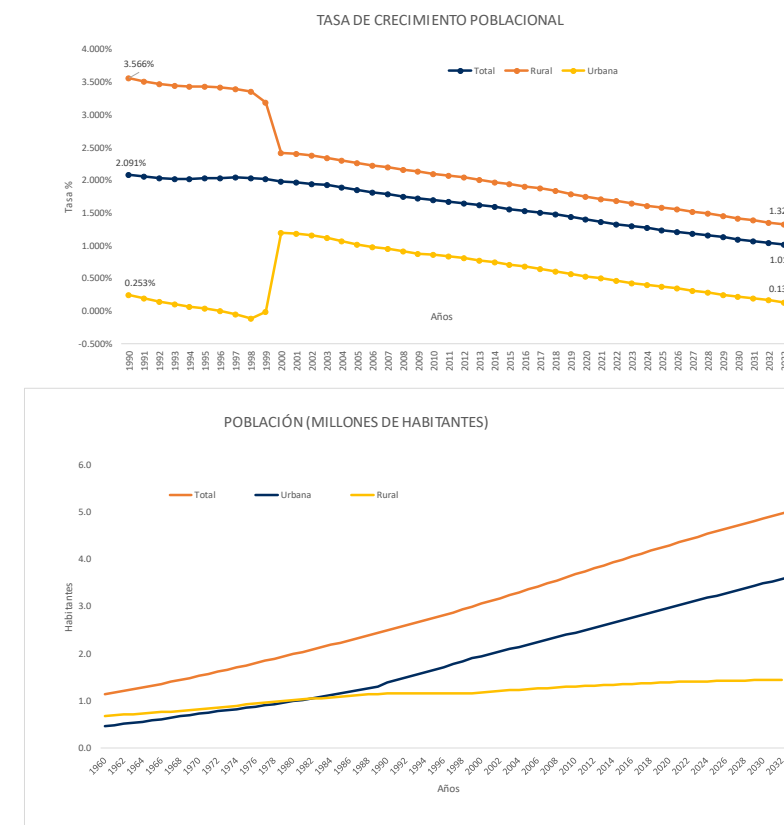
Fuente:

https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID_SUBCATEGORIA=6&ID_PUBLICACION=902&ID_IDIOMA=1&ID_CATEGORIA=3

Cuadro No.2: Estimación y proyecciones de la población a largo plazo.1950 -2100.

Panamá
ESTIMACIONES Y PROYECCIONES DE POBLACIÓN A LARGO PLAZO. 1950-2100
 Revisión 2017 / The 2017 Revision
 Fuente: CELADE - División de Población de la CEPAL. Revisión 2017
 Source: CELADE - Population Division of ECLAC. 2017 Revision

Año	Poblacion Totales (Millones)	Tasa de Crecimiento Poblacional	Año	Poblacion Urbana	Tasa de Crecimiento Poblacional Urbana	Poblacion Rural	Tasa de Crecimiento Poblacional Rural
1950	0.85966		1950	0.329368		0.530292	
1951	0.881596	2.488%	1951	0.340517	3.274%	0.541079	1.994%
1952	0.904836	2.568%	1952	0.352301	3.345%	0.552535	2.073%
1953	0.929351	2.638%	1953	0.364725	3.406%	0.564626	2.141%
1954	0.955115	2.697%	1954	0.377796	3.460%	0.577319	2.199%
1955	0.982104	2.748%	1955	0.391516	3.504%	0.590588	2.247%
1956	1.010333	2.794%	1956	0.405898	3.543%	0.604435	2.291%
1957	1.039818	2.836%	1957	0.420971	3.581%	0.618847	2.329%
1958	1.07054	2.870%	1958	0.43672	3.606%	0.63382	2.362%
1959	1.10246	2.895%	1959	0.453156	3.627%	0.649304	2.385%
1960	1.135564	2.915%	1960	0.470282	3.642%	0.665282	2.402%
1961	1.169955	2.940%	1961	0.490334	4.089%	0.679621	2.110%
1962	1.205651	2.961%	1962	0.513095	4.436%	0.692556	1.868%
1963	1.242491	2.965%	1963	0.536818	4.419%	0.705673	1.859%
1964	1.280311	2.954%	1964	0.561445	4.386%	0.718866	1.835%
1965	1.318945	2.929%	1965	0.586919	4.340%	0.732026	1.798%
1966	1.358426	2.906%	1966	0.61328	4.298%	0.745146	1.761%
1967	1.398859	2.890%	1967	0.640582	4.262%	0.758277	1.732%
1968	1.440202	2.871%	1968	0.66883	4.223%	0.771372	1.698%
1969	1.482415	2.848%	1969	0.698025	4.183%	0.78439	1.660%
1970	1.525454	2.821%	1970	0.727234	4.016%	0.79822	1.733%
1971	1.569534	2.808%	1971	0.751601	3.242%	0.817933	2.410%
1972	1.614691	2.797%	1972	0.776675	3.228%	0.838016	2.396%
1973	1.660592	2.764%	1973	0.8023	3.194%	0.858292	2.362%
1974	1.70691	2.714%	1974	0.828328	3.142%	0.878582	2.309%
1975	1.753332	2.648%	1975	0.854603	3.075%	0.898729	2.242%
1976	1.799862	2.585%	1976	0.881138	3.011%	0.918724	2.176%
1977	1.846706	2.537%	1977	0.908028	2.961%	0.938678	2.126%
1978	1.893871	2.490%	1978	0.93528	2.914%	0.958591	2.077%
1979	1.941332	2.445%	1979	0.962877	2.866%	0.978455	2.030%
1980	1.989079	2.400%	1980	0.99133	2.870%	0.997749	1.934%
1981	2.037061	2.355%	1981	1.023474	3.141%	1.013587	1.563%
1982	2.085284	2.313%	1982	1.056119	3.091%	1.029165	1.514%
1983	2.133832	2.275%	1983	1.089321	3.048%	1.044511	1.469%
1984	2.182779	2.242%	1984	1.123122	3.010%	1.059657	1.429%
1985	2.232217	2.215%	1985	1.157576	2.976%	1.074641	1.394%
1986	2.282063	2.184%	1986	1.192658	2.941%	1.089405	1.355%
1987	2.332261	2.152%	1987	1.228339	2.905%	1.103922	1.315%
1988	2.38293	2.126%	1988	1.264676	2.873%	1.118254	1.282%
1989	2.434187	2.106%	1989	1.301731	2.847%	1.132456	1.254%
1990	2.486161	2.091%	1990	1.340988	2.927%	1.145173	1.110%
1991	2.538658	2.068%	1991	1.390583	3.566%	1.148075	0.253%
1992	2.591591	2.042%	1992	1.441287	3.518%	1.150304	0.194%
1993	2.645254	2.029%	1993	1.493292	3.483%	1.151962	0.144%
1994	2.699917	2.025%	1994	1.546766	3.457%	1.153151	0.103%
1995	2.755866	2.030%	1995	1.601926	3.443%	1.15394	0.068%
1996	2.813317	2.042%	1996	1.658912	3.435%	1.154405	0.040%
1997	2.872083	2.046%	1997	1.717665	3.421%	1.154418	0.001%
1998	2.931841	2.038%	1998	1.778004	3.394%	1.153837	-0.050%
1999	2.992247	2.019%	1999	1.83974	3.356%	1.152507	-0.115%
2000	3.052982	1.989%	2000	1.900542	3.199%	1.15244	-0.006%
2001	3.11424	1.967%	2001	1.947726	2.423%	1.166514	1.207%
2002	3.176247	1.952%	2002	1.995731	2.405%	1.180516	1.186%
2003	3.238696	1.928%	2003	2.043376	2.379%	1.19432	1.156%
2004	3.301291	1.896%	2004	2.093478	2.345%	1.207813	1.117%
2005	3.363738	1.856%	2005	2.142854	2.304%	1.220884	1.071%
2006	3.426021	1.818%	2006	2.192491	2.264%	1.23353	1.025%
2007	3.488335	1.786%	2007	2.242517	2.231%	1.245818	0.986%
2008	3.550706	1.757%	2008	2.292942	2.199%	1.257764	0.950%
2009	3.613143	1.728%	2009	2.343777	2.169%	1.269366	0.914%
2010	3.675668	1.701%	2010	2.395001	2.139%	1.280667	0.882%
2011	3.73841	1.678%	2011	2.446495	2.105%	1.291915	0.871%
2012	3.801361	1.656%	2012	2.498431	2.079%	1.30293	0.845%
2013	3.864325	1.629%	2013	2.550677	2.048%	1.313648	0.816%
2014	3.927088	1.598%	2014	2.603088	2.013%	1.324	0.782%
2015	3.989459	1.563%	2015	2.655531	1.975%	1.333928	0.744%
2016	4.051581	1.533%	2016	2.708097	1.941%	1.343484	0.711%
2017	4.113593	1.507%	2017	2.760869	1.911%	1.352724	0.683%
2018	4.175267	1.477%	2018	2.81369	1.877%	1.361577	0.650%
2019	4.236383	1.443%	2019	2.866399	1.839%	1.369984	0.614%
2020	4.296732	1.405%	2020	2.918856	1.797%	1.377876	0.573%
2021	4.356302	1.367%	2021	2.971028	1.756%	1.385274	0.534%
2022	4.415246	1.335%	2022	3.023017	1.720%	1.392229	0.500%
2023	4.473557	1.303%	2023	3.074806	1.684%	1.398751	0.466%
2024	4.531244	1.273%	2024	3.1264	1.650%	1.404844	0.434%
2025	4.588309	1.244%	2025	3.17779	1.617%	1.410519	0.402%
			2026	3.229016	1.586%	1.415819	0.374%
			2027	3.280076	1.557%	1.420744	0.347%



Fuente: CELADE – División de la Población CEPAL. Revisión 2017.



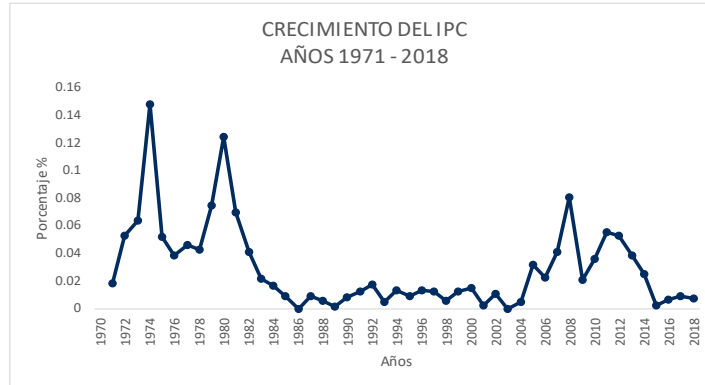
Cuadro No.2 - A: Estimación y proyecciones de la población a largo plazo.1950 -2100. Continuación.

2026	4.644835	1.217%	2028	3.330874	1.525%	1.425268	0.317%
2027	4.70082	1.191%	2029	3.381303	1.491%	1.429355	0.286%
2028	4.756142	1.163%	2030	3.431251	1.456%	1.432985	0.253%
2029	4.810658	1.133%	2031	3.480743	1.422%	1.436181	0.223%
2030	4.864236	1.101%	2032	3.529845	1.391%	1.438976	0.194%
2031	4.916924	1.072%	2033	3.578486	1.359%	1.441355	0.165%
2032	4.968821	1.044%	2034	3.6266	1.327%	1.443314	0.136%
2033	5.019841	1.016%	2035	3.674126	1.294%	1.44484	0.106%
2034	5.069914	0.988%	2036	3.721199	1.265%	1.446002	0.080%
2035	5.118966	0.958%	2037	3.767845	1.238%	1.446823	0.057%
2036	5.167201	0.933%	2038	3.813834	1.206%	1.447226	0.028%
2037	5.214668	0.910%	2039	3.858933	1.169%	1.447142	-0.006%
2038	5.26106	0.882%	2040	3.902919	1.127%	1.446485	-0.045%
2039	5.306075	0.848%	2041	3.945812	1.087%	1.445306	-0.082%
2040	5.349404	0.810%	2042	3.987766	1.052%	1.443664	-0.114%
2041	5.391118	0.774%	2043	4.028674	1.015%	1.441543	-0.147%
2042	5.43143	0.742%	2044	4.068438	0.977%	1.438945	-0.181%
2043	5.470217	0.709%	2045	4.106971	0.938%	1.435848	-0.216%
2044	5.507383	0.675%	2046	4.144164	0.897%	1.432239	-0.252%
2045	5.542819	0.639%	2047	4.180056	0.859%	1.42815	-0.286%
2046	5.576403	0.602%	2048	4.214773	0.824%	1.423633	-0.317%
2047	5.608206	0.567%	2049	4.248438	0.792%	1.418757	-0.344%
2048	5.638406	0.536%	2050	4.28118	0.765%	1.413569	-0.367%
2049	5.667195	0.508%	2051	4.312955	0.737%	1.408068	-0.391%
2050	5.694749	0.484%	2052	4.343652	0.707%	1.402239	-0.416%
2051	5.721023	0.459%	2053	4.373325	0.678%	1.396107	-0.439%
2052	5.745891	0.433%	2054	4.402015	0.652%	1.389693	-0.462%
2053	5.769432	0.408%	2055	4.429772	0.627%	1.383025	-0.482%
2054	5.791708	0.385%	2056	4.456521	0.600%	1.376099	-0.503%
2055	5.812797	0.363%	2057	4.482232	0.574%	1.368909	-0.525%
2056	5.83262	0.340%	2058	4.506971	0.549%	1.361484	-0.545%
2057	5.851141	0.317%	2059	4.530809	0.526%	1.353868	-0.563%
2058	5.868455	0.295%	2060	4.553821	0.505%	1.346088	-0.578%
2059	5.884677	0.276%	2061	4.575964	0.484%	1.338133	-0.594%
2060	5.899909	0.258%	2062	4.597183	0.462%	1.330002	-0.611%
2061	5.914097	0.240%	2063	4.617513	0.440%	1.321715	-0.627%
2062	5.927185	0.221%	2064	4.637039	0.421%	1.313296	-0.641%
2063	5.939228	0.203%	2065	4.655804	0.403%	1.304775	-0.653%
2064	5.950335	0.187%	2066	4.673801	0.385%	1.296149	-0.666%
2065	5.960579	0.172%	2067	4.690987	0.366%	1.287405	-0.679%
2066	5.96995	0.157%	2068	4.707358	0.348%	1.278569	-0.691%
2067	5.978392	0.141%	2069	4.722935	0.330%	1.26963	-0.704%
2068	5.985927	0.126%	2070	4.737724	0.312%	1.260617	-0.715%
2069	5.992565	0.111%	2071	4.751699	0.294%	1.251506	-0.728%
2070	5.998341	0.096%	2072	4.764823	0.275%	1.242311	-0.740%
2071	6.003205	0.081%	2073	4.777161	0.258%	1.233049	-0.751%
2072	6.007134	0.065%	2074	4.788754	0.242%	1.223725	-0.762%
2073	6.01021	0.051%	2075	4.799649	0.227%	1.214367	-0.771%
2074	6.012479	0.038%	2076	4.809789	0.211%	1.204967	-0.780%
2075	6.014016	0.026%	2077	4.819143	0.194%	1.195513	-0.791%
2076	6.014756	0.012%	2078	4.827781	0.179%	1.186024	-0.800%
2077	6.014656	-0.002%	2079	4.835769	0.165%	1.176532	-0.807%
2078	6.013805	-0.014%	2080	4.843178	0.153%	1.167045	-0.813%
2079	6.012301	-0.025%	2081	4.849981	0.140%	1.15757	-0.819%
2080	6.010223	-0.035%	2082	4.856135	0.127%	1.148078	-0.827%
2081	6.007551	-0.044%	2083	4.86167	0.114%	1.138595	-0.833%
2082	6.004213	-0.056%	2084	4.86661	0.102%	1.129135	-0.838%
2083	6.000265	-0.066%	2085	4.870992	0.090%	1.119691	-0.843%
2084	5.995745	-0.075%	2086	4.874785	0.078%	1.110273	-0.848%
2085	5.990683	-0.084%	2087	4.87797	0.065%	1.100862	-0.855%
2086	5.985058	-0.094%	2088	4.880581	0.053%	1.091483	-0.859%
2087	5.978832	-0.104%	2089	4.88267	0.043%	1.082138	-0.864%
2088	5.972064	-0.113%	2090	4.884277	0.033%	1.072843	-0.866%
2089	5.964808	-0.122%	2091	4.88535	0.022%	1.063582	-0.871%
2090	5.95712	-0.129%	2092	4.885875	0.011%	1.054353	-0.875%
2091	5.948932	-0.138%	2093	4.885895	0.000%	1.045176	-0.878%
2092	5.940228	-0.147%	2094	4.885501	-0.008%	1.036057	-0.880%
2093	5.931071	-0.154%	2095	4.884749	-0.015%	1.027016	-0.880%
2094	5.921558	-0.161%	2096	4.883593	-0.024%	1.018042	-0.881%
2095	5.911765	-0.166%	2097	4.881996	-0.033%	1.009123	-0.884%
2096	5.901635	-0.172%	2098	4.880022	-0.040%	1.000276	-0.884%
2097	5.891119	-0.179%	2099	4.877737	-0.047%	0.991517	-0.883%
2098	5.880298	-0.184%	2100	4.875221	-0.052%	0.98285	-0.882%
2099	5.869254	-0.188%					
2100	5.858071	-0.191%					

Fuente: CELADE – División de la Población CEPAL. Revisión 2017.

Cuadro No.3: Índice de Precios al Consumidor.

Años	Crecimiento del IPC	IPC 2013=100
1970		24.64
1971	1.86%	25.10
1972	5.29%	26.51
1973	6.39%	28.32
1974	14.76%	33.22
1975	5.17%	35.03
1976	3.85%	36.43
1977	4.59%	38.18
1978	4.25%	39.87
1979	7.45%	43.09
1980	12.46%	49.22
1981	6.95%	52.89
1982	4.13%	55.17
1983	2.17%	56.40
1984	1.63%	57.33
1985	0.91%	57.86
1986	0.00%	57.86
1987	0.90%	58.38
1988	0.60%	58.73
1989	0.10%	58.79
1990	0.79%	59.26
1991	1.26%	60.02
1992	1.72%	61.07
1993	0.48%	61.36
1994	1.31%	62.18
1995	0.93%	62.76
1996	1.29%	63.58
1997	1.27%	64.40
1998	0.54%	64.75
1999	1.25%	65.56
2000	1.49%	66.56
2001	0.26%	66.73
2002	1.04%	67.43
2003	0.00%	67.43
2004	0.50%	67.77
2005	3.18%	69.99
2006	2.26%	71.61
2007	4.07%	74.65
2008	8.06%	81.19
2009	2.11%	82.94
2010	3.61%	86.04
2011	5.55%	91.10
2012	5.26%	96.16
2013	3.84%	100.00
2014	2.53%	102.60
2015	0.19%	102.80
2016	0.68%	103.50
2017	0.89%	104.43
2018	0.76%	105.228675



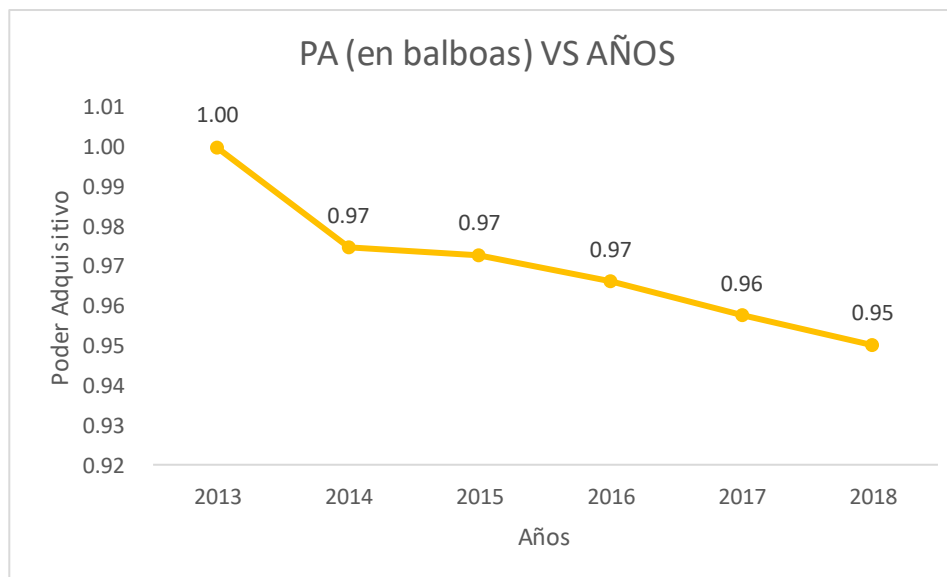
Fuente:

https://www.contraloria.gob.pa/inec/Avance/Avance.aspx?ID_CATEGORIA=2&ID_CIFRAS=10



Cuadro No.4: Poder Adquisitivo.

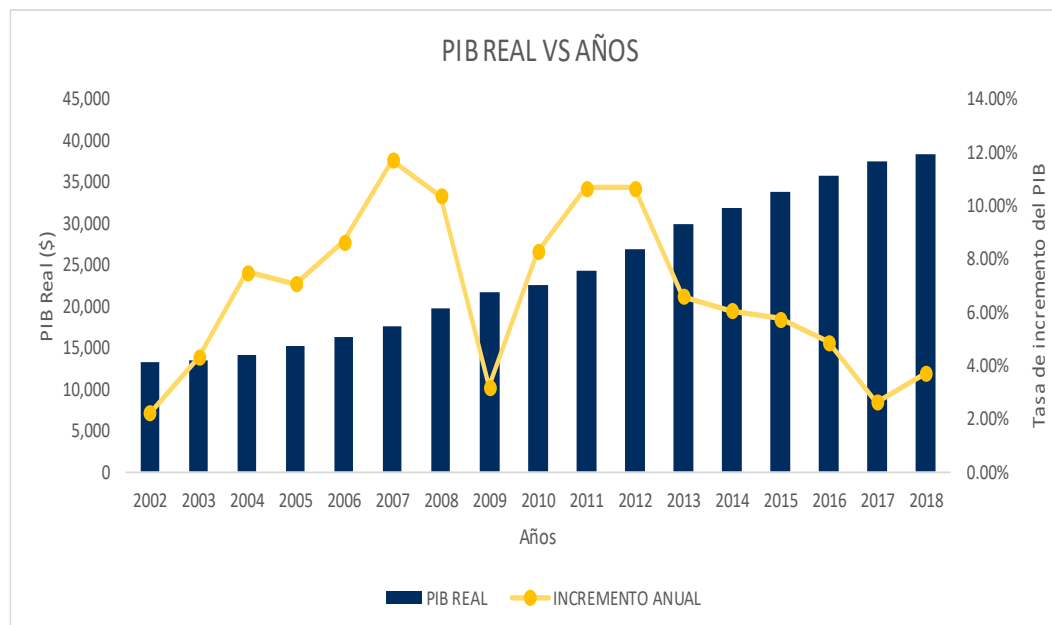
Años	PA (en balboas)
2013	1.00
2014	0.97
2015	0.97
2016	0.97
2017	0.96
2018	0.95



Fuente: https://www.contraloria.gob.pa/inec/Avance/Avance.aspx?ID_CATEGORIA=2&ID_CIFRAS=10

Cuadro No.5: Producto Interno Bruto 2001-2018.

AÑO	PIB REAL	INCREMENTO ANUAL
2001	13266.09	
2002	13561.92	2.23%
2003	14147.48	4.32%
2004	15210.95	7.52%
2005	16287.64	7.08%
2006	17696.85	8.65%
2007	19771.78	11.72%
2008	21822.64	10.37%
2009	22520.68	3.20%
2010	24389.27	8.30%
2011	26995.3	10.69%
2012	29876.28	10.67%
2013	31851.88	6.61%
2014	33779.92	6.05%
2015	35731.55	5.78%
2016	37471.72	4.87%
2017	38456.83	2.63%
2018	39887.62	3.72%

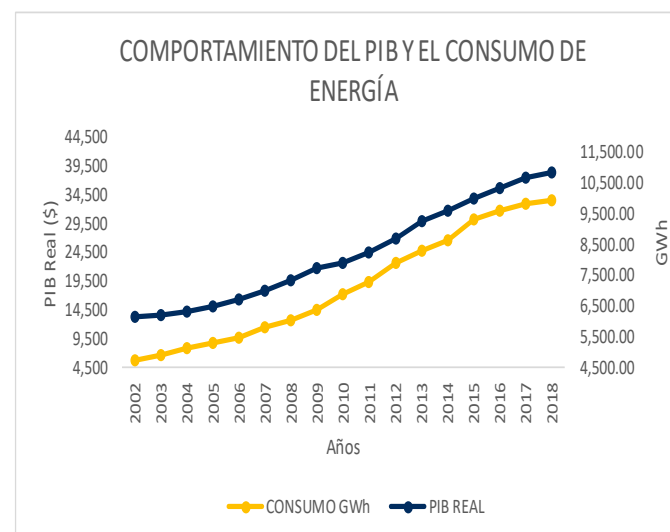


Fuente:

https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID_SUBCATEGORIA=26&ID_PUBLICACION=923&ID_IDIOMA=1&ID_CATEGORIA=4

Cuadro No.6: Producto Interno Bruto y Consumo en GWh 2001-2018.

AÑO	PIB REAL	CONSUMO GWh	INCREMENTO ANUAL	INCREMENTO ANUAL PIB
2001	13266.09			
2002	13561.92	4757.313372		2.23%
2003	14147.48	4918.006873	3.38%	4.32%
2004	15210.95	5105.971954	3.82%	7.52%
2005	16287.64	5274.14329	3.29%	7.08%
2006	17696.85	5495.325114	4.19%	8.65%
2007	19771.78	5826.41679	6.02%	11.72%
2008	21822.64	6017.948701	3.29%	10.37%
2009	22520.68	6376.160163	5.95%	3.20%
2010	24389.27	6885.594484	7.99%	8.30%
2011	26995.3	7300.859511	6.03%	10.69%
2012	29876.28	7926.02306	8.56%	10.67%
2013	31851.88	8280.919119	4.48%	6.61%
2014	33779.92	8651.202054	4.47%	6.05%
2015	35731.55	9336.859604	7.93%	5.78%
2016	37471.72	9611.190328	2.94%	4.87%
2017	38456.83	9848.73009	2.47%	2.63%
2018	39887.62	9954.956821	1.08%	3.72%



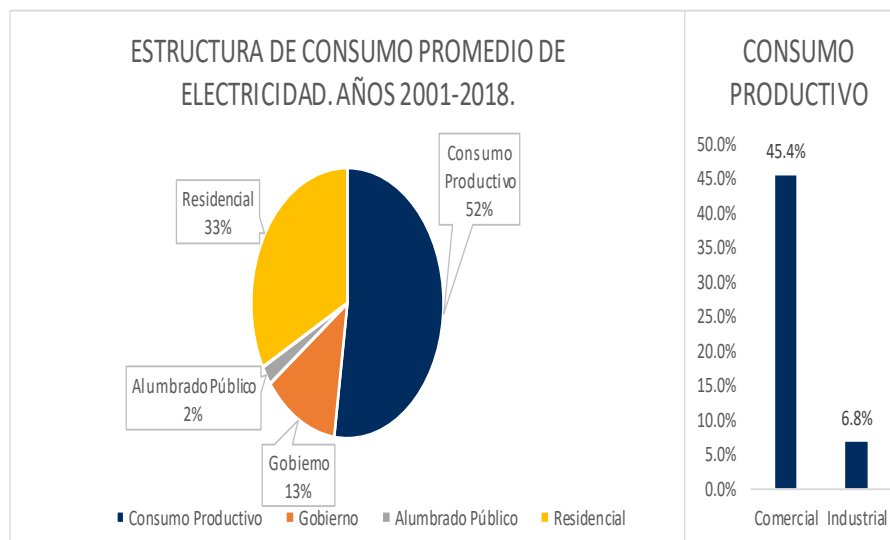
Fuente:

https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID_SUBCATEGORIA=26&ID_PUBLICACION=923&ID_IDIOMA=1&ID_CATEGORIA=4

Cuadro No.7: Consumo por sector residencial, comercial, industrial y alumbrado

	CRES	CCOM	CIND	CGOB	CALP
ENSA	72739.9711	83012.9221	18535.901	25888.4593	3958.38667
EDEMET	76763.1881	128261.17	12297.8201	33360.0786	5670.76733
EDECHI	16333.5259	17882.288	3721.35945	4714.13378	1994.02021
	<u>165836.685</u>	<u>229156.38</u>	<u>34555.0806</u>	<u>63962.6717</u>	<u>11623.1742</u>
%=	32.8%	45.4%	6.8%	12.7%	2.3%

Comercial	Industrial	Consumo Productivo	Gobierno	Alumbrado Público	Residencial
45.4%	6.8%	52.2%	12.7%	2.3%	32.8%



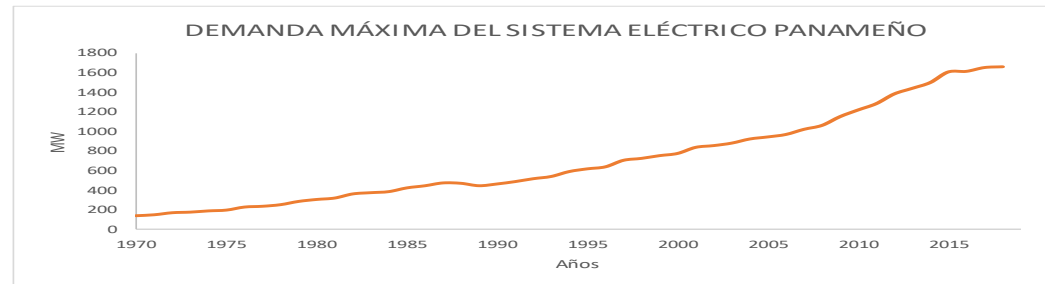
Fuente: https://www.asep.gob.pa/?page_id=12922



Cuadro No.8: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño.

Años	DMG
1970	138.9
1971	148.6
1972	169.6
1973	175.7
1974	188.3
1975	196.6
1976	227.6
1977	235.7
1978	252.1
1979	285.4
1980	305.5
1981	319.9
1982	362.2
1983	375
1984	385.8
1985	424
1986	445.9
1987	474.8
1988	470.9
1989	446.2
1990	464.4
1991	488.5
1992	518
1993	541.2
1994	591.5
1995	619.2
1996	639.9
1997	706.6
1998	726.4
1999	754.5
2000	777
2001	839.3
2002	857.35
2003	882.86
2004	924.96
2005	946.28
2006	971.34
2007	1024
2008	1064.25
2009	1153.99
2010	1222.4
2011	1286.46
2012	1386.27
2013	1443.94
2014	1503.46
2015	1612
2016	1618
2017	1657
2018	1665

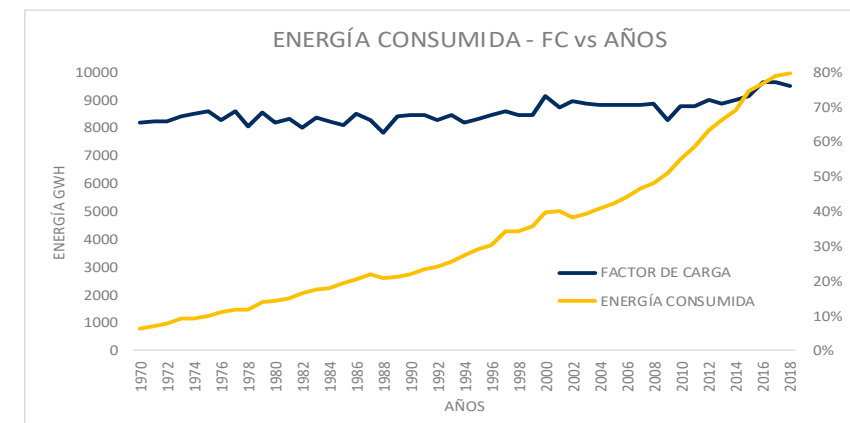
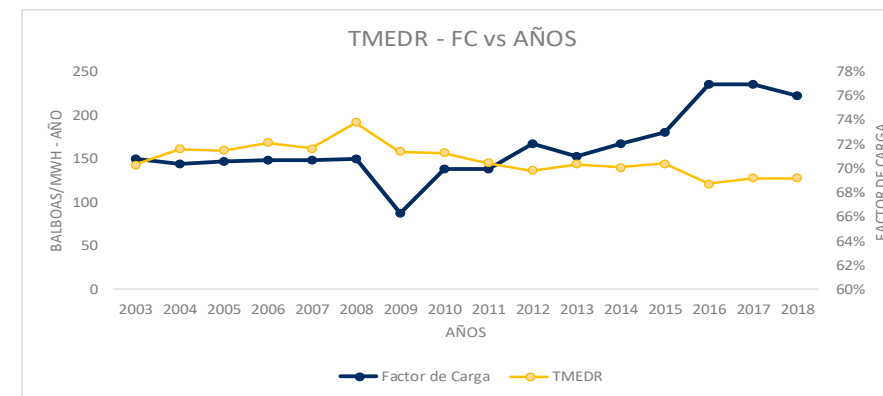
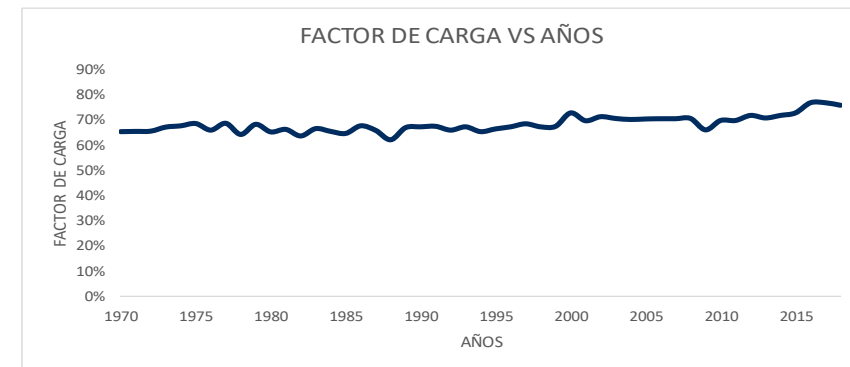
Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño				
Periodos	Max (MW)	Total (MW)	Incremento	
			Promedio (MW)	Anual (%)
1970 - 1979	285.4	147	16	8.33%
1980 - 1989	474.8	141	16	4.30%
1990 - 1999	754.5	290	32	5.54%
2000 - 2009	1153.99	377	42	4.49%
2010 - 2018	1665	443	49	3.94%



Fuente: http://www.cnd.com.pa/informes.php?tipo_informe=43&cat=5

Cuadro No.9: Factor de Carga, Energía Consumida y Tarifa Media de Distribuidoras Real.

Año	TMEDR	Año	Factor de Carga	Año	Energía consumida en GWh
2003	143.092828	1970	66%	1970	801.7
2004	161.100709	1971	66%	1971	859.4
2005	159.750597	1972	66%	1972	980.4
2006	168.539419	1973	67%	1973	1139.9
2007	161.602082	1974	68%	1974	1148
2008	191.232846	1975	69%	1975	1214.3
2009	157.989866	1976	66%	1976	1348.7
2010	156.947304	1977	69%	1977	1450.3
2011	144.867581	1978	65%	1978	1469.1
2012	136.795025	1979	69%	1979	1724
2013	143.622778	1980	66%	1980	1756.5
2014	140.059801	1981	67%	1981	1863.5
2015	144.36575	1982	64%	1982	2030.5
2016	121.62317	1983	67%	1983	2193.5
2017	127.50341	1984	66%	1984	2225.9
2018	127.541515	1985	65%	1985	2412.9
		1986	68%	1986	2565.7
		1987	66%	1987	2748.3
		1988	62%	1988	2579.9
		1989	67%	1989	2624.7
		1990	68%	1990	2746.1
		1991	68%	1991	2896.6
		1992	66%	1992	3011.6
		1993	68%	1993	3199.1
		1994	66%	1994	3400
		1995	67%	1995	3619.4
		1996	68%	1996	3795.8
		1997	69%	1997	4254.4
		1998	68%	1998	4295.8
		1999	68%	1999	4474.5
		2000	73%	2000	4967.5
		2001	70%	2001	4999.9
		2002	72%	2002	4757.313372
		2003	71%	2003	4918.006873
		2004	70%	2004	5105.971954
		2005	71%	2005	5274.14329
		2006	71%	2006	5495.325114
		2007	71%	2007	5826.41679
		2008	71%	2008	6017.948701
		2009	66%	2009	6376.160163
		2010	70%	2010	6885.594484
		2011	70%	2011	7300.859511
		2012	72%	2012	7926.02306
		2013	71%	2013	8280.919119
		2014	72%	2014	8651.202054
		2015	73%	2015	9336.859604
		2016	77%	2016	9611.190328
		2017	77%	2017	9848.73009
		2018	76%	2018	9954.956821



Fuente: http://www.cnd.com.pa/informes.php?tipo_informe=43&cat=5



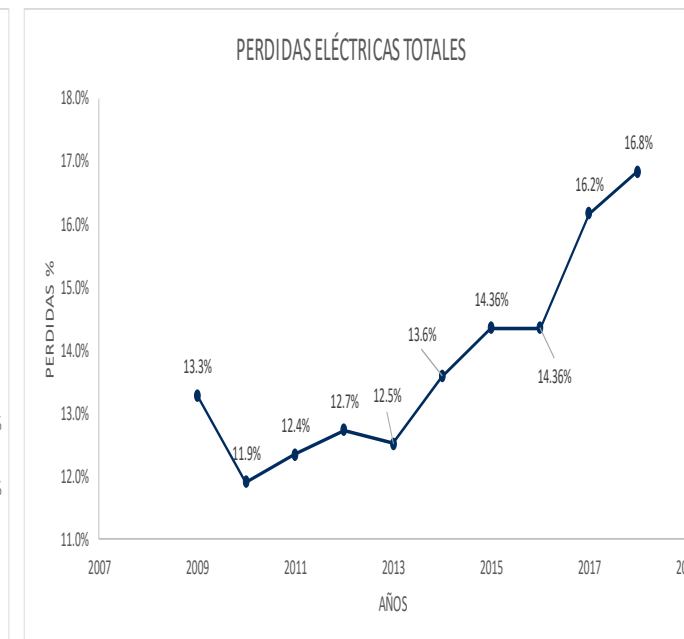
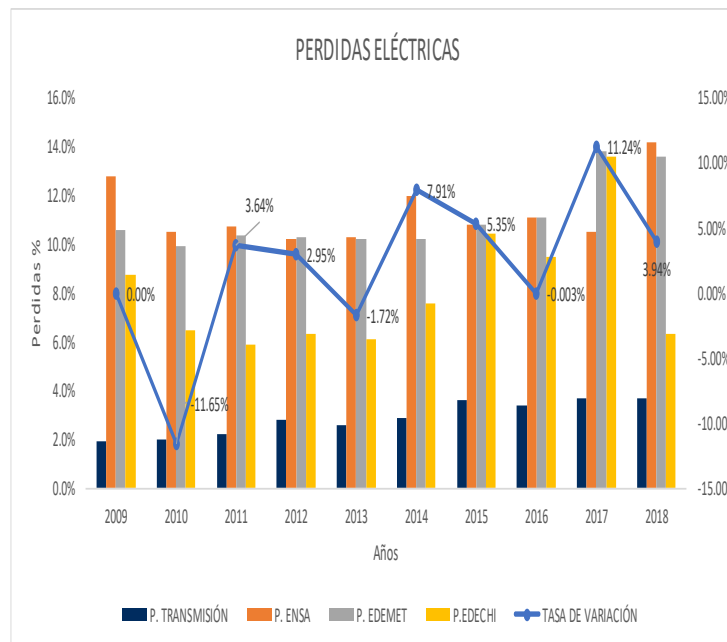


Cuadro No.10: Perdidas por distribuidora.



Perdidas de distribución por distribuidora.

Años	P. TRANSMISIÓN	P. ENSA	P. EDEMET	P. EDECHI	P. DISTRIBUCIÓN	TOTAL	TASA DE VARIACIÓN
2009	1.9%	12.8%	10.6%	8.7%	11.4%	13.3%	0.00%
2010	2.0%	10.6%	9.9%	6.5%	9.9%	11.9%	-11.65%
2011	2.2%	10.7%	10.4%	5.9%	10.2%	12.4%	3.64%
2012	2.8%	10.3%	10.3%	6.4%	9.9%	12.7%	2.95%
2013	2.6%	10.3%	10.3%	6.2%	9.9%	12.5%	-1.72%
2014	2.9%	12.0%	10.2%	7.6%	10.7%	13.6%	7.91%
2015	3.6%	10.8%	10.8%	10.4%	10.8%	14.36%	5.35%
2016	3.4%	11.1%	11.1%	9.5%	11.0%	14.36%	-0.003%
2017	3.7%	10.6%	13.8%	13.6%	12.5%	16.2%	11.24%
2018	3.7%	14.2%	13.6%	6.4%	13.2%	16.8%	3.94%

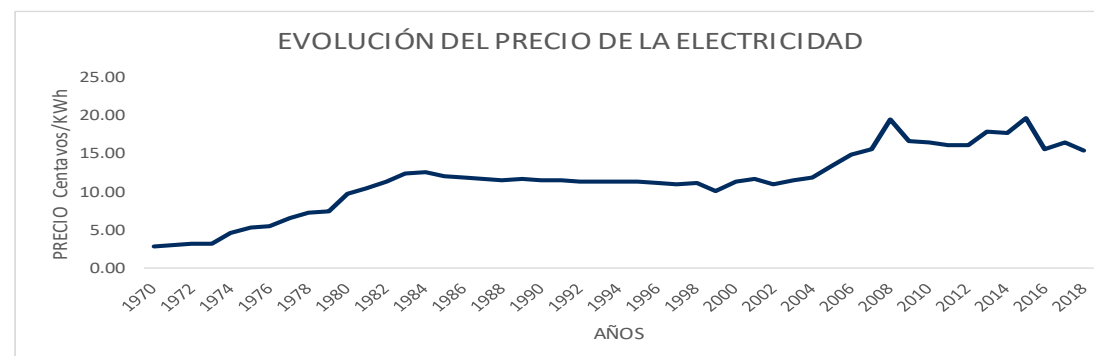


Fuente: ASEP, Informes Semestrales.



Cuadro No.11: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño.

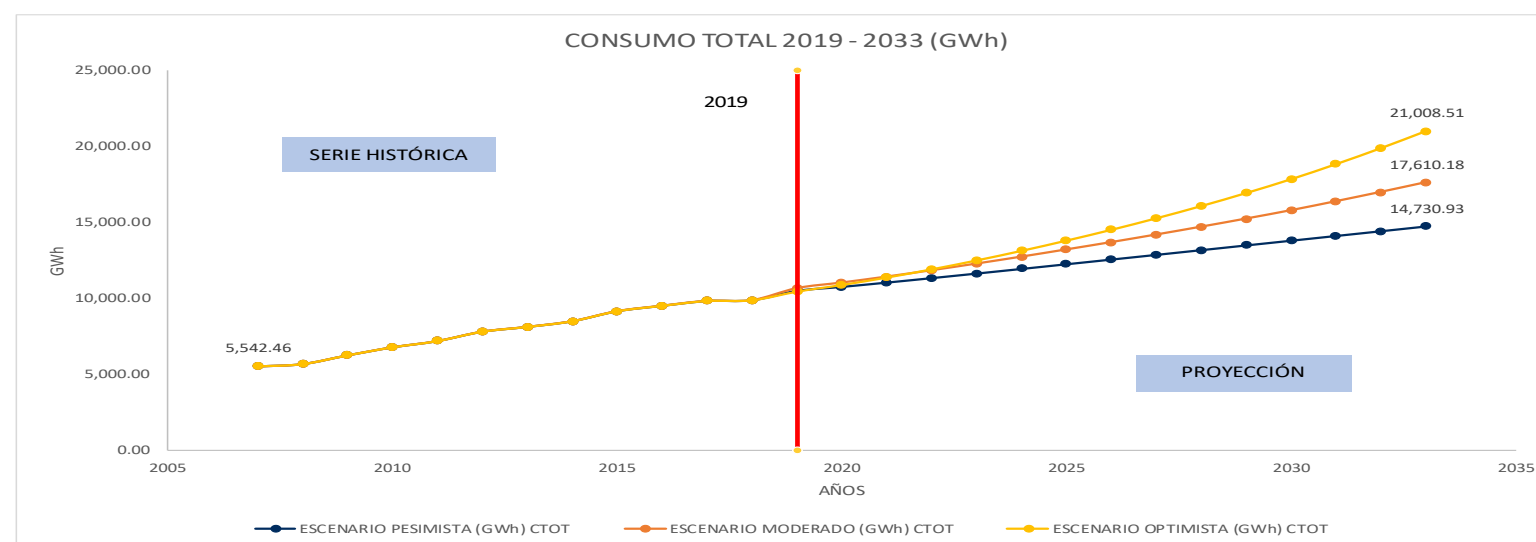
AÑO	FACTOT	GWHTOT	Precio de la energía eléctrica	
	Facturación Millones B/.	Ventas Totales GWh		Centavos/KWh
1970	20.8	710.3	▲	2.93
1971	24.4	775.4	▲	3.15
1972	28.4	869.8	▲	3.27
1973	31.6	984.0	▲	3.21
1974	45.6	980.7	▲	4.65
1975	56.4	1,041.0	▲	5.42
1976	63	1,143.1	▲	5.51
1977	83.7	1,260.1	▲	6.64
1978	92.5	1,268.2	▲	7.29
1979	111.1	1,480.9	▲	7.50
1980	143.4	1,472.3	▲	9.74
1981	164.3	1,554.3	▲	10.57
1982	191.7	1,674.8	▲	11.45
1983	230.3	1,850.6	▲	12.44
1984	228.4	1,816.5	▲	12.57
1985	235.1	1,944.1	▲	12.09
1986	242	2,045.1	▲	11.83
1987	255.2	2,191.1	▲	11.65
1988	238.3	2,063.1	▲	11.55
1989	231.8	1,983.6	▲	11.69
1990	238.8	2,053.0	▲	11.63
1991	254	2,185.9	▲	11.62
1992	263.8	2,311.4	▲	11.41
1993	281.7	2,486.2	▲	11.33
1994	304.2	2,671.9	▲	11.39
1995	324.3	2,869.6	▲	11.30
1996	333.9	2,984.0	▲	11.19
1997	362.9	3,302.1	▲	10.99
1998	377.3	3,392.3	▲	11.12
1999	362.8	3,578.0	▲	10.14
2000	429.4	3,801.1	▲	11.30
2001	459.9	3,933.9	▲	11.69
2002	450.2	4,113.0	▲	10.95
2003	499.2	4,306.8	▲	11.59
2004	544.3	4,594.6	▲	11.85
2005	643.28098	4,781.1	▲	13.45
2006	735.902737	4,933.5	▲	14.92
2007	826.547345	5,297.9	▲	15.60
2008	1061.132	5,462.1	▲	19.43
2009	955.46	5,737.9	▲	16.65
2010	1027.3649	6,232.7	▲	16.48
2011	1066.6	6,599.6	▲	16.16
2012	1162.395	7,170.1	▲	16.21
2013	1338.825363	7,501.7	▲	17.85
2014	1391.348562	7,822.5	▲	17.79
2015	1641.654558	8,368.7	▲	19.62
2016	1349.090993	8,588.5	▲	15.71
2017	1465.948298	8,894.7	▲	16.48
2018	1494.216639	9625.77	▲	15.52



Fuente: PESIN 2018 y ASEP, Informes Semestrales.

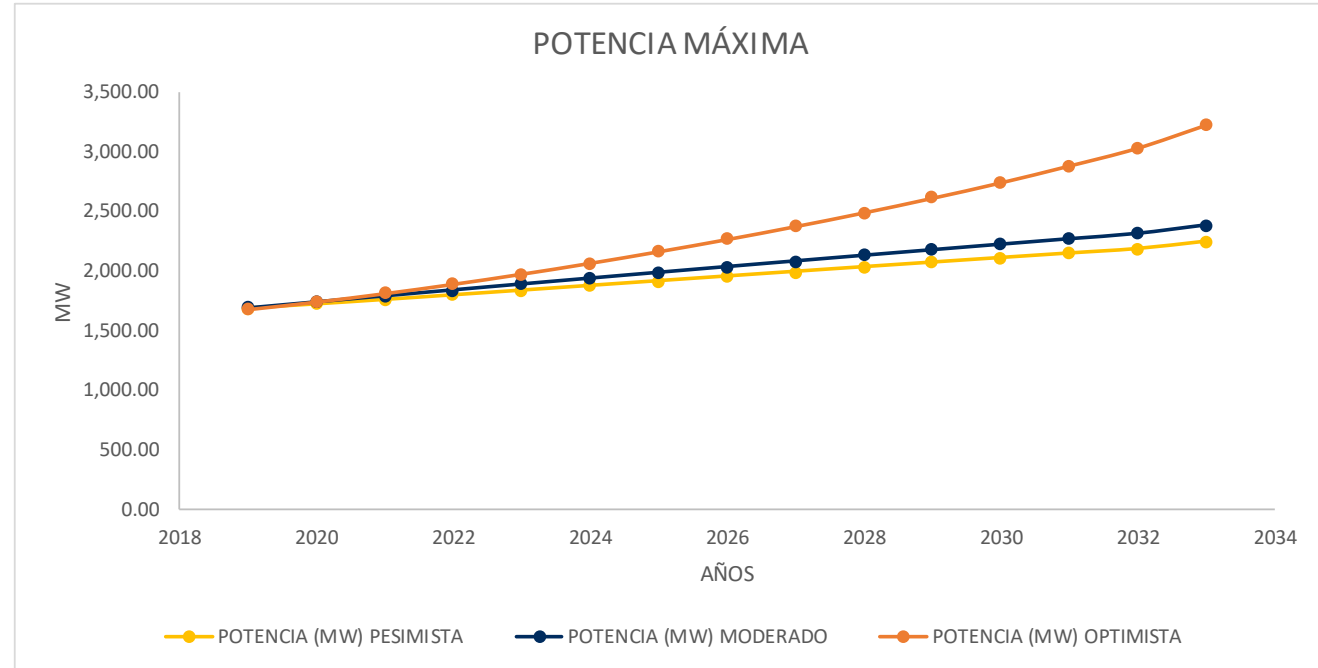
Cuadro No.12: Resultado de proyecciones por escenario del ME – SiProDe (energía).

AÑO	ESCENARIO PESIMISTA (GWh)					ESCENARIO MODERADO (GWh)					ESCENARIO OPTIMISTA (GWh)				
	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT
2007	460.56	2,902.78	2,179.12		5,542.46	460.56	2,902.78	2,179.12		5,542.46	460.56	2,902.78	2,179.12		5,542.46
2008	474.40	2,967.83	2,249.72		5,691.95	474.40	2,967.83	2,249.72		5,691.95	474.40	2,967.83	2,249.72		5,691.95
2009	500.33	3,148.07	2,614.04		6,262.44	500.33	3,148.07	2,614.04		6,262.44	500.33	3,148.07	2,614.04		6,262.44
2010	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40
2011	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68
2012	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69
2013	668.30	3,982.24	3,158.85	324.68	8,134.07	668.30	3,982.24	3,158.85	324.68	8,134.07	668.30	3,982.24	3,158.85	324.68	8,134.07
2014	702.76	4,168.73	3,289.97	343.15	8,504.62	702.76	4,168.73	3,289.97	343.15	8,504.62	702.76	4,168.73	3,289.97	343.15	8,504.62
2015	825.89	4,508.41	3,572.25	256.68	9,163.23	825.89	4,508.41	3,572.25	256.68	9,163.23	825.89	4,508.41	3,572.25	256.68	9,163.23
2016	889.10	4,633.19	3,720.86	275.89	9,519.04	889.10	4,633.19	3,720.86	275.89	9,519.04	889.10	4,633.19	3,720.86	275.89	9,519.04
2017	944.21	4,678.21	3,776.39	437.70	9,836.50	944.21	4,678.21	3,776.39	437.70	9,836.50	944.21	4,678.21	3,776.39	437.70	9,836.50
2018	882.31	4,599.44	3,657.18	745.50	9,884.43	882.31	4,599.44	3,657.18	745.50	9,884.43	882.31	4,599.44	3,657.18	745.50	9,884.43
2019	885.97	5,050.42	3,596.70	1,014.48	10,499.97	1,002.15	5,036.10	3,620.60	1,010.49	10,669.35	988.02	4,799.62	3,655.11	1,014.48	10,451.97
2020	924.95	5,168.17	3,663.04	1,087.68	10,763.22	1,041.99	5,181.72	3,737.10	1,075.96	11,036.78	1,045.63	4,987.48	3,784.46	1,087.68	10,890.94
2021	965.86	5,299.15	3,738.82	1,143.26	11,045.60	1,088.79	5,346.30	3,869.05	1,123.40	11,427.54	1,115.84	5,212.13	3,935.62	1,143.26	11,379.58
2022	1,008.62	5,438.93	3,820.57	1,193.98	11,338.89	1,140.83	5,525.01	4,012.40	1,165.50	11,843.73	1,197.38	5,466.55	4,103.78	1,193.98	11,919.25
2023	1,053.17	5,584.58	3,906.02	1,241.01	11,638.88	1,197.08	5,715.01	4,165.06	1,203.33	12,280.48	1,289.80	5,747.37	4,286.45	1,241.01	12,504.99
2024	1,099.46	5,734.09	3,993.70	1,285.40	11,943.01	1,256.93	5,914.49	4,326.03	1,237.85	12,735.29	1,393.19	6,052.88	4,482.36	1,285.40	13,134.75
2025	1,147.46	5,886.08	4,082.56	1,328.00	12,249.59	1,320.02	6,122.29	4,494.81	1,269.82	13,206.92	1,507.93	6,382.28	4,690.88	1,328.00	13,808.21
2026	1,197.15	6,039.61	4,172.05	1,361.83	12,557.75	1,386.15	6,337.70	4,671.23	1,292.13	13,687.21	1,634.70	6,735.46	4,911.82	1,361.83	14,518.50
2027	1,248.50	6,194.03	4,261.64	1,395.27	12,866.79	1,455.22	6,560.33	4,855.35	1,313.06	14,183.96	1,774.38	7,112.75	5,145.25	1,395.27	15,275.00
2028	1,301.52	6,348.90	4,351.15	1,428.85	13,176.48	1,527.21	6,790.00	5,047.33	1,332.99	14,697.53	1,928.06	7,514.83	5,391.40	1,428.85	16,079.96
2029	1,356.21	6,503.90	4,440.32	1,463.03	13,486.60	1,602.16	7,026.68	5,247.42	1,352.26	15,228.52	2,096.98	7,942.66	5,650.65	1,463.03	16,936.12
2030	1,412.58	6,658.83	4,529.07	1,498.25	13,797.08	1,680.12	7,270.46	5,455.96	1,371.12	15,777.66	2,282.59	8,397.41	5,923.46	1,498.25	17,846.61
2031	1,470.65	6,813.55	4,617.35	1,557.29	14,107.96	1,761.18	7,521.52	5,673.32	1,412.18	16,368.20	2,486.50	8,880.47	6,210.38	1,557.29	18,837.41
2032	1,530.44	6,967.97	4,705.08	1,618.11	14,419.23	1,845.47	7,780.09	5,899.95	1,453.20	16,978.70	2,710.52	9,393.34	6,512.03	1,618.11	19,889.95
2033	1,591.98	7,122.04	4,792.23	1,681.06	14,730.93	1,933.11	8,046.46	6,136.31	1,494.31	17,610.18	2,956.65	9,937.73	6,829.09	1,681.06	21,008.51




Cuadro No.13: Resultado de proyecciones por escenario del ME – SiProDe (potencia).

POTENCIA (MW)			
AÑO	PESIMISTA	MODERADO	OPTIMISTA
2019	1,684.91	1,687.49	1,677.64
2020	1,719.28	1,738.35	1,741.00
2021	1,756.35	1,788.70	1,811.78
2022	1,794.76	1,838.57	1,890.09
2023	1,833.85	1,887.94	1,975.05
2024	1,873.20	1,936.82	2,066.27
2025	1,912.53	1,985.22	2,163.61
2026	1,951.70	2,033.14	2,265.94
2027	1,990.62	2,080.58	2,374.65
2028	2,029.24	2,127.54	2,490.01
2029	2,067.53	2,174.04	2,612.38
2030	2,105.49	2,220.06	2,742.15
2031	2,143.12	2,265.62	2,883.19
2032	2,180.42	2,310.72	3,032.56
2033	2,241.54	2,380.99	3,225.55



Cuadro No.14: Demanda máxima de generación, por participante y por barra, 2019-2033(MW).
REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2019-2033 (MW)

PRONÓSTICO MODERADO		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CARGA DEL SISTEMA (MW)		1687.49	1738.35	1788.70	1838.57	1887.94	1936.82	1985.22	2033.14	2080.58	2127.54	2174.04	2220.06	2265.62	2310.72	2380.99
CARGA DEL SISTEMA + MINERA + ACP (MW)		1951.49	2002.35	2052.70	2102.57	2151.94	2200.82	2249.22	2297.14	2344.58	2391.54	2438.04	2484.06	2529.62	2574.72	2644.99

ENSA	COD.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Tocumen	TOC	77.58	83.87	86.72	88.95	90.96	87.57	89.31	90.68	91.74	92.93	94.02	97.95	98.92	99.87	100.83
Cerro Viento	CVI	83.43	88.77	91.36	94.00	96.50	87.61	92.82	93.26	93.08	95.02	97.47	98.55	95.85	96.22	97.41
Llano Bonito	LBO13	20.05	22.57	24.66	27.01	29.61	32.50	36.51	40.30	46.10	48.79	50.74	52.96	55.93	59.71	62.27
Santa María	SMA	90.63	94.76	97.70	100.93	104.24	106.47	108.62	110.73	113.08	116.92	119.25	121.45	123.69	125.63	128.26
Monte Oscuro	MOS	49.30	46.57	44.41	44.06	44.19	44.51	44.65	45.12	45.95	47.03	48.12	49.21	50.29	51.38	52.47
Tinajitas	TIN	63.88	66.28	68.78	71.40	73.82	58.99	59.64	60.25	60.82	61.35	61.83	62.27	62.65	62.98	63.24
Geehan	PAC	20.29	21.34	22.11	23.08	24.32	24.99	25.75	26.58	27.62	28.99	29.61	30.29	30.64	29.96	30.25
Chilibre (Incluye el IDAAN)	CHI115	38.90	39.58	33.56	34.06	34.56	35.05	35.55	36.05	36.54	37.04	37.54	38.03	38.53	39.03	39.52
Calzada Larga	CLA13.8	10.32	10.90	11.36	11.81	12.26	12.72	13.17	13.63	14.08	14.53	14.99	15.44	15.90	16.35	16.81
France Field	FF13.8	60.60	73.24	76.52	77.45	67.10	67.73	68.11	68.58	69.00	69.42	69.86	70.14	70.61	71.07	71.46
Bahía Las Minas	LM.13B	24.75	25.62	28.40	29.16	29.92	30.68	31.45	32.21	32.97	33.73	34.49	35.25	36.01	36.77	37.53
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	32.71	33.50	34.28	30.17	26.63	27.30	27.96	28.65	29.33	30.00	30.69	31.31	32.00	32.70	33.37
24 de Diciembre	24DIC13	41.28	44.87	49.64	52.30	54.92	57.73	60.39	61.74	62.80	63.83	64.98	66.04	67.15	68.09	69.02
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A	40.78	45.73	49.99	52.00	53.40	54.57	55.96	56.96	57.50	57.71	57.93	58.15	58.37	58.59	58.80
Nueva S/E Santa Rita	STR13.8			5.38	5.43	5.47	5.51	5.56	5.60	5.65	5.69	5.74	5.78	5.83	5.87	5.91
Nueva S/E Argos	ARG			6.38	6.56	6.74	6.92	7.11	7.29	7.47	7.65	7.83	8.01	8.19	8.37	8.55
Nueva S/E Cativá	CAT513					13.68	14.05	14.44	14.72	15.06	15.41	15.73	16.23	16.52	16.80	17.14
Nueva S/E Gonzalillo	GON13						26.77	28.95	31.36	34.45	38.77	40.19	41.90	34.10	35.68	37.87
Nueva S/E Brisas del Golf	BGO													16.84	17.16	17.45
TOTAL ENSA		654.49	697.62	731.25	748.37	768.32	781.70	805.96	823.71	843.23	864.82	880.99	898.97	918.01	932.22	948.17

EDEMET		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	149.12	152.34	155.53	139.04	128.25	130.50	132.81	135.11	137.31	139.72	142.19	144.79	147.44	150.25	152.93
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	1.46	1.49	1.52	1.54	1.56	1.59	1.62	1.64	1.67	1.70	1.73	1.76	1.79	1.83	1.86
El Higo	EHIG34	49.75	50.83	51.89	52.56	46.67	47.48	48.33	49.16	49.96	50.84	51.74	52.68	53.65	54.67	55.64
Chorrera	CHO34	77.34	79.03	80.89	81.92	82.88	84.38	85.88	87.38	88.79	90.32	91.93	93.60	95.30	97.12	98.85
San Francisco	SFR	119.04	121.24	119.78	118.31	119.75	121.74	123.75	125.74	127.64	129.69	131.84	134.06	136.33	138.71	141.00
Locería	LOC	106.53	108.50	100.77	99.46	100.42	101.87	103.31	104.72	106.03	107.45	108.94	110.48	112.04	113.67	115.20
Marañón	MAR	91.89	93.60	85.56	84.42	85.18	86.36	87.53	88.66	89.71	90.85	92.05	93.28	94.52	95.82	97.03
Centro Bancario	CBA	78.44	79.89	77.56	76.59	77.47	78.71	79.96	81.19	82.36	83.62	84.95	86.32	87.71	89.17	90.58
Nueva S/E Burunga	BUR34	42.71	43.60	44.16	56.58	57.33	58.36	59.39	60.42	61.41	62.47	63.59	64.75	65.94	67.18	68.39
Nueva S/E El Torno	TOR	24.25	24.76	25.07	25.41	25.86	26.32	26.77	27.21	27.69	28.18	28.69	29.22	29.77	30.31	30.88
Nueva S/E Bella Vista	BVI13			28.00	28.00	29.40	30.87	32.41	34.03	35.74	37.52	39.40	41.37	43.44	45.61	47.89
Nueva S/E La Floresta	LAF13				10.20	10.33	10.52	10.70	10.89	11.07	11.26	11.46	11.67	11.88	12.11	12.32
Nueva S/E Santiago 2	STG234				18.49	18.74	19.07	19.41	19.74	20.07	20.42	20.78	21.16	21.55	21.96	22.35
El Coco (Penonomé)	PEN2					19.21	19.63	19.97	20.30	20.67	21.00	21.41	21.79	22.19	22.56	23.02
TOTAL EDEMET		740.51	755.26	770.74	792.52	803.07	817.40	831.86	846.21	860.12	875.04	890.69	906.91	923.54	940.98	957.95



Cuadro No.14 - A: Demanda máxima de generación, por participante y por barra, 2019-2033(MW). Continuación.

EDEMET (SERVICIO B)		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Miraflores	MIR44	18.65	18.99	19.39	7.22	7.32	7.45	7.58	7.71	7.84	7.98	8.12	8.27	8.42	8.58	8.73
Balboa	BAL44	21.46	21.86	22.32	22.60	22.91	23.31	23.73	24.13	24.53	24.96	25.40	25.87	26.34	26.84	27.32
Summit	SUM44	1.10	1.12	1.14	1.16	1.17	1.19	1.22	1.24	1.26	1.28	1.30	1.33	1.35	1.38	1.40
Gamboa	GAM2	1.13	1.15	1.18	1.19	1.21	1.23	1.25	1.27	1.29	1.32	1.34	1.36	1.39	1.41	1.44
Howard	HOW12	14.86	15.14	15.45	3.23	3.28	3.33	3.39	3.45	3.51	3.57	3.63	3.70	3.77	3.84	3.91
Nueva S/E Howard 115 KV	HOW115				12.42	12.59	12.81	13.04	13.26	13.48	13.71	13.96	14.21	14.47	14.75	15.01
Áreas Revertidas		58.46	59.57	61.17	50.10	50.77	51.68	52.59	53.50	54.38	55.32	56.31	57.33	58.39	59.49	60.56
TOTAL SERVICIO B		57.20	58.26	59.48	47.83	48.47	49.33	50.20	51.07	51.91	52.81	53.75	54.73	55.74	56.79	57.81
EDECHI		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Caldera 115 KV	CAL115	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07
Progreso 34.5 KV	PRO34	7.72	7.84	8.01	8.13	8.27	8.44	8.61	8.77	8.95	9.13	9.32	9.51	9.71	9.93	10.14
Progreso 115 KV	PRO115	1.32	1.34	1.37	1.39	1.42	1.45	1.47	1.50	1.53	1.56	1.60	1.63	1.66	1.70	1.74
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	70.06	71.21	69.10	70.13	71.33	72.87	74.24	75.69	77.18	78.77	80.39	82.08	83.83	85.68	87.53
San Cristobal	SAC34	20.22	20.55	20.98	21.31	21.67	22.13	22.55	22.99	23.44	23.92	24.41	24.92	25.45	26.01	26.57
Cañazas (PTP)	CAN34	17.57	17.86	18.24	18.53	18.79	19.24	19.61	19.99	20.39	20.81	21.25	21.70	22.17	22.66	23.16
Isla Colon - Changuinola	CHA34	13.92	14.15	14.45	14.68	14.93	18.80	19.16	19.53	19.91	20.32	20.74	21.18	21.62	22.10	22.58
Boquerón III	BOQ34	9.74	9.90	10.06	10.27	10.43	10.61	10.83								
Boquerón IV	BOQ4								11.04	11.25	11.47	11.71	11.95	12.20	12.46	12.73
Veladero	VEL34			3.65	3.71	3.77	3.85	3.92	4.00	4.08	4.16	4.25	4.33	4.43	4.52	4.62
TOTAL EDECHI		140.59	142.90	145.91	148.21	150.65	157.44	160.44	163.57	166.78	170.21	173.73	177.37	181.14	185.13	189.14
GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN (MW))																
Grandes Clientes		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Argos	CPA115	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77
Cemex	CEMEX	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56
Manzanillo International Terminal	MIT	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Minera Panama	BOT34	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00
ACP	ACP	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
TOTAL Grandes Clientes (Sin Minera)		51.55	51.76	51.77	51.79	51.77	51.77	51.79	51.81	55.65	55.67	55.69	55.70	55.72	55.74	55.91
TOTAL Grandes Clientes Conectados el SPT		29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33
Pronostico de Carga del SIN		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Demanda Maxima		1,951.49	2,002.35	2,052.70	2,102.57	2,151.94	2,200.82	2,249.22	2,297.14	2,344.58	2,391.54	2,438.04	2,484.06	2,529.62	2,574.72	2,644.99
Demanda Media		1,679.14	1,721.79	1,764.02	1,805.83	1,847.24	1,888.23	1,928.82	1,969.00	2,008.78	2,048.17	2,087.16	2,125.76	2,163.96	2,201.78	2,260.71
Demanda Minima		1,346.61	1,379.23	1,411.54	1,443.53	1,475.20	1,506.57	1,537.62	1,568.36	1,598.79	1,628.92	1,658.75	1,688.28	1,717.51	1,746.44	1,791.52

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2019 – 2033

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 4
Costos, Selección del Conductor
&
Requerimientos de Protección.

Costo Unitario de Líneas de Transmisión

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
**DOBLE CIRCUITO
 CONDUCTOR 636 ACSR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		16.34	0.00	16.34	16.34
2. Conductores y accesorios	1.00		42.60	0.00	42.60	42.60
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.21	0.00	0.21	0.21
4. OPGW y accesorios	1.00		0.73	0.00	0.73	0.73
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.42	0.00	5.42	5.42
5. Torres y accesorios	1.00		79.70	0.00	79.70	79.70
Sub-Total Materiales				0.00	145.01	145.01
6. Fundaciones	1.00	0.26		38.17		38.17
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.79		1.79
8. Montaje	1.00	0.28		40.19		40.19
Total Costo Base				80.15	145.01	225.15
9. Contingencias	0.10			8.01	14.50	22.52
10. Ingeniería y Administración	0.08			18.01		18.01
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			11.26		11.26
13. Inspección	0.05			11.26		11.26
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			13.51		13.51
COSTO TOTAL				159.70	159.51	319.21



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
 DOBLE CIRCUITO
 CONDUCTOR 750 ACAR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		16.34	0.00	16.34	16.34
2. Conductores y accesorios	1.00		47.75	0.00	47.75	47.75
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.12	0.00	2.12	2.12
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.00	0.00	5.00	5.00
5. Torres y accesorios	1.00		62.92	0.00	62.92	62.92
Sub-Total Materiales				0.00	141.44	141.44
6. Fundaciones	1.00	0.26		37.24		37.24
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.74		1.74
8. Montaje	1.00	0.28		39.20		39.20
Total Costo Base				78.18	141.44	219.62
9. Contingencias	0.10			7.82	14.14	21.96
10. Ingeniería y Administración	0.08			17.57		17.57
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.59		6.59
13. Inspección	0.05			10.98		10.98
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			13.18		13.18
COSTO TOTAL				151.81	155.59	307.40



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
 CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO
 CONDUCTOR 750 ACAR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		8.17	0.00	8.17	8.17
2. Conductores y accesorios	1.00		23.88	0.00	23.88	23.88
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.12	0.00	2.12	2.12
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.00	0.00	5.00	5.00
5. Torres y accesorios	1.00		62.92	0.00	62.92	62.92
Sub-Total Materiales				0.00	109.40	109.40
6. Fundaciones	1.00	0.26		28.61		28.61
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.35		1.35
8. Montaje	1.00	0.28		30.32		30.32
Total Costo Base				60.27	109.40	169.67
9. Contingencias	0.10			6.03	10.94	16.97
10. Ingeniería y Administración	0.08			13.57		13.57
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			8.48		8.48
13. Inspección	0.05			8.48		8.48
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			10.18		10.18
COSTO TOTAL				124.52	120.33	244.86

**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
CIRCUITO SENCILLO
CONDUCTOR 750 ACAR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		8.17	0.00	8.17	8.17
2. Conductores y accesorios	1.00		23.88	0.00	23.88	23.88
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.17	0.00	5.17	5.17
5. Torres y accesorios	1.00		47.19	0.00	47.19	47.19
Sub-Total Materiales				0.00	91.72	91.72
6. Fundaciones	1.00	0.26		24.15		24.15
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.13		1.13
8. Montaje	1.00	0.28		25.42		25.42
Total Costo Base				50.70	91.72	142.42
9. Contingencias	0.10			5.07	9.17	14.24
10. Ingeniería y Administración	0.08			11.39		11.39
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			7.12		7.12
13. Inspección	0.05			7.12		7.12
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			8.55		8.55
COSTO TOTAL				107.45	100.89	208.34



**LINEA DE TRANSMISION DE 500 KV
 DOBLE CIRCUITO
 CONDUCTOR 2 x 750 ACAR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		60.47	0.00	60.47	60.47
2. Conductores y accesorios	1.00		95.51	0.00	95.51	95.51
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.12	0.00	2.12	2.12
4. OPGW y accesorios	1.00		3.13	0.00	3.13	3.13
4. Sistema puesta a tierra	1.00		7.50	0.00	7.50	7.50
5. Torres y accesorios	1.00		125.84	0.00	125.84	125.84
Sub-Total Materiales				0.00	294.55	294.55
6. Fundaciones	1.00	0.39		116.32		116.32
7. Derecho de vía	1.00	0.01		3.63		3.63
8. Montaje	1.00	0.64		188.82		188.82
Total Costo Base				308.76	294.55	603.32
9. Contingencias	0.10			30.88	29.46	60.33
10. Ingeniería y Administración	0.08			48.27		48.27
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			18.10		18.10
13. Inspección	0.05			30.17		30.17
14. Indemnización B/. * kM	30.00			30.00		30.00
15. IDC	0.06			36.20		36.20
COSTO TOTAL				504.87	324.01	828.88



**LINEA DE TRANSMISION DE 500 KV
 CIRCUITO SENCILLO
 2 CONDUCTOR 1200 ACAR POR FASE**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		32.68	0.00	32.68	32.68
2. Conductores y accesorios	1.00		57.90	0.00	57.90	57.90
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.12	0.00	2.12	2.12
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		10.00	0.00	10.00	10.00
5. Torres y accesorios	1.00		161.85	0.00	161.85	161.85
Sub-Total Materiales				0.00	271.86	271.86
6. Fundaciones	1.00	0.42		113.79		113.79
7. Derecho de vía	1.00	0.02		6.21		6.21
8. Montaje	1.00	0.44		119.78		119.78
Total Costo Base				239.78	271.86	511.64
9. Contingencias	0.10			23.98	27.19	51.16
10. Ingeniería y Administración	0.08			40.93		40.93
11. EIA B/. * kM	3.75			3.75		3.75
12. Diseño	0.03			15.35		15.35
13. Inspección	0.05			25.58		25.58
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			30.70		30.70
COSTO TOTAL				395.07	299.04	694.12



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
 DOBLE CIRCUITO
 CONDUCTOR 2 x 1200 ACAR
 (Miles de B/. / km)**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		32.52	0.00	32.52	32.52
2. Conductores y accesorios	1.00		115.81	0.00	115.81	115.81
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.12	0.00	2.12	2.12
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		7.50	0.00	7.50	7.50
5. Torres y accesorios	1.00		111.83	0.00	111.83	111.83
Sub-Total Materiales				0.00	277.09	277.09
6. Fundaciones	1.00	0.29		79.65		79.65
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.98		2.98
8. Montaje	1.00	0.30		83.84		83.84
Total Costo Base				166.47	277.09	443.56
9. Contingencias	0.10			16.65	27.71	44.36
10. Ingeniería y Administración	0.08			35.48		35.48
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			13.31		13.31
13. Inspección	0.05			22.18		22.18
14. Indemnización B/. * kM	100.00			100.00		100.00
15. IDC	0.06			26.61		26.61
COSTO TOTAL				383.20	304.80	688.00

**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
 DOBLE CIRCUITO
 CONDUCTOR 1200 ACAR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		16.34	0.00	16.34	16.34
2. Conductores y accesorios	1.00		57.90	0.00	57.90	57.90
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.12	0.00	2.12	2.12
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.00	0.00	5.00	5.00
5. Torres y accesorios	1.00		83.90	0.00	83.90	83.90
Sub-Total Materiales				0.00	172.57	172.57
6. Fundaciones	1.00	0.26		45.43		45.43
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.13		2.13
8. Montaje	1.00	0.28		47.83		47.83
Total Costo Base				95.38	172.57	267.95
9. Contingencias	0.10			9.54	17.26	26.79
10. Ingeniería y Administración	0.08			21.44		21.44
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			13.40		13.40
13. Inspección	0.05			13.40		13.40
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			16.08		16.08
COSTO TOTAL				186.73	189.82	376.55



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
 CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO
 CONDUCTOR 1200 ACAR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		8.17	0.00	8.17	8.17
2. Conductores y accesorios	1.00		28.95	0.00	28.95	28.95
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.12	0.00	2.12	2.12
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.00	0.00	5.00	5.00
5. Torres y accesorios	1.00		83.90	0.00	83.90	83.90
Sub-Total Materiales				0.00	135.44	135.44
6. Fundaciones	1.00	0.34		46.31		46.31
7. Derecho de vía	1.00	0.02		2.17		2.17
8. Montaje	1.00	0.36		48.75		48.75
Total Costo Base				97.23	135.44	232.67
9. Contingencias	0.10			9.72	13.54	23.27
10. Ingeniería y Administración	0.08			18.61		18.61
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			11.63		11.63
13. Inspección	0.05			11.63		11.63
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			13.96		13.96
COSTO TOTAL				180.29	148.99	329.28



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
CIRCUITO SENCILLO
CONDUCTOR 1200 ACAR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		8.17	0.00	8.17	8.17
2. Conductores y accesorios	1.00		28.95	0.00	28.95	28.95
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.00	0.00	5.00	5.00
5. Torres y accesorios	1.00		62.92	0.00	62.92	62.92
Sub-Total Materiales				0.00	112.35	112.35
6. Fundaciones	1.00	0.26		29.48		29.48
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.46		1.46
8. Montaje	1.00	0.28		31.45		31.45
Total Costo Base				62.39	112.35	174.75
9. Contingencias	0.10			6.24	11.24	17.47
10. Ingeniería y Administración	0.08			13.98		13.98
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			8.74		8.74
13. Inspección	0.05			8.74		8.74
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			10.48		10.48
COSTO TOTAL				128.07	123.59	251.66



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
 DOBLE CIRCUITO TORRE
 CONDUCTOR 1 x 1026 DRAKE ACCC/TW
 (Miles de B/. / km)**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		16.20	0.00	16.20	16.20
2. Conductores	1.00		104.18	0.00	104.18	104.18
3. Hilo de Guarda	1.00		2.17	0.00	2.17	2.17
4. OPGW y accesorios	1.00		9.36	0.00	9.36	9.36
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.79	0.00	4.79	4.79
5. Postes	1.00		83.90	0.00	83.90	83.90
Sub-Total Materiales				0.00	220.59	220.59
6. Fundaciones	1.00	0.33		72.59		72.59
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.72		2.72
8. Montaje	1.00	0.33		72.97		72.97
Total Costo Base				148.28	220.59	368.87
9. Contingencias	0.10			14.83	22.06	36.89
10. Ingeniería y Administración	0.08			29.51		29.51
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			11.07		11.07
13. Inspección	0.05			18.44		18.44
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			22.13		22.13
COSTO TOTAL				261.75	242.65	504.40



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
 DOBLE CIRCUITO POSTES
 CONDUCTOR 1 x 1026 DRAKE ACCC/TW
 (Miles de B/. / km)**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		22.38	0.00	22.38	22.38
2. Conductores	1.00		104.18	0.00	104.18	104.18
3. Hilo de Guarda	1.00		2.17	0.00	2.17	2.17
4. OPGW y accesorios	1.00		93.55	0.00	93.55	93.55
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.79	0.00	4.79	4.79
5. Postes	1.00		532.79	0.00	532.79	532.79
Sub-Total Materiales				0.00	759.87	759.87
6. Fundaciones	1.00	0.33		250.06		250.06
7. Derecho de vía	1.00	0.01		9.36		9.36
8. Montaje	1.00	0.31		237.14		237.14
Total Costo Base				496.56	759.87	1,256.42
9. Contingencias	0.10			49.66	75.99	125.64
10. Ingeniería y Administración	0.08			100.51		100.51
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			62.82		62.82
13. Inspección	0.05			62.82		62.82
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			75.39		75.39
COSTO TOTAL				865.25	835.85	1,701.10



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
 DOBLE CIRCUITO TORRE
 CONDUCTOR 714 DOVE ACCC**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		11.57	0.00	11.57	11.57
2. Conductores y accesorios	1.00		78.14	0.00	78.14	78.14
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.12	0.00	2.12	2.12
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.00	0.00	5.00	5.00
5. Torres y accesorios	1.00		62.92	0.00	62.92	62.92
Sub-Total Materiales				0.00	167.06	167.06
6. Fundaciones	1.00	0.26		43.98		43.98
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.06		2.06
8. Montaje	1.00	0.28		46.30		46.30
Total Costo Base				92.34	167.06	259.39
9. Contingencias	0.10			9.23	16.71	25.94
10. Ingeniería y Administración	0.08			20.75		20.75
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			12.97		12.97
13. Inspección	0.05			12.97		12.97
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			15.56		15.56
COSTO TOTAL				181.32	183.76	365.09



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
 DOBLE CIRCUITO TORRE 1 CTO. INICIAL
 CONDUCTOR 714 DOVE ACCC**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		5.79	0.00	5.79	5.79
2. Conductores y accesorios	1.00		39.07	0.00	39.07	39.07
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.12	0.00	2.12	2.12
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.00	0.00	5.00	5.00
5. Torres y accesorios	1.00		62.92	0.00	62.92	62.92
Sub-Total Materiales				0.00	122.20	122.20
6. Fundaciones	1.00	0.26		32.17		32.17
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.51		1.51
8. Montaje	1.00	0.28		34.26		34.26
Total Costo Base				67.93	122.20	190.14
9. Contingencias	0.10			6.79	12.22	19.01
10. Ingeniería y Administración	0.08			15.21		15.21
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			9.51		9.51
13. Inspección	0.05			9.51		9.51
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			11.41		11.41
COSTO TOTAL				137.86	134.42	272.28



**LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV
 DOBLE CIRCUITO
 CONDUCTOR 636 ACSR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		9.37	0.00	9.37	9.37
2. Conductores y accesorios	1.00		45.79	0.00	45.79	45.79
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.12	0.00	2.12	2.12
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.92	0.00	3.92	3.92
5. Torres y accesorios	1.00		66.81	0.00	66.81	66.81
Sub-Total Materiales				0.00	135.32	135.32
6. Fundaciones	1.00	0.25		33.66		33.66
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.23		1.23
8. Montaje	1.00	0.22		29.95		29.95
Total Costo Base				64.84	135.32	200.16
9. Contingencias	0.10			6.48	13.53	20.02
10. Ingeniería y Administración	0.08			16.01		16.01
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			10.01		10.01
13. Inspección	0.05			10.01		10.01
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			12.01		12.01
COSTO TOTAL				136.86	148.86	285.72



**LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV
 CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO
 CONDUCTOR 636 ACSR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.67	0.00	4.67	4.67
2. Conductores y accesorio	1.00		22.52	0.00	22.52	22.52
3. Hilo de Guarda y acceso	1.00		2.12	0.00	2.12	2.12
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.92	0.00	3.92	3.92
5. Torres y accesorios	1.00		66.81	0.00	66.81	66.81
Sub-Total Materiales				0.00	107.36	107.36
6. Fundaciones	1.00	0.32		34.06		34.06
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.24		1.24
8. Montaje	1.00	0.28		30.30		30.30
Total Costo Base				65.59	107.36	172.95
9. Contingencias	0.10			6.56	10.74	17.30
10. Ingeniería y Administrac	0.08			13.84		13.84
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.19		5.19
13. Inspección	0.05			8.65		8.65
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			10.38		10.38
COSTO TOTAL				127.70	118.09	245.80



**LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV
 CIRCUITO SENCILLO
 CONDUCTOR 636 ACSR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.67	0.00	4.67	4.67
2. Conductores y accesorios	1.00		22.89	0.00	22.89	22.89
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.31	0.00	7.31	7.31
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.92	0.00	3.92	3.92
5. Torres y accesorios	1.00		50.11	0.00	50.11	50.11
Sub-Total Materiales				0.00	88.91	88.91
6. Fundaciones	1.00	0.27		24.28		24.28
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.88		0.88
8. Montaje	1.00	0.24		21.60		21.60
Total Costo Base				46.76	88.91	135.66
9. Contingencias	0.10			4.68	8.89	13.57
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.85		10.85
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.07		4.07
13. Inspección	0.05			6.78		6.78
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			8.14		8.14
COSTO TOTAL				98.78	97.80	196.57



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
 REPOTENCIACION DOBLE CIRCUITO 230 KV
 CONDUCTOR ACSS**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		12.08	0.00	12.08	12.08
2. Conductores y accesorios	1.00		71.53	0.00	71.53	71.53
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.89	0.00	0.89	0.89
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		0.11	0.00	0.11	0.11
5. Torres y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total Materiales				0.00	84.61	84.61
6. Fundaciones	1.00	0.03		2.89		2.89
7. Derecho de vía	1.00	0.00		0.00		0.00
8. Montaje	1.00	0.58		49.01		49.01
Total Costo Base				51.89	84.61	136.50
9. Contingencias	0.10			5.19	8.46	13.65
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.92		10.92
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.10		4.10
13. Inspección	0.05			6.83		6.83
14. Indemnización B/. * kM	0.00			0.00		0.00
15. IDC	0.06			8.19		8.19
COSTO TOTAL				89.61	93.07	182.68



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
 REPOTENCIACION CIRCUITO SENCILLO 230 KV
 CONDUCTOR ACSS**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		6.04	0.00	6.04	6.04
2. Conductores y accesorios	1.00		34.68	0.00	34.68	34.68
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.89	0.00	0.89	0.89
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		0.11	0.00	0.11	0.11
5. Torres y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total Materiales				0.00	41.72	41.72
6. Fundaciones	1.00	0.03		1.42		1.42
7. Derecho de vía	1.00	0.00		0.00		0.00
8. Montaje	1.00	0.58		24.16		24.16
Total Costo Base				25.59	41.72	67.31
9. Contingencias	0.10			2.56	4.17	6.73
10. Ingeniería y Administración	0.08			5.38		5.38
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			2.02		2.02
13. Inspección	0.05			3.37		3.37
14. Indemnización B/. * kM	0.00			0.00		0.00
15. IDC	0.06			4.04		4.04
COSTO TOTAL				45.45	45.89	91.34



Costo Unitario de Subestaciones



ADICION 1 INT. 115 KV

ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B.
1	Interruptores 115 KV	1	86,190	86,190
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	19,871	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	2	17,539	35,078
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	0	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	0	11,967	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	0	2,500,000	-
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	0	2,300,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	0	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	0	812,900	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	0	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar y tripolar	0	230,000	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	0	124,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	0	24,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	0	21,320	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	0	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	0	6,750	-
17	Pararrayos 96 KV	3	4,641	13,923
18	CT 230 KV	0	12,750	-
19	CT 115 KV	6	11,000	66,000
20	PT 230 KV	0	15,067	-
21	PT 115 KV	3	11,600	34,800
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	0	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	0	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	0	2,500,000	-
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	0	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV, y 24 MVA	0	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA, 34.5 kV	0	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	0	335,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	0	203,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	0	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	0	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	0	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	9,000	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	0	480,000	-
36	Pararrayos 34.5 KV	0	1,468	-
37	PT 34.5KV	0	6,775	-
38	CT 34.5 KV	0	6,900	-
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				255,862
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				255,862
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	12,793
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	30,703
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	127,931
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	179,104
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	38,379
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	63,966
SUB TOTAL SUMINISTRO				708,738
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	106,311
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	177,185
TOTAL COSTO BASE				992,234
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	49,612
48	Diseño		3.00	29,767
49	Ingeniería		4.00	39,689
50	Administración		4.00	39,689
51	Inspección		3.00	29,767
52	IDC		6.00	59,534
53	EIA		0.19	1,885
54	Terrenos	m2	0.0	-
COSTO TOTAL				1,242,177

ADICION 2 INT. 115 KV

ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	2	86,190	172,380
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	19,871	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	4	17,539	70,156
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	0	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	0	11,967	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	0	2,500,000	-
	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	0	2,300,000	-
7	Sistema de extinción de incendio para transformadores	0	218,000	-
8	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	0	812,900	-
9	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	0	50,000	-
10	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	0	230,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	0	124,000	-
12	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	0	24,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	0	21,320	-
14	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	0	14,000	-
15	Pararrayos 192 KV	0	6,750	-
16	Pararrayos 96 KV	3	4,641	13,923
17	CT 230 KV	0	12,750	-
18	CT 115 KV	12	11,000	132,000
19	PT 230 KV	0	15,067	-
20	PT 115 KV	3	11,600	34,800
21	PT de Potencia y Potencial 115 kV	0	35,870	-
22	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	0	3,500,000	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	0	2,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	0	2,150,000	-
25	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	0	810,000	-
26	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA, 34.5 kV	0	160,000	-
27	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	0	335,000	-
28	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	0	203,000	-
29	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	0	74,065	-
30	Interruptores 34.5 KV	0	50,000	-
31	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	7,400	-
32	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	0	14,202	-
33	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	9,000	-
34	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	0	480,000	-
35	Pararrayos 34.5 KV	0	1,468	-
36	PT 34.5KV	0	6,775	-
37	CT 34.5 KV	0	6,900	-
38				
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				443,130
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				443,130
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	22,157
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	53,176
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	221,565
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	310,191
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	66,470
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	110,783
SUB TOTAL SUMINISTRO				1,227,471
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	184,121
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	306,868
TOTAL COSTO BASE				1,718,459
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	85,923
48	Diseño		3.00	51,554
49	Ingeniería		4.00	68,738
50	Administración		4.00	68,738
51	Inspección		3.00	51,554
52	IDC		6.00	103,108
53	EIA		0.19	3,265
54	Terrenos	m2	0.0	-
COSTO TOTAL				2,151,339

ADICION 3 INT. 115 KV

ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B.
1	Interruptores 115 KV	3	86,190	258,570
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	2	19,871	39,742
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	6	17,539	105,234
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	0	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	0	11,967	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	0	2,500,000	-
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	0	2,300,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	0	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	0	812,900	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	0	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	0	230,000	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	0	124,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	0	24,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	0	21,320	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	0	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	0	6,750	-
17	Pararrayos 96 KV	6	4,641	27,846
18	CT 230 KV	0	12,750	-
19	CT 115 KV	18	11,000	198,000
20	PT 230 KV	0	15,067	-
21	PT 115 KV	6	11,600	69,600
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	0	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	0	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	0	2,500,000	-
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	0	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4.16 kV. y 24 MVA	0	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA, 34.5 kV	0	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	0	335,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	0	203,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	0	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	0	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	0	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	9,000	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	0	480,000	-
36	Pararrayos 34.5 KV	0	1,468	-
37	PT 34.5KV	0	6,775	-
38	CT 34.5 KV	0	6,900	-
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				698,992
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				698,992
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	34,950
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	83,879
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	349,496
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	489,295
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	104,849
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	174,748
SUB TOTAL SUMINISTRO				1,936,209
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	290,431
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	484,052
TOTAL COSTO BASE				2,710,693
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	135,535
48	Diseño		3.00	81,321
49	Ingeniería		4.00	108,428
50	Administración		4.00	108,428
51	Inspección		3.00	81,321
52	IDC		6.00	162,642
53	EIA		0.19	5,150
54	Terrenos	m2	0.0	-
COSTO TOTAL				3,393,516



ADICION 1 INT. 230 KV

ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	0	86,190	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	0	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	0	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	0	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	0	11,967	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	0	2,500,000	-
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	0	2,300,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	0	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	0	812,900	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	0	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	1	230,000	230,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	0	124,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	24,000	24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	2	21,320	42,640
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	0	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	3	6,750	20,250
17	Pararrayos 96 KV	0	4,641	-
18	CT 230 KV	6	12,750	76,500
19	CT 115 KV	0	11,000	-
20	PT 230 KV	3	15,067	45,201
21	PT 115 KV	0	11,600	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	0	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	0	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	0	2,500,000	-
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	0	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4.16 kV y 24 MVA	0	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA, 34.5 kV	0	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	0	335,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	0	203,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	0	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	0	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	0	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	9,000	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	0	480,000	-
36	Pararrayos 34.5 KV	0	1,468	-
37	PT 34.5KV	0	6,775	-
38	CT 34.5 KV	0	6,900	-
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				438,591
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				438,591
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	21,930
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	52,631
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	219,296
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	307,014
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	65,789
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	109,648
SUB TOTAL SUMINISTRO				1,214,897
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	182,235
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	303,724
TOTAL COSTO BASE				1,700,856
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	85,043
48	Diseño		3.00	51,026
49	Ingeniería		4.00	68,034
50	Administración		4.00	68,034
51	Inspección		3.00	51,026
52	IDC		6.00	102,051
53	EIA		0.19	3,232
54	Terrenos	m2	0.0	-
COSTO TOTAL				2,129,301



ADICION 2 INT. 230 KV

ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	0	86,190	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	0	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	0	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	0	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	0	11,967	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	0	2,500,000	-
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	0	2,300,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	0	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	0	812,900	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	0	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	2	230,000	460,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	0	124,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	24,000	24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	4	21,320	85,280
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	0	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	3	6,750	20,250
17	Pararrayos 96 KV	0	4,641	-
18	CT 230 KV	12	12,750	153,000
19	CT 115 KV	0	11,000	-
20	PT 230 KV	3	15,067	45,201
21	PT 115 KV	0	11,600	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	0	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	0	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	0	2,500,000	-
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	0	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	0	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA, 34.5 kV	0	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	0	335,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	0	203,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	0	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	0	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	0	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	9,000	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	0	480,000	-
36	Pararrayos 34.5 KV	0	1,468	-
37	PT 34.5KV	0	6,775	-
38	CT 34.5 KV	0	6,900	-
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				787,731
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				787,731
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	39,387
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	94,528
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	393,866
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	551,412
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	118,160
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	196,933
SUB TOTAL SUMINISTRO				2,182,015
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	327,302
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	545,504
TOTAL COSTO BASE				3,054,821
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	152,741
48	Diseño		3.00	91,645
49	Ingeniería		4.00	122,193
50	Administración		4.00	122,193
51	Inspección		3.00	91,645
52	IDC		6.00	183,289
53	EIA		0.19	5,804
54	Terrenos	m2	0.0	-
COSTO TOTAL				3,824,330



ADICION 3 INT. 230 KV

ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	0	86,190	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	0	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	0	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	0	8,940	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	0	11,967	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	0	2,500,000	-
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	0	2,300,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	0	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	0	812,900	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	0	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	3	230,000	690,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	0	124,000	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	2	24,000	48,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	6	21,320	127,920
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	0	14,000	-
16	Pararrayos 192 KV	6	6,750	40,500
17	Pararrayos 96 KV	0	4,641	-
18	CT 230 KV	18	12,750	229,500
19	CT 115 KV	0	11,000	-
20	PT 230 KV	6	15,067	90,402
21	PT 115 KV	0	11,600	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	0	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	0	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	0	2,500,000	-
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	0	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	0	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	0	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	0	335,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	0	203,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	0	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	0	50,000	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	7,400	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	0	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	0	9,000	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	0	480,000	-
36	Pararrayos 34.5 KV	0	1,468	-
37	PT 34.5KV	0	6,775	-
38	CT 34.5 KV	0	6,900	-
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO				1,226,322
SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN				1,226,322
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	61,316
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	147,159
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	613,161
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	858,425
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	183,948
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	306,581
SUB TOTAL SUMINISTRO				3,396,912
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	509,537
46	Obras Cíviles Generales	lote	25.00	849,228
TOTAL COSTO BASE				4,755,677
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	237,784
48	Diseño		3.00	142,670
49	Ingeniería		4.00	190,227
50	Administración		4.00	190,227
51	Inspección		3.00	142,670
52	IDC		6.00	285,341
53	EIA		0.19	9,036
54	Terrenos	m2	0.0	-
COSTO TOTAL				5,953,632



Criterios Básicos para la Selección Óptima del Conductor

CRITERIOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN ÓPTIMA DE CONDUCTORES

Los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor en una línea de transmisión son:

1. Selección de la configuración o de las configuraciones de fase a ser adoptadas: se realiza una elección de los tipos de torre y de la configuración de las cadenas de aisladores a ser estudiadas.
2. Determinación de los tipos de conductores a ser considerados en la evaluación:
 - 2.1. Conductor ACSR (Aluminum Cable Steel Reinforced): los conductores de aluminio-acero son los más ampliamente utilizados en líneas aéreas de transmisión en el mundo. Combinan satisfactoriamente las propiedades mecánicas del acero con las propiedades eléctricas y de conductibilidad del aluminio. Han sido empleados con buen desempeño aún cerca del litoral marítimo, no habiendo, en general, registros de corrosión acentuada del alma de acero debido a atmósferas salinas. En el caso de atmósferas muy salinas o agresivas, es práctica común optar por una clase de galvanización más espesa para el alma de acero.
 - 2.2. Conductor ACSR/AW: es un cable con características prácticamente iguales a las del cable ACSR común, pero con el alma más resistente a la corrosión.
 - 2.3. Conductor AAAC (All Aluminum – Alloy Conductor): se trata de conductores de aleación de aluminio, generalmente con la aleación ASTM 6201-T81. Son similares al ALMELEC, ampliamente utilizado en Francia. Es un conductor homogéneo con buen desempeño eléctrico y mecánico.
 - 2.4. Conductor ACAR (Aluminum Alloy Reinforced): este tipo de conductor posee la ventaja de no sufrir corrosión acentuada en el alma.

3. Determinación del diámetro mínimo aceptable: el diámetro mínimo aceptable es determinado en función del nivel de gradiente superficial máximo admisible, de las tensiones de inicio o extinción de la corona visible, de los niveles máximos de RI y RA, de la potencia natural de la línea, de la regulación de tensión, de las pérdidas máximas admisibles y de la máxima temperatura de proyecto, la cual dependerá de la ubicación del proyecto.
- 3.1. Gradiente superficial: como el gradiente de potencia disruptivo del aire es del orden de 21 KVrms/cm, se debe, en la práctica, limitar el gradiente máximo superficial del conductor a cerca del 90% del valor anteriormente mencionado.
 - 3.2. Tensión de extinción de corona: como la tensión de corona visible generalmente ocurre a un valor más bajo de tensión que el inicio de corona, basta establecer el límite mínimo de tensión operacional 10% arriba del nominal, valor para el cual no debe aparecer corona visible.
 - 3.3. Nivel máximo de radiointerferencia (RI): la radiointerferencia producida por el efecto corona de los conductores de una línea de transmisión es más intensa en la faja de frecuencia entre 0.5 y 1.6MHz. Generalmente una señal de ruido estándar se encuentra en el orden de 66 dB referida a 1 μ V/m.
 - 3.4. Ruido Audible (RA): el ruido audible se torna más intenso a medida que crece el nivel de tensión de la línea de transmisión.
 - 3.5. Regulación y pérdidas: se establecen los límites del 10% para la máxima regulación de tensión y del 10% de pérdidas, en relación a la potencia máxima transmitida por la línea.
 - 3.6. Potencia natural (SIL): la potencia natural solamente depende de la tensión de la línea de transmisión, de la configuración y del número de subconductores por haz.
 - 3.7. Temperaturas del conductor: la temperatura máxima del conductor a ser utilizada en los modelos "templates" depende de la temperatura ambiente, la potencia transmitida, velocidad del viento y de los índices de radiación solar. Para temperaturas de hasta 80°C no hay pérdida de resistencia mecánica por el conductor.
 - 3.8. Pérdidas corona: se recomienda que para las pérdidas corona, originadas de las descargas de los conductores, estén limitadas a un máximo del 10% de las pérdidas-joule.
 - 3.9. Campo eléctricos y magnéticos: serán determinados a la altura de 1m del suelo.

4. Determinación de las ecuaciones de regresión para el cálculo del peso de las estructuras en función de los conductores y del modelo meteorológico de la región.
5. Optimización preliminar para selección de la faja de calibres de conductores más económicos en función del valor presente de los costos de capital, las pérdidas, la instalación de potencia reactiva y de los costos de mantenimiento.
6. Elaboración de estudios de sensibilidad de las alternativas que se ubiquen próximo a las de mínimos valores presentes.

Finalmente, podemos indicar que la determinación de los conductores o del haz de conductores más económicos para una línea de transmisión debe armonizar dos metas fundamentales: un desempeño técnico adecuado y economía.

En lo que se refiere al desempeño técnico, se deben tener en cuenta los niveles de aislamiento adecuados, junto con un diámetro mínimo abajo del cual la operación de la línea de transmisión pueda tornarse precaria o deficiente.

En relación a la economía, la misma será función de la resistencia de los conductores en análisis, de las potencias a transmitir, de los costos de pérdidas y del periodo de análisis.

Una solución previamente ejecutada debe restringir el análisis económico apenas a la determinación de los calibres que sean técnicamente satisfactorios desde el punto de vista de los aspectos eléctricos.

Requerimientos Técnicos Mínimos de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión

Requerimientos Técnicos Mínimos de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión

1. Protección Diferencial de línea

La política de aplicación del esquema de protección diferencial de corriente en líneas de transmisión, esquema de protección primaria, está sujeta a la longitud de la línea (líneas menores a 60 Km) y a la facilidad del medio de comunicación (fibra óptica dedicada).

Cuando se utiliza el diferencial de línea, la comunicación entre los extremos de la línea debe ser muy confiable, ya que de esta forma se asegura que en todo momento se realiza la comparación entre las corrientes de los extremos.

Una cantidad remota conteniendo la información de corriente necesita ser enviada al extremo local para comparación con la corriente local. Las cantidades a ser comparadas necesitan ser coincidentes en tiempo y la información del fasor debe ser preservada, de no ser así disparos incorrectos pueden ocurrir.

Se requiere tomar en cuenta el diseño de la interfase de comunicación del relevador, la cual tiene que bloquear mensajes de data corrupta que le llegan a cada relé y asegurar que los relés en ambos extremos permanezcan sincronizados. Además, el relé debe poder medir y compensar con precisión el tiempo de retardo del canal, de manera de poder realizar un adecuado alineamiento de las cantidades medidas.

El principio de medición del relé debe manejar adecuadamente los errores introducidos por los transformadores de corrientes (TC) y las corrientes capacitivas.

La protección debe contar con facilidad de medición de la corriente diferencial en una base por fase y debe permitir la selección de disparo tripolar o monopolar, de manera de poder implementar esquema automático de recierre de alta velocidad.

La corriente mínima de operación debe ser ajustable y debe ser dependiente de la característica diferencial de porcentaje. Debe tener curva de operación con doble pendiente, donde cada pendiente sea ajustable.

Para pérdida de comunicación entre los relevadores del extremo de la línea protegida, la protección diferencial de corriente cuenta con una protección de respaldo que está habilitada continuamente.



2. Protección de Distancia

En la red de transmisión de ETESA, para líneas menores de 60 Km., es utilizada una protección secundaria de comparación direccional conformada por un relé de distancia. Para líneas de transmisión superiores a 60 Km. de longitud, tanto la protección primaria como la protección secundaria son esquemas de comparación direccional.

La protección de distancia debe contar con cuatro zonas de operación tres de las cuales detectan fallas hacia delante y una que detecta fallas hacia atrás.

Las zonas pueden ser de características mho o de características cuadrilateral. La característica mho puede ser polarizada con voltaje de memoria de secuencia positiva o una técnica superior. La característica cuadrilateral puede ser polarizada con corriente de secuencia cero o negativa o con una técnica superior.

La característica cuadrilateral está conformada por cuatro líneas que se intersecan formando un cuadrilátero en el plano x-y. Una de estas líneas es el límite reactivo superior, otra el límite resistivo positivo, otra el límite resistivo negativo y finalmente la línea de direccionamiento que cruza por el origen del plano x-y. El alcance resistivo máximo debe guardar un margen de seguridad con la impedancia de carga máxima de la línea igual al 20%.

Zona uno detecta fallas hacia delante de la línea y es ajustada a un 80% de la impedancia de secuencia positiva. La operación de zona uno es instantánea.

Zona dos detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más un 50% de la línea adyacente eléctricamente más corta. Zona dos es menor que la zona uno de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona dos depende de la estabilidad del sistema. Debe realizar un estudio que indique el tiempo crítico de despeje de fallas. Además, tiene que asegurar la coordinación con las protecciones de las líneas existentes.

Zona tres detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más el 100% de la línea adyacente eléctricamente más larga. Zona tres es menor que la zona dos de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona tres es de un segundo.



Zona cuatro detecta fallas hacia atrás, sirviendo de respaldo de la protección de barra del bus local. El tiempo de operación de zona cuatros es de un segundo.

3. Protección Direccional de Sobrecorriente de Falla a Tierra (67N)

Las protecciones de distancia tienen como respaldo al 67N. Esta protección debe existir como una función programada en el relevador de distancia/diferencial o como un equipo independiente. El 67N debe ser polarizado por elementos de secuencia negativa. El tap debe ajustarse 1.5 veces o más por encima del máximo desbalance y 2 veces o más por debajo de la falla mínima. Consideramos que el máximo desbalance en transmisión es el 10% de la carga máxima que puede llevar la línea. También, hay que verificar la coordinación entre el nuevo 67N y los de las líneas adyacentes. Se espera que una falla al final de la línea sea despejada en un tiempo igual al tiempo de zona dos (400 milisegundos).

4. Esquema piloto

El esquema piloto usa canales de comunicación para enviar información desde la protección local hasta la protección en el bus remoto. El propósito es despejar instantáneamente las fallas a lo largo de toda la línea protegida. ETESA utiliza el esquema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip). Cada línea cuenta con dos canales de comunicación. El primario es 21X1 y el secundario, 21X2. Requerimos dualidad en el envío. Es decir, tanto la protección secundaria como la primaria tienen que enviar tonos por ambos canales de comunicación. Las protecciones de línea únicamente envían tono si el elemento de zona 1 se activa. No se utiliza dualidad en el recibo, la protección primaria recibe información del canal primario y la protección secundaria del canal secundario.

Si las protecciones de línea reciben tono y además tienen activo el elemento de zona dos, entonces ocurre un disparo asistido.

Adicional al esquema PUTT, ETESA utiliza como respaldo para fallas en la línea remota el esquema de fallo de interruptor remoto (BFR). Cuando el esquema de fallo de interruptor local opera, envía un tono por los canales primario y secundario. En el extremo remoto se reciben ambos tonos que junto a la activación del elemento de zona tres de las protecciones primaria y secundaria hacen operar el esquema BFR. Este esquema sólo dispara los interruptores asociados a la línea.

5. Recerrador

El esquema de recierre es monopolar y puede conformarse por un solo recerrador por línea o por un recerrador por cada interruptor. Se utilizará el esquema maestro seguidor, siendo el interruptor de la barra el maestro y el del medio, el seguidor. Primero, recierra el interruptor maestro, transcurre un tiempo programable y finalmente, recierra el seguidor. Si por alguna razón el maestro se encuentra fuera de servicio, el seguidor se convertirá en el maestro.

El tiempo muerto, que es el tiempo en que la fase fallada permanece abierta es de 800mseg. Durante el tiempo muerto el recerrador debe bloquear la función 67N. El tiempo de reclamo, que es el tiempo inmediatamente posterior al recierre es de 25seg. Cualquier tipo de falla que ocurra durante el tiempo muerto o de reclamo se despeja tripolarmente y el recerrador se bloquea. La forma de desbloquearlo es cuando se cierra el interruptor.

En el esquema de recierre se monitorea el estatus de cada polo para asegurar que solamente se realicen recierres monopolares. También, se verifica la condición del interruptor (resorte cargado, buena presión de gas). Para que el recierre sea exitoso esta condición debe ser óptima, de no ser así las otras dos fases son disparadas por el recerrador. Por otro lado, cada vez que se solicite una tarjeta amarilla, el recerrador debe desactivarse por comando enviado desde el CND. Tiene que garantizarse que cualquier falla que ocurra cuando el recierre esté desactivado provoque disparo tripolar de los interruptores asociados a la línea. En el caso que compartan la misma bahía, si el recerrador de la línea 1 está con tarjeta amarilla y ocurre una falla en la línea 2, el interruptor del medio disparará tripolarmente.

6. Protección de transformadores

El esquema de protección de los transformadores de ETESA está conformado por 2 protecciones diferenciales (87T) de alta velocidad, Sobrecorrientes instantáneos de tiempo definido (50 TD) para condiciones de sobrecarga y Sobrecorrientes tiempo inverso de fase (51 P) como respaldo para fallas en el terciario cuya conexión es típicamente en delta, también debe contar con un sobrecorriente de neutro de tiempo inverso (51N) como respaldo ante fallas asimétricas externas al transformador. Los transformadores deben contar con las protecciones mecánicas por temperatura, presión súbita y Bucholtz.

Al operar la protección diferencial de transformador, debe activar un relé de disparo y bloqueo (86T) para disparar todos sus interruptores asociados y evitar someterlo nuevamente a fallas antes de reponer el relé 86T

7. Protección de reactores

El esquema de protección de los reactores está conformado por relevadores de sobrecorriente si el reactor está acoplado al sistema directamente sobre la barra de la subestación, si el reactor entra en una nave (como es el caso de las subestaciones del proyecto GUVELLA), se requiere de una protección diferencial que proteja desde el reactor hasta los interruptores de la nave en donde esté conectado.

8. Protección de fallo de interruptor

El esquema de fallo de interruptor es un esquema de respaldo que está conformado por relés de sobrecorriente instantáneos (50 BF), temporizador (62 BF) y relés de disparo y bloqueo (86 BF). El esquema es iniciado por contactos de las protecciones en serie con contactos del 50 BF, si el sobrecorriente instantáneo 50BF detecta corriente de falla a pesar del disparo de la protección, cierra su contacto energizando la bobina del temporizador 62 BF el cual al cumplir su tiempo de ajuste cierra un contacto que dispara el relevador multicontacto 86 BF que dispara y bloquea los interruptores adyacentes locales y transfiere el disparo a los interruptores remotos adyacentes de ser necesario.

9. Protección de Barras

El esquema de protección diferencial de barras está conformado por protecciones diferenciales de alta impedancia cuya operación es por voltajes para asegurar su estabilidad para fallas de altas corrientes, evitando problemas por saturación de CT's. Para los disparos de esta protección, se utiliza un relé de disparo y bloqueo 86 B que dispara y bloquea todos los interruptores asociados a la barra.

10. Protección de Transformador de tierra

Las protecciones de los transformadores de tierra son protecciones de respaldo para fallas monofásicas que consisten en relays de sobrecorriente de tiempo inverso (51G), los cuales deben estar debidamente coordinados con las protecciones de los alimentadores que salen de la barra de 34.5 KV de las subestaciones.

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2019 – 2033

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I - 5

**"Definición de Política y
Criterios para la Revisión del
Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2019"**

22 de mayo de 2019
Nota No. 293-19


Ingeniero
Gilberto Ferrari
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Estimado Ingeniero Ferrari:

Tengo el agrado de dirigirme a usted en esta ocasión, para dar respuesta a su solicitud recibida mediante nota ETE-DTR-GLP-157-2019 con fecha del 2 de mayo de 2019, referente al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Sobre el particular, adjuntamos la Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019.

Atentamente,



Victor Carlos Urrutia
Secretario de Energía

Adjunto lo indicado.

República de Panamá
Secretaría Nacional de Energía

Definición de Política y Criterios
para la Revisión del Plan de Expansión
del Sistema Interconectado Nacional

2019





I. Principios Generales

La definición de políticas y criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), es un ejercicio anual realizado por la Empresa de Transmisión Eléctricas, S.A. (ETESA) siguiendo los criterios de la Secretaría Nacional de Energía, en cumplimiento de la Ley, las normas regulatorias y los reglamentos correspondientes.

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la resolución JD-5216 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y sus modificaciones, forma parte de la normativa relacionada con el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan Indicativo de Generación.

II. Lineamientos Generales

A. Requerimientos de Calidad

Generación:

Nos referimos al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Capítulo III, "Terminología y Definiciones" del Reglamento de Operaciones que define "Calidad" como: "la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables".

Transmisión:

Cumplir con las normas de calidad debidamente aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la(s) resolución(es) vigente(s).

B. Mínimo Costo

Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo. De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

La competencia entre las empresas generadoras (existentes y/o futuras) es el mecanismo previsto en el Texto Único de la Ley 6 de 1997 para lograr un precio eficiente de generación.



Se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las tecnologías comercialmente disponibles y los precios de generación del mercado local y regional y las fechas de expiración de los contratos de compraventa de energía vigentes, entre otros, para abarcar una gama razonable de alternativas de expansión del parque de generación, que sean cónsonas con la realidad del sector a nivel local y regional.

C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) utilizará como criterios de confiabilidad los siguientes:

Generación:

- **Energía:**

(I) Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas.

(II) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas.

- **Potencia:**

El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP.

Transmisión:

El Sistema de Transmisión, en condiciones normales, deberá ser capaz de aceptar cualquier combinación de despacho de las plantas conectadas al sistema sin restricciones técnicas.

- **Criterio de Seguridad:**

Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, como lo señala el Reglamento de Transmisión, "el Sistema Principal de Transmisión deberá estar



diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Queda claro que a nivel de Operación si se podrá aplicar, tomando en cuenta aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, la desconexión de demanda y generación por medios automáticos.

- **Criterio de Confiabilidad:**

De acuerdo a lo establecido en los artículos 97 y 99 del Reglamento de Transmisión referente al Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) y al Costo de la Energía No Servida (CENS).

- **Informe de Capacidad Máxima de Generación de renovables intermitentes:**

deberá incluirse un capítulo que contenga el informe de la capacidad máxima de generación, por tecnología, que pueda conectarse al Sistema Interconectado Nacional a corto, mediano y largo plazo sin que afecte la confiabilidad y seguridad del Sistema de acuerdo con las directrices de la Secretaría Nacional de Energía; y que se incluyen en este documento.

D. Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de CENS correspondiente al publicado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe incluir todas las tecnologías de generación comercialmente disponibles que permitan cumplir con la seguridad del suministro al mínimo costo; procurando:
 - a. Considerar los proyectos renovables más factibles, por sus costos, que permitan disminuir la dependencia de los combustibles importados para la generación de electricidad.
 - b. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando tecnologías de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y en cumplimiento con las normas ambientales de las Contribuciones Nacionales Determinadas (CND).

2. Pronóstico de Precios de los Combustibles

- Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse tres escenarios en el Plan de Expansión de 2019: alto, medio y bajo.
 - Para proyectar los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomarán como punto de partida los promedios de los precios reales reportados al Centro Nacional de Despacho en el periodo inmediatamente anterior, y se aplicaran las tendencias de referencia (“Reference”), alta (“High Price”) y baja (“Low Price”), respectivamente, de las proyecciones estimadas por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
 - Los escenarios de precios de combustibles deben ser internamente coherentes. Es decir, se deben combinar escenarios de precios de los energéticos con tendencias similares (altos con precios altos, etc.).
3. Para efectos del Plan de Expansión deberán considerarse en la versión final, además de los proyectos en los que se tenga certeza de su construcción o que tengan un contrato de suministro, aquellos proyectos que luego de ser incluidos inicialmente en las corridas resulten económicamente viables. Se entenderá como certeza de construcción a los proyectos que tengan financiamiento comprobado o 25% de avance en su construcción y como económicamente viables, aquellos proyectos con un retorno a la inversión (TIR) de 10%, evaluado por 15 años a partir de su entrada en operación comercial. Este criterio rige inclusive para aquellos proyectos considerados como fijos.

F. Planes de Desarrollo Energético

1. Sistema de Generación Futuro:

Se considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:

- El periodo fijo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.
- **Proyectos fijos** son aquellos que:



- Inician su operación dentro del periodo fijo y ya han obtenido todos los permisos requeridos que les permitan iniciar construcción; lo cual incluye la concesión de generación y, en el caso de las licencias, haber consignado la fianza de construcción.
- O se encuentran efectivamente en construcción y entren en operación comercial en el período definido.
- **Proyectos candidatos** son aquellos que:
 - Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la ASEP, considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.
 - O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
 - O tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.
 - O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia o concesión provisional vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por éste derecho.

2. Escenarios a Analizar:

- (a) Escenario Tendencial considerando:



- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite, con proyectos termoeléctricos que usan combustibles convencionales [Bunker C o “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diesel], Carbón, Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite siempre bajo criterio de mínimo costo.
 - Considerar fuentes eólicas, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2023.
 - Considerar fuentes solares adicionales a partir del año 2021.
 - Este Escenario Tendencial, en el cual el comportamiento de las proyecciones se da principalmente siguiendo las pautas presentadas en los datos históricos, es la situación que se presentaría si no se realiza ningún cambio en las políticas, regulaciones y usos de la energía con que contábamos en el pasado y contamos actualmente.
- (b) Escenario Alternativo I: Igual al (a), donde se utiliza la mayor cantidad de recursos renovables disponibles en el país, para la que se tomarán en cuenta las diversas tecnologías renovables utilizadas actualmente. Las referencias de información sobre los costos futuros de las tecnologías deberán provenir de instituciones reconocidas internacionalmente y ser de acceso libre.
- (c) Escenario Alternativo II: Utilizando como base el Escenario Tendencial se proyectará una demanda de bajo crecimiento correspondiente al 4% anual acumulado, con un horizonte temporal de 15 años.

OBSERVACIONES:

- i. Se deberá efectuar una sensibilidad al plan de mínimo costo recomendado atrasando en 1 año la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.
- ii. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.
- iii. ETESA deberá incluir un breve informe de las principales desviaciones del presente Plan de Expansión con respecto al del año anterior.

3. Sistema de Transmisión Futuro:

Debe revisarse la última actualización del Plan de Expansión de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

A continuación, presentamos los lineamientos y criterios de la Secretaría Nacional de Energía, con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

3.1 Sistema Interconectado Nacional:

Se reitera la inclusión de la programación de una cuarta línea de transmisión entre la ciudad de Panamá y el occidente de Panamá (Chiriquí y Bocas del Toro), por la costa atlántica aprobada en los planes anteriores.

Se reitera la evaluación de la expansión del sistema de transmisión principal a 500 KV en el mediano a largo plazo.

Se reitera la presentación de un plan de consecución de las servidumbres que a mediano y largo plazo pudiesen ser necesarias. En este plan, deben incluirse proyección de líneas de transmisión adicionales de Panamá a Chiriquí, de Colón a Bocas del Toro por la costa atlántica y de Colón a Panamá.

3.2 Interconexiones Internacionales.

La estrategia de la región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países, con el propósito de impulsar la competitividad y eficiencia, y por esta vía contribuir a su crecimiento económico y sustentable; para ello, se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética del continente, mediante un abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable, y amigable al medio ambiente.

Panamá es un participante activo en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y signatario del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional y asegurar que la red de transmisión de Panamá permita cumplir con los compromisos adquiridos en el MER, que por lo pronto representan la capacidad de importar / exportar 300 MW en todo momento.

Además, Panamá ha participado activamente junto con las Autoridades de Colombia para impulsar el desarrollo de la interconexión eléctrica Panamá Colombia. Se reitera que el PESIN debe contemplar que el Sistema de Transmisión panameño debe ser capaz de permitir el tránsito de energía entre los países de MER y los de la Comunidad Andina.

G. Observaciones Finales

Los aspectos del Plan de Expansión relacionados con el régimen tarifario de transmisión corresponden a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de acuerdo al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

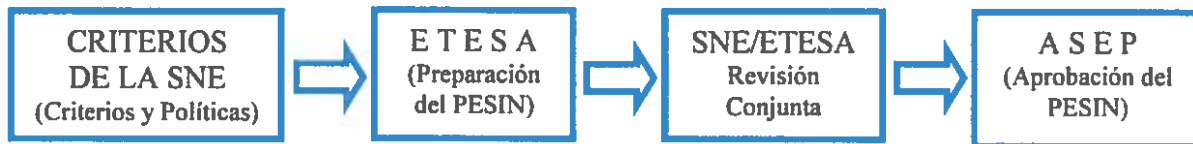
Los planes de expansión de Transmisión futuros deben tener continuidad con los anteriores que ya han sido aprobados por la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. No obstante, estarán sujetos a su actualización.

Debe existir en todo momento un nivel de comunicación con los desarrolladores que permita tener la información más reciente de los proyectos.

La sensibilidad del plan recomendado al atraso de los proyectos muestra la robustez del mismo ante estas contingencias.

La preparación del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional debe cumplir con los lineamientos del Flujograma que se detalla a continuación:

FLUJograma DEL PESIN





Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2019 – 2033

Tomo I
Estudios Básicos

Anexo Tomo I – 6

**“INFORMACIÓN DE MEGA
PROYECTOS CONSIDERADOS
PARA LA PROYECCIÓN DE
DEMANDA”**

Proyectos Contemplados

El ME-SIProDe para realizar los cálculos correspondientes a la proyección de demanda, nos brinda la posibilidad de utilizar datos del consumo de grandes usuarios, dentro de esta categoría podemos proporcionarle al programa el consumo del Metro de Panamá y el consumo del futuro Tren Panamá – Chiriquí.

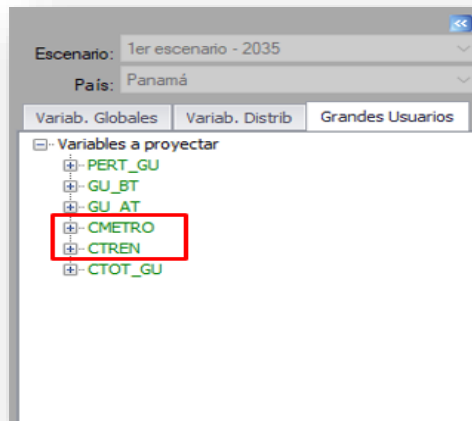


Figura 1. Toma de pantalla de la pestaña Grandes Usuarios del ME-SIProDe. En el recuadro rojo, Consumo del Metro y del Tren.

Para el Plan de Expansión del 2019 – 2033, se consideró el consumo del Metro de Panamá. Respecto al consumo del Tren Panamá – Chiriquí no se consideró para el PESIN 2019 – 2033 debido a la gran incertidumbre que este proyecto presenta. A su vez, se utilizó la demanda consolidada por bloque de Minera Panamá.

Por otro lado, los pronósticos proporcionados por las distribuidoras, intrínsecamente incluyen futuras cargas intensivas en consumo eléctrico por proyectos estatales, como potabilizadoras, plantas de tratamiento de aguas servidas, entre otras.

MEGA PROYECTOS

En los últimos años, se incentivan y desarrollan en el país algunos proyectos, que dada la magnitud de los recursos que insumen ante el tamaño de nuestra economía, son considerados como Mega Proyectos.

Estos proyectos se dividen en proyectos incentivados y desarrollados en la esfera estatal y proyectos de índole totalmente privados, los cuales son mencionados a continuación.

Saneamiento de la Bahía

El proyecto de Saneamiento de Panamá, representa el principal proyecto de inversión en materia de salud ambiental que se está ejecutando en la República de Panamá. Este Proyecto busca recuperar las condiciones sanitarias y ambientales del área metropolitana y la eliminación de contaminación por aguas residuales no tratadas en los ríos urbanos y en las zonas costeras de la Bahía de Panamá, lo que se traduce en una mejora de las condiciones de salud, ambiente y calidad de vida de la población de la Ciudad de Panamá. El 8 de agosto de 2013, se realizó la inauguración oficial del primer módulo de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR), obra principal de la Primera Etapa del proyecto integral del Saneamiento de la Ciudad y de la Bahía de Panamá.



Figura 2. Planta de Tratamientos de Aguas Residuales de la Ciudad de Panamá.

Referencia: (SALUD, 2019).

Esta es una planta de tipo biológico, con recirculación de lodos, remoción de nutrientes y recuperación de gases. La actividad básica de tratamiento es realizada por microorganismos que viven en las aguas residuales de las cuales se alimentan y requieren de la presencia de Oxígeno para su metabolismo basal (reacciones aeróbicas). Actualmente la PTAR está tratando aguas residuales de tres colectores, los cuales son, Matías Hernández, Quebrada Palomo y parte de Matasnillo que suma un total de 2.2 m³/seg. En mayo de 2017 se da la orden de proceder con los trabajos de ampliación de la planta de tratamiento, la cual contempla excavaciones (64,200 m³), rellenos (147,000 m³), mechas drenantes (76.383 ml), pilotes (1,180) y un volumen de concreto estructural planificado de 30,910 m³. Esta ampliación tiene un plazo de ejecución provista para el 2020.



Figura 3. Ampliación de la Planta de Tratamientos de Aguas Residuales.

Referencia: (SALUD, 2019).

La planta de tratamientos de aguas residuales se convertirá en la más grande de Centroamérica, al tratar hasta 5500 l/s en su máxima capacidad.

Este proyecto tiene una influencia directa en el distrito de Panamá y de San Miguelito, específicamente en los corregimientos de San Felipe, Santa Ana, El Chorrillo, Calidonia, Ancón, Curundú, Bella Vista, Betania, San Francisco, Tocumen, Pueblo Nuevo, Pedregal, Las Cumbres, Ernesto Córdoba, Juan Díaz, Parque Lefevre, Rio Abajo, Mateo Iturralde, Belisario Porras, Amelia Denis De Ycasa, José Domingo Escobar, Victoriano Lorenzo, Arnulfo Arias, Omar Torrijos, Rufina Alfaro y Belisario Porras.



Figura 4. Área de Influencia del Proyecto. **Referencia:** (SALUD, 2019).

La PTAR y sus obras conexas están diseñada para ser ejecutadas en varias administraciones gubernamentales. El proyecto, fue conceptualizado en el año 2006, para solucionar la contaminación de la Bahía de Panamá, ocasionado por el vertimiento de las aguas residuales de la ciudad capital. A partir de los resultados obtenidos de la actualización del plan maestro se determinó que la PTAR Juan Díaz



requiere ampliar su capacidad a 9 m³/s de caudal medio para una cobertura al año 2025 de 5.1 m³/s.

Se debe mencionar que los Distritos de Arraiján y La Chorrera han tenido un importante crecimiento económico acompañado de un gran crecimiento demográfico, en los últimos años. Además, estas sirven como una ciudad dormitorio para la población que a diario se traslada a trabajar a la ciudad capital. Por lo antes expuesto, se debe resaltar que ambos distritos se han convertido en áreas urbanas de rápido desarrollo. Esto nos lleva a la conclusión de que es necesaria la adecuación y construcción de un sistema de alcantarillado sanitario que cubra las necesidades y demandas actuales y futuras, a través de la ejecución de un proyecto de saneamiento para ambos distritos. De acuerdo al Plan Maestro de Saneamiento de Panamá Oeste, los Distritos de Arraiján y La Chorrera beneficiará ocho (8) corregimientos para el distrito de Arraiján y dieciocho (18) para La Chorrera para un área total del orden de las 3,935 hectáreas. A continuación, se presentan los corregimientos beneficiados.



Figura 5. Área de Influencia del Proyecto – Panamá Oeste. **Referencia:** (SALUD, 2019).

En cuanto a la población beneficiada, se puede decir que con el inicio de las obras resultantes del estudio y teniendo en cuenta el año horizonte para 2050, el proyecto tiene el potencial de mejorar las condiciones sanitarias de aproximadamente 210,000 familias en Arraiján y La Chorrera. A continuación, se presentan las fases del proyecto de saneamiento del Sector de Panamá Oeste.

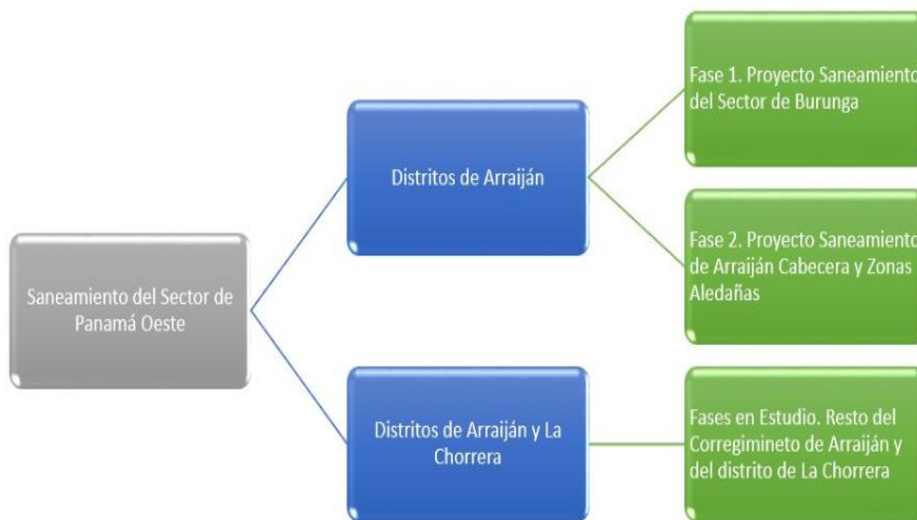


Figura 6. Fases del Proyecto de Saneamiento del Sector de Panamá Oeste.

Referencia: (SALUD, 2019).

Definitivamente este proyecto tendrá un impacto positivo en la protección del medio ambiente en Panamá. De igual forma, este tendrá un impacto considerable en la demanda eléctrica, donde es importante resaltar que el pronóstico de la demanda de este proyecto, actualmente la carga de este proyecto se encuentra intrínsecamente en los pronósticos de consumo de las distribuidoras, no obstante, una vez se obtenga información detallada de este proyecto, por parte del desarrollador, la misma podrá ser incluida en el modelo ME-SIProDe, en las próximas revisiones del Plan de Expansión.

Obras del IDAAN

Potabilizadora Arraiján

En los últimos años, el gran polo de desarrollo en la República de Panamá se ha convertido la provincia de Panamá Oeste, esto ha llevado al Gobierno Nacional ver con luces largas la producción de agua potable para este sector. Debido a que actualmente, las 2 plantas administradas por la ACP, Miraflores y Las Mendozas; la planta de Laguna Alta la planta potabilizadora Jaime Díaz Quintero de El Trapichito en La Chorrera no se dan abasto para suplir la demanda requerida.

Debido a lo antes expuesto el IDAAN planteo desde inicios de la actual administración gubernamental la construcción de una nueva planta potabilizadora para el área de Panamá Oeste que supliera con más agua a la población, aliviando la carga de las actuales plantas.



Figura 7. Modelo 3D de la Potabilizadora Arraiján. **Referencia:** (IDAAN, 2019).

El proyecto establece la realización de estudios, diseños y construcción de un nuevo sistema de potabilización con capacidad de producción de 40 millones de galones diarios (MGD), expandibles a 60, que beneficiará a las poblaciones de Arraiján cabecera, Burunga, Nuevo Emperador, Veracruz, Juan Demóstenes Arosemena, Santa Clara, Cerro Silvestre y Vista Alegre, entre otros. Este sistema consta con la captación del agua desde el cauce del Canal de Panamá (embalse de Gatún), 6.85

kms de líneas de aducción y 18Kms de líneas de conducción, ambas de 60" de diámetro HD. El proyecto lleva un 5 % de avance físico. Se debe resaltar que este es un nuevo proyecto identificado por el IDAAN, apenas con un 5% de avance, por lo que es de suma importancia mencionar que este proyecto no fue considerado en el Plan de Expansión 2019 - 2033.

Potabilizadora en Pinogana Darién

En la provincia de Darién el IDAAN cuenta con un proyecto en ejecución, el cual es, la rehabilitación del sistema de agua potable El Real, que es un corregimiento y ciudad cabecera del distrito de Pinogana en la provincia de Darién. Por más de 40 años, los más de 1000 habitantes en este corregimiento esperan sistema de agua potable, ya que en la actualidad estos cuentan con un sistema básico, el cual solo aplica cloración, por ende, en época lluviosa se presenta bastante turbiedad en el agua lo que causa que no se suministre agua potable a los residentes del área antes mencionada. Este proyecto tiene un costo de 3.8 millones de dólares y cuenta con 26% de avance.



Figura 8. Avance de Planta potabilizadora El Real. **Referencia:** (IDAAN, 2019).

Se debe resaltar que la demanda de este proyecto se encuentra intrínsecamente en la demanda proporcionada por las distribuidoras.

Transporte Masivo de la Ciudad De Panamá

Para el Plan de Expansión del 2019 – 2033, se consideró el consumo del Metro de Panamá. La información utilizada para modelar este consumo fue suministrada por Metro de Panamá, S.A., mediante la nota MPSA-PRO-29-2019 que se muestra a continuación:



Panamá, 31 de enero de 2019
 Nota MPSA-PRO-29-2019

Ingeniero Antonio Guelfi
 Director de Transmisión
 Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
 Ciudad

Referencia: Carta ETE-DTR-GPL-008-201

Estimado ingeniero Guelfi:

En respuesta a su nota en referencia, a continuación presentamos el histórico de consumo en potencia y energía mensual para el año 2018 y la proyección para el periodo 2019 a 2035.

MES	CONSUMO (kWh)						TOTAL L1+L2 KWh
	LAP-A (CMA)	LAP-B (LAN)	TOTAL L1	LAP-A (CSU)	LAP-B (BGO)	TOTAL L2	
ENERO'18	1,924,270	1,267,200	3,191,470				3,191,470
FEBRERO	1,735,130	1,066,000	2,791,130				2,791,130
MARZO	1,954,466	1,337,600	3,292,066				3,292,066
ABRIL	1,815,254	1,443,200	3,258,454				3,258,454
MAYO	2,077,207	1,337,600	3,414,807				3,414,807
JUNIO	1,997,704	1,337,600	3,335,304				3,335,304
JULIO	2,094,170	1,408,000	3,502,170				3,502,170
AGOSTO	2,106,562	1,443,200	3,549,762	42,000		42,000	3,591,762
SEPTIEMBRE	2,001,740	1,408,000	3,409,740	84,000		84,000	3,493,740
OCTUBRE	2,067,392	1,443,200	3,510,592	105,000		105,000	3,615,592
NOVIEMBRE	2,039,828	1,408,000	3,447,828	105,000	42,000	147,000	3,594,828
DICIEMBRE	2,120,640	1,478,400	3,599,040	231,000	126,000	357,000	3,956,040

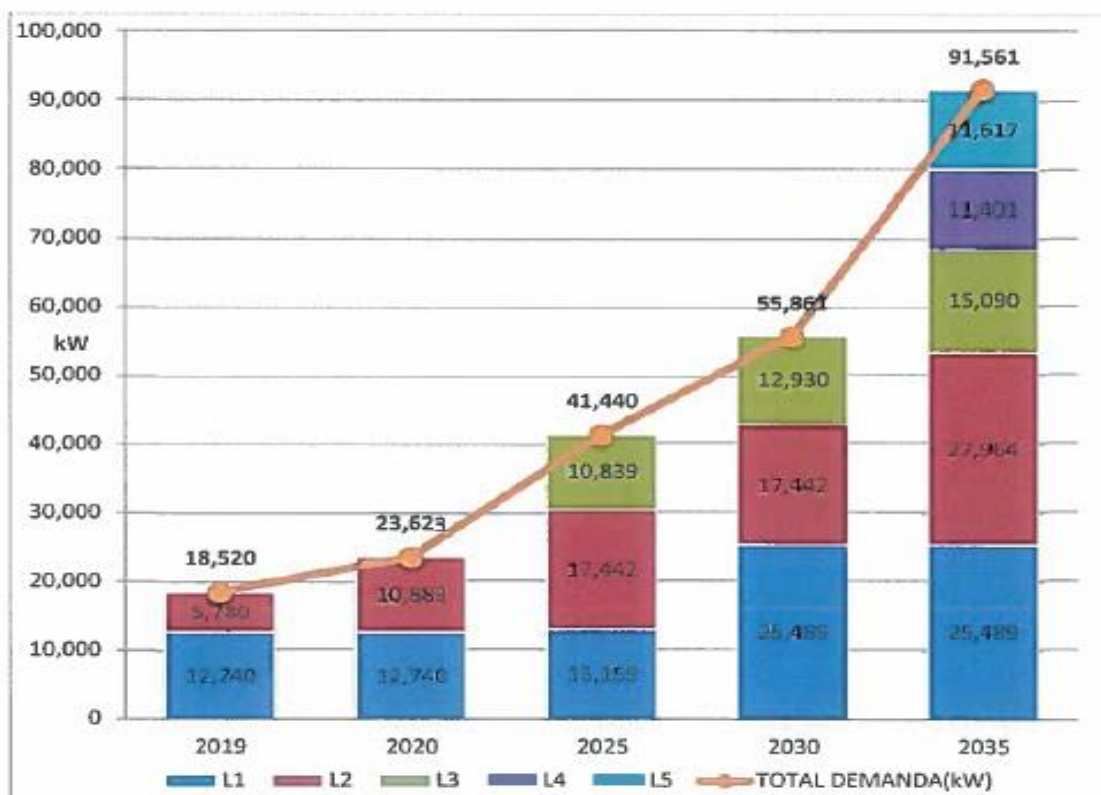
Histórico mensual de consumo (kWh) año 2018



Nota MPSA-PRO-29-2019
Página 2 de 3

MES	POTENCIA (Kw)						TOTAL L1+L2 KW
	LAP-A (CMA)	LAP-B (LAN)	TOTAL L1	LAP-A (CSU)	LAP-B (BGO)	TOTAL L2	
ENERO'18	4,182	3,063	7,245				7,245
FEBRERO	4,182	3,133	7,315				7,315
MARZO	4,147	3,573	7,720				7,720
ABRIL	4,316	6,336	10,652				10,652
MAYO	4,147	3,520	7,667				7,667
JUNIO	4,203	3,485	7,688				7,688
JULIO	4,140	3,748	7,888	210		210	8,098
AGOSTO	4,238	4,523	8,761	630		630	9,391
SEPTIEMBRE	5,386	4,998	10,384	630		630	11,014
OCTUBRE	4,189	3,749	7,938	840		840	8,778
NOVIEMBRE	4,210	3,749	7,959	840	840	1,680	9,639
DICIEMBRE	4,365	3,573	7,938		2,310	2,310	10,248

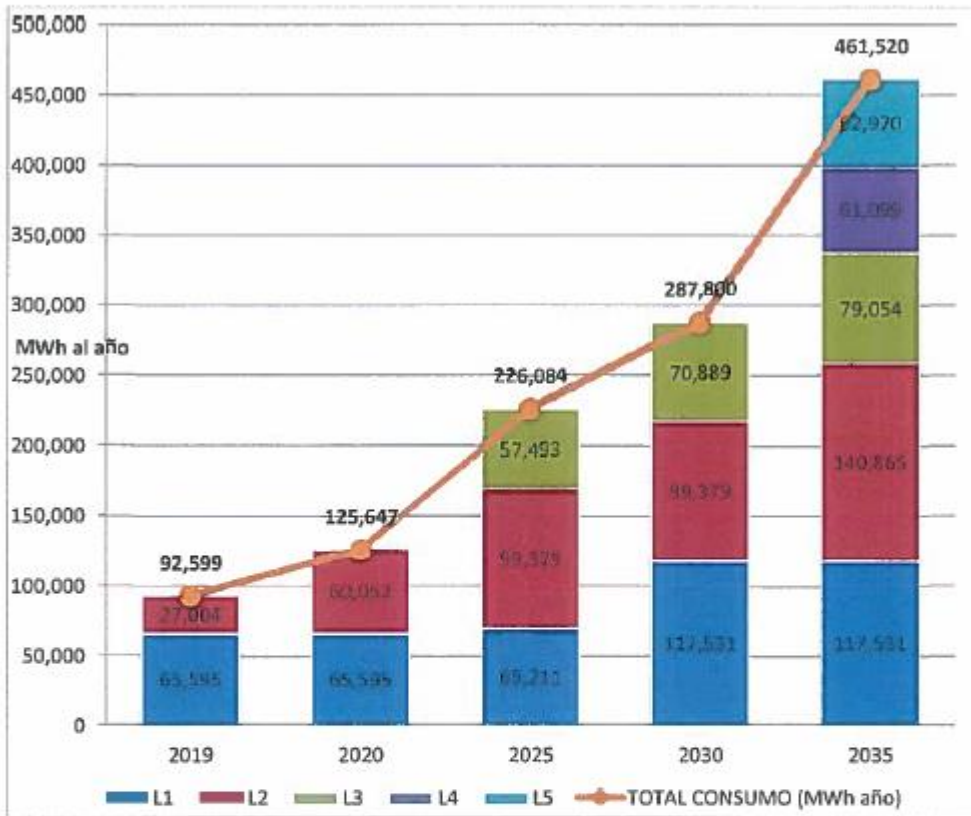
Histórico mensual de potencia (kW) año 2018



Proyección de demanda (kWh) 2019 a 2035



Nota MPSA-PRO-29-2019
Página 3 de 3



Proyección de consumo (kWh) 2019 a 2035

Para cualquier aclaración favor contactar a los ingenieros Luis C. Salerno, correo lsalerno@metrodepanama.com.pa, teléfono 504-7179 ó Luis R. Navarro, correo lnavarro@metrodepanama.com.pa, teléfono 504-7163

Atentamente,



Ingeniero Agustín Arias
Director de proyectos y planificación

LN/LCS



Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen

La importancia geográfica de Panamá junto a las actuales actividades de expansión y continuo desarrollo, motivan a la industria aérea a mirar al país como un gran centro de conectividad en Latinoamérica.

La industria área panameña, es referenciada por los aportes al Producto Interno Bruto, los cuales bordean los 2 mil millones de dólares y equivalen al 4.2 % de la economía del país, casi toda gestionada en el Aeropuerto de Internacional de Tocumén (AIT). El más importante del país y el de mayor tráfico de la región centroamericana, cuyos registros de operaciones revelaban que la capacidad en la atención aeroportuaria de la terminal, llegaba rápidamente a su nivel de saturación. Específicamente el movimiento de pasajeros en la terminal aérea había promediado en el quinquenio 2000-2005, una tasa de crecimiento anual de 7%. Con lo cual se infería que el movimiento de pasajeros, se duplicaría cada 10 años, sobrepasando la capacidad de atención del AIT.

Para la continuación óptima de las operaciones del aeropuerto, se requería de la remodelación y expansión de las infraestructuras, si se deseaba mantener el nivel de la terminal. La repuesta fue el diseño e implementación de un ambicioso plan maestro de mejoras a la terminal, que, en un periodo de 25 años, debía permitir que el aeropuerto manejara hasta 30 millones de pasajeros en el último año del plan, año 2030.

El Plan Maestro de modernización y ampliación del Aeropuerto de Tocumen, fue organizado y temporizado en varias etapas:

- Fase 1: Remodelación total de la Terminal de Pasajeros -2008
- Fase 2: Construcción del Muelle Norte-2015
- Fase 3: Construcción del Muelle Sur -2020
- Fase 4: Nueva Expansión de la Terminal -2025

La primera fase de ampliación y modernización de las instalaciones de la vieja terminal, iniciada en el año 2004, concluyó en el 2008, le aportó a la vieja Terminal amplias y cómodas salas de abordaje, de entrega de equipajes, de la adecuación del área comercial y de la mejora de las 14 puertas de embarque existentes más la incorporación de ocho nuevas zonas, para un total de 22 nuevas facilidades de embarque y desembarque. Además, esta fase incluyó la construcción de edificios de gestión y administración del AIT, así como mejoras sustanciales a las áreas de mantenimiento del AIT.

Gracias al sostenido crecimiento económico de nuestro país, años 2006-2010, especialmente en su función de destino turístico y de negocios, el movimiento de pasajeros en Tocumén se duplicó, por lo cual el Ejecutivo ordena a la AIT, que impulse el adelanto e ejecución inmediata de la fase 2 del Plan Maestro, el “Muelle Norte”. Inversión de \$100 millones, la cual es una edificación de dos niveles de 21.000 metros cuadrados que cuenta con 12 nuevos puentes de abordajes, pista de rodaje para las naves, salas de espera, comercios, vías de servicios, bodegas, oficinas para las líneas aéreas y oficinas administrativas. Ya era de conocimiento de la AIT, que el movimiento total de pasajeros para el año 2015, sobrepasaría prematuramente el tope de 10 millones de pasajeros.

Para mantener la competitividad del AIT, se inició, en marzo del año 2013, la construcción de la nueva Terminal 2 (T2), que comprende 116 mil m² de construcción e incluirá nuevas áreas de migración y aduana, áreas de equipajes, salas de espera y áreas comerciales.

La T2 es considerado como una de las obras más importantes en términos de Infraestructura y modernización Aeroportuaria, fue concebido por Tocumen S.A. para recibir y atender una demanda de 20 millones de pasajeros por año y acompañar el crecimiento socio-económico y turístico de Panamá.

La Expansión del Aeropuerto, T2 contará con 20 puertas de abordaje y 8 posiciones remotas, que sumadas a las 34 existentes y 4 remotas en la T1 sumarán 66 puntos de abordaje.





Figura 9. Avance de la Terminal 2. **Referencia:** (ODEBRECHT, 2019).

Para las operaciones adecuadas de estas nuevas instalaciones aeroportuarias, se requiere de una fuerte ampliación del servicio eléctrico. Por lo cual, se estableció en el contrato de ampliación de las fases 3 y 4, la construcción de una nueva subestación eléctrica encapsulada, con dos transformadores de potencia, 115/13.8 kV (7.5/9.375 MVA) y sus equipos auxiliares, para alimentar única y exclusivamente al Aeropuerto de Tocumén. Para mayor confiabilidad, esta instalación eléctrica se conectará a dos estaciones de transmisión de ENSA.

La demanda adicional de este proyecto está incluida en el consumo de la distribuidora ENSA.



Desarrollo Portuario

El sector portuario es uno de los mayores contribuyentes del reciente crecimiento económico del país, constituyéndose en un eslabón fundamental para el sector logístico nacional. La actividad portuaria ha tenido un crecimiento sostenido. Así, pasó de movilizar 319,707 TEU, en 1997, a 5,592,865 TEU, en el 2010, lo cual resultó en una tasa de crecimiento anual de 21%.

Las perspectivas positivas que tiene el país, con la ampliación del canal, exige de nuevas facilidades portuarias para aumentar la competitividad centro logístico. Estas nuevas facilidades portuarias en el país, conexas a la futura operación ampliada del Canal, como son el nuevo puerto “verde” “Panama Atlántico” en la Isla Remo Largo y la expansión del Puerto Panamá- Colon Container 2016-2020, en el área de Coco Solo en Colon. En el Pacífico se implementó el puerto de Rodman por PSA.

Por otro lado, se planea una nueva terminal portuaria en el área de Farfán. Además, ACP promueve el nuevo Puerto y Centro Logístico en Corozal. Además, la construcción e implementación de otras facilidades portuarias más pequeñas, en ambas entradas del canal, enfocadas en los servicios de avituallamiento, abastecimiento y servicios conexos de los barcos, como Muelle 3, Cristobal y Mystic Rose, en Balboa.



Figura 10. Ubicación del puerto de Corozal. **Referencia:** (E&N, 2019).

De los principales proyectos portuarios en el paquete solo el puerto de Coco Solo y el puerto de Corozal, dan señal de algún grado de certeza, con respecto a su implementación en corto tiempo. El segundo, es una expansión lógica del programa integral de Ampliación del Canal, por consiguiente, de realizarse este proyecto, sus requerimientos de potencia y energía estarán cubiertos, por la rama eléctrica canalera. Las implementaciones de los otros puertos mencionados se encuentran o en etapas incipientes y/o el desarrollo de la industria marítima los ha desfasado en el tiempo o de otro modo, están a la espera de decisiones privadas, y/o confidenciales, por ende, estos no fueron considerados.

Proyecto Minero Cobre Panamá

Proyecto

Ubicación Distrito de Donoso, Provincia de Colón, República de Panamá

Accionistas First Quantum Minerals Corporation (100%)

Tipo de yacimiento de metal

Metal primario Cobre

Metales secundarios Oro y molibdeno

Producto final Concentrado de cobre y molibdeno

Ciclo de vida potencial 30+ años

La empresa Minera Panamá desarrolla en la misma área el proyecto Cobre Panamá, que se encuentra en la fase de construcción para desarrollar una mina de cobre de clase mundial. La reserva concesionada de Cobre Panamá, cuya duración de vida minera se espera que sea de más de treinta años, es una de las más grandes del mundo. La inversión total prevista para este proyecto es de US\$ 6.4

mil millones, siendo así la mayor inversión privada realizada en un solo proyecto en la historia de Panamá.

Minera Panamá, S.A. es una empresa panameña subsidiaria de First Quantum Minerals Corporation, una empresa minera internacional registrada en Canadá. Minera Panamá, S.A., utilizará tecnología de punta que se complementará con las mejores prácticas de la industria. Desde el punto de vista de la empresa, esta sinergia beneficiará a las comunidades vecinas, a los colaboradores, a los accionistas del proyecto y a Panamá.



Figura 11. Puerto y planta eléctrica de Minera Panamá. **Referencia:** (Financiero, 2019)

FQM Minera Panama

Paco 1 & 2 Statistical Data

Power Plant Statistics

MPSA Power Consumption (Consumo de Potencia MPSA)	Port, Mine + Process Facility (Puerto + Mina)											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2019	19	45.625	77.15	97.75	108.75	147.55	178	213.55	238.75	238.75	238.75	238.75
2020	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2021	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2022	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2023	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2024	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2025	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2026	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2027	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2028	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2029	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2030	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2031	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2032	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2033	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2034	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2035	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75

FQM Minera Panama

Paco 1 & 2 Statistical Data

Power Plant Statistics

MPSA Power Consumption (Consumo de Potencia MPSA)	MWh	Port, Mine + Process Facility (Puerto + Mina)											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2019	14,136.00	30,660.00	57,399.60	70,380.00	80,910.00	106,236.00	132,432.00	158,881.20	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	
2020	177,630.00	166,170.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2021	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	112,082.40	103,008.42	159,972.30	
2022	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2023	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2024	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2025	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2026	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2027	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2028	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2029	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2030	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2031	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2032	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2033	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2034	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	
2035	177,630.00	160,440.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	171,900.00	177,630.00	177,630.00	171,900.00	156,779.64	103,008.42	159,972.30	



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

Tomo I Estudios Básicos

Gerencia de Planificación

JUNIO 2020

PANAMÁ



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



CONTENIDO

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS

CAPÍTULO 1	17
INTRODUCCIÓN Y RESUMEN	17
INTRODUCCIÓN	17
RESUMEN	19
CAPÍTULO 2	24
METODOLOGÍA Y ALCANCE	24
METODOLOGÍA	24
PROCESO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA	25
ALCANCE DE LAS PROYECCIONES	25
DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS	27
Escenario Medio o Moderado:	27
Escenario Alto u Optimista:	27
Escenario Bajo o Pesimista:	27
CAPÍTULO 3	31
EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	31
INDICADORES SOCIOECONÓMICOS	31
Datos Demográficos	31
Inflación	34
Poder Adquisitivo	36
Producto Interno Bruto	37
INDICADORES ELÉCTRICOS	38
Consumo de Energía Eléctrica Total GWH	38
Sistema Eléctrico Nacional	40
Balance Eléctrico	40
Oferta	40
Demanda	40
Balance	40
Potencia Eléctrica del Sistema	41
Demanda Máxima	41
Factor de Carga (FC)	43
Pérdidas de Energía Eléctrica	47
Precios de la Energía Eléctrica	50
CAPÍTULO 4	55
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	55
VARIABLES GLOBALES	55

Producto Interno Bruto (PIB)	55
Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Moderado.....	56
Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Pesimista.....	57
Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Optimista.....	58
Producto Interno Bruto Comercial (PIBCOM)	59
Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Moderado....	60
Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Pesimista. ...	61
Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Optimista....	62
Producto Interno Bruto Industrial (PIBIND).....	63
Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Moderado.	64
Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Pesimista.....	65
Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Optimista.	66
Población (POB).....	67
Proyección de la Población – Escenario Moderado.	68
Proyección de la Población – Escenario Pesimista.....	69
Proyección de la Población – Escenario Optimista.	70
Índice Mensual de Actividad Económica (IMAE)	71
Proyección del IMAE– Escenario Moderado.	72
Proyección del IMAE – Escenario Pesimista.....	73
Proyección de la Población – Escenario Optimista.	74
PRONÓSTICOS DE DEMANDA - DISTRIBUIDORAS	75
Empresa De Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI).....	75
Consumo Residencial.....	75
Consumo Comercial	77
Consumo Industrial.....	78
Consumo del Gobierno.....	79
Consumo de Alumbrado.....	80
Consumo Otros	81
Tarifa Media Real de la Distribuidora, Perdidas técnicas y perdidas no técnicas.	82
Empresa de Distribución Eléctrica Metro - Oeste, S.A. (EDEMET)	83
Consumo Residencial.....	83
Consumo Comercial	85
Consumo Industrial.....	86
Consumo del Gobierno.....	87
Consumo de Alumbrado	88
Consumo Otros	89
Tarifa Media Real de la Distribuidora, Perdidas técnicas y perdidas no técnicas.	90
ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)	91
Consumo Residencial.....	91
Consumo Comercial	93



Consumo Industrial.....	94
Consumo del Gobierno.....	95
Consumo de Alumbrado.....	96
Consumo Otros	97
Tarifa Media Real de la Distribuidora, Perdidas técnicas y perdidas no técnicas.	98
PRONÓSTICOS DE DEMANDA – GRANDES	100
Grandes Usuarios – Baja Tensión	100
Grandes Usuarios – Alta Tensión	101
Pérdidas Técnicas de Grandes Usuarios de Baja Tensión.....	103
Pérdidas Técnicas de Grandes Usuarios de Baja Tensión.....	104
CAPÍTULO 5	108
RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	
ELÉCTRICA.....	108
DEMANDA DE ENERGÍA.....	108
POTENCIA MÁXIMA	110
PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA CON PERDIDAS DE TRANSMISIÓN.....	111
CAPÍTULO 6	113
CURVAS TÍPICAS.....	116
EDEMET.....	116
EDECHI	121
ENSA.....	122
GRANDES USUARIOS	128
CAPÍTULO 7	129
DESAGREGACIÓN POR BARRA	132
CAPÍTULO 8	136
ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN.....	139
INTRODUCCIÓN.....	139
CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES.....	140
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	140
Generalidades.....	140
Tipos de Conductores	140
Estructuras	141
Aislamientos de las Líneas.....	142
Herrajes y Accesorios	143
Hilo de Guarda	143
Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire	144
SUBESTACIONES.....	145

Generalidades	145
Ubicación	146
Configuración del Sistema	146
Configuración Barra Sencilla:	146
Configuración Barra Principal y de Transferencia:.....	147
Configuración Interruptor y Medio:.....	147
Tipos de Interruptores	148
Protecciones	149
Compensaciones.....	150
COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN.....	151
LÍNEAS.....	151
SUBESTACIONES.....	155
Cálculo de Costos de Equipos Unitarios	155
Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote	158
Cálculo de Montaje y Obras Civiles.....	159
Cálculo de Otros Costos.....	160
Cálculo de Costos de Terreno.....	160
Cálculo del VNR para las Subestaciones.....	160
CAPÍTULO 9	165
CONCLUSIONES Y REFERENCIAS.....	165
CONCLUSIONES	165
REFERENCIAS	166



ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. 1: Proyección de la Demanda de Energía.	20
Gráfico 1. 2: Proyección de la Potencia Máxima.	20
Gráfico 2. 1: Proceso para el cálculo de la demanda.	25
Gráfico 3. 1: Tasa bruta de natalidad.	32
Gráfico 3. 2: Tasas de Crecimiento Poblacional.	33
Gráfico 3. 3: Población (Millones de Habitantes).	34
Gráfico 3. 4: Crecimiento del IPC.	35
Gráfico 3. 5: Poder Adquisitivo.	36
Gráfico 3. 6: PIB real y tasa de aumento anual.	38
Gráfico 3. 7: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica.	39
Gráfico 3. 8: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2018.	40
Gráfico 3. 9: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño – DMG.	42
Gráfico 3. 10: Tarifa Media Real y Factor de Carga.	44
Gráfico 3. 11: Factor de Carga 1970-2018.	45
Gráfico 3. 12: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible.	46
Gráfico 3. 13: Perdidas Eléctricas.	48
Gráfico 3. 14: Pérdidas Totales del sistema 2009 - 2018.	49
Gráfico 3. 15: Evolución del precio de la electricidad, 1970-2018.	51
Gráfico 4. 1: Proyección del PIB – Escenario Moderado.	56
Gráfico 4. 2: Proyección del PIB – Escenario Pesimista.	57
Gráfico 4. 3: Proyección del PIB – Escenario Optimista.	58
Gráfico 4. 4: Proyección del PIB Comercial – Escenario Moderado.	60
Gráfico 4. 5: Proyección del PIB Comercial– Escenario Pesimista.	61
Gráfico 4. 6: Proyección del PIB Comercial– Escenario Optimista.	62
Gráfico 4. 7: Proyección del PIBIND – Escenario Moderado.	64
Gráfico 4. 8: Proyección del PIBIND – Escenario Pesimista.	65
Gráfico 4. 9: Proyección del PIBIND – Escenario Optimista.	66
Gráfico 4. 10: Proyección de la población – Escenario Moderado.	68
Gráfico 4. 11: Proyección de la población – Escenario Pesimista.	69
Gráfico 4. 12: Proyección de la población – Escenario Optimista.	70
Gráfico 4. 13: Proyección del IMAE – Escenario Moderado.	72
Gráfico 4. 14: Proyección del IMAE – Escenario Pesimista.	73
Gráfico 4. 15: Proyección del IMAE – Escenario Optimista.	74
Gráfico 4. 16: Proyección EDECHI: Consumo Residencial.	76
Gráfico 4. 17: Proyección EDECHI: Consumo Comercial.	78
Gráfico 4. 18: Proyección EDECHI: Consumo Industrial.	79
Gráfico 4. 19: Proyección EDECHI: Consumo Gobierno.	80
Gráfico 4. 20: Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado.	81
Gráfico 4. 21: Proyección EDECHI: Consumo otros.	81

Gráfico 4. 22: Proyección EDECHI: TMEDR.....	82
Gráfico 4. 23: Proyección EDECHI: Perdidas técnicas.	82
Gráfico 4. 24: Proyección EDECHI: Perdidas no técnicas.	83
Gráfico 4. 25: Proyección EDEMET: Consumo Residencial.....	84
Gráfico 4. 26: Proyección EDEMET: Consumo Comercial.....	86
Gráfico 4. 27: Proyección EDEMET: Consumo Industrial.	87
Gráfico 4. 28: Proyección EDEMET: Consumo Gobierno.	88
Gráfico 4. 29: Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado.....	89
Gráfico 4. 30: Proyección EDEMET: Consumo otros.....	89
Gráfico 4. 31: Proyección EDEMET: TMEDR.....	90
Gráfico 4. 32: Proyección EDEMET: Perdidas técnicas.	90
Gráfico 4. 33: Proyección EDEMET: Perdidas no técnicas.	91
Gráfico 4. 34: Proyección ENSA: Consumo Residencial.....	92
Gráfico 4. 35: Proyección ENSA: Consumo Comercial.	94
Gráfico 4. 36: Proyección ENSA: Consumo Industrial.....	95
Gráfico 4. 37: Proyección ENSA: Consumo Gobierno.	96
Gráfico 4. 38: Proyección ENSA: Consumo Alumbrado.....	97
Gráfico 4. 39: Proyección ENSA: Consumo otros.	97
Gráfico 4. 40: Proyección ENSA: TMEDR.....	98
Gráfico 4. 41: Proyección ENSA: Perdidas técnicas.	98
Gráfico 4. 42: Proyección ENSA: Perdidas no técnicas.	99
Gráfico 4. 43: Proyección GU_BT.	100
Gráfico 4. 44: Proyección GU_AT.	102
Gráfico 4. 45: Proyección Perdidas Técnicas_GU.	104
Gráfico 4. 46: Proyección Perdidas Técnicas_GU.	104
Gráfico 5. 1: Consumo total de Panamá - Tres escenarios.....	108
Gráfico 5. 2: Proyección de la potencia máxima anual.....	110
Gráfico 6. 1: Curva Típica de Carga – Línea 115-22.....	116
Gráfico 6. 2: Curva Típica de Carga - Línea 115-38.....	117
Gráfico 6. 3: Curva Típica de Carga Línea 115-11.....	117
Gráfico 6. 4: Curva Típica de Carga - Línea 115-8.....	118
Gráfico 6. 5: Curva Típica de Carga - Línea 115-6.....	118
Gráfico 6. 6: Curva Típica de Carga – Llano Sánchez.	119
Gráfico 6. 7: Curva Típica De Carga - Chorrera.....	119
Gráfico 6. 8: Curva Típica de Carga – Panamá - EDEMET.....	120
Gráfico 6. 9: Curva Típica De Carga - Changuinola.....	121
Gráfico 6. 10: Curva Típica De Carga – Mata de Nance.	121
Gráfico 6. 11: Curva Típica de Carga - Progreso.	122
Gráfico 6. 12: Curva Típica de Carga - 24 de Diciembre.....	122
Gráfico 6. 13: Curva Típica de Carga - Geehan.....	123
Gráfico 6. 14: Curva Típica de Carga - Cerro Viento.....	123
Gráfico 6. 15: Curva Típica De Carga – Santa María.....	124

Gráfico 6. 16: Curva Típica De Carga - Línea 115-10.....	124
Gráfico 6. 17: Curva Típica De Carga – Línea 115-9.....	125
Gráfico 6. 18: Curva Típica De Carga – Tocumen.....	125
Gráfico 6. 19: Curva Típica De Carga - Chilibre.....	126
Gráfico 6. 20: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza).....	126
Gráfico 6. 21: Curva Típica de Carga ENSA – Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 De Diciembre).....	127
Gráfico 6. 22: Curva Típica de Carga – ARGOS.....	128
Gráfico 6. 23: Curva Típica de Carga – CEMEX.....	128



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1: Registros históricos.	26
Tabla 3. 1: Registros históricos.	38
Tabla 3. 2: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG	41
Tabla 4. 1: Registros históricos del PIB.....	55
Tabla 4. 2: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario moderado.	56
Tabla 4. 3: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.....	57
Tabla 4. 4: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Optimista.	58
Tabla 4. 5: Registros históricos del PIBCOM.	59
Tabla 4. 6: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Moderado.	60
Tabla 4. 7: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.	61
Tabla 4. 8: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Optimista.....	62
Tabla 4. 9: Registros históricos del PIBIND.....	63
Tabla 4. 10: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Moderado.	64
Tabla 4. 11: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.....	65
Tabla 4. 12: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Optimista.	66
Tabla 4. 13: Registros históricos del POB.	67
Tabla 4. 14: Población– Escenario Moderado.....	68
Tabla 4. 15: Población– Escenario Pesimista.	69
Tabla 4. 16: Población– Escenario Optimista.....	70
Tabla 4. 17: Registros históricos del IMAE.....	71
Tabla 4. 18: IMAE– Escenario Moderado.....	72
Tabla 4. 19: IMAE – Escenario Pesimista.	73
Tabla 4. 20: IMAE – Escenario Optimista.....	74
Tabla 4. 21: Modelo EDECHI: Consumo Residencial.	76
Tabla 4. 22: Modelo EDECHI: Consumo Comercial.....	77
Tabla 4. 23: Modelo EDECHI: Consumo Industrial.	78
Tabla 4. 24: Modelo EDECHI: Consumo Gobierno.	79
Tabla 4. 25: Modelo EDECHI: Consumo Alumbrado.....	80
Tabla 4. 26: Modelo EDEMET: Consumo Residencial.	84
Tabla 4. 27: Modelo EDEMET: Consumo Comercial.	85
Tabla 4. 28: Modelo EDEMET: Consumo Industrial.	86
Tabla 4. 29: Modelo EDEMET: Consumo Gobierno.....	87
Tabla 4. 30: Modelo EDEMET: Consumo Alumbrado.	88
Tabla 4. 31: Modelo ENSA: Consumo Residencial.	92
Tabla 4. 32: Modelo ENSA: Consumo Comercial.....	93
Tabla 4. 33: Modelo ENSA: Consumo Industrial.	94
Tabla 4. 34: Modelo ENSA: Consumo Gobierno.....	95
Tabla 4. 35: Modelo ENSA: Consumo Alumbrado.	96
Tabla 4. 36: Modelo GU_BT.....	101

Tabla 4. 37: Modelo GU_AT.....	102
Tabla 4. 38: Modelo GU_AT.....	103
Tabla 5. 1: Proyección total de la demanda eléctrica.....	109
Tabla 5. 2: Tasa Anual Acumulativa.....	110
Tabla 5. 3: Potencia máxima anual por escenario.....	111
Tabla 5. 4: Proyección de la demanda de energía y Potencia máxima, con pérdidas de transmisión.....	112
Tabla 7. 1: Desagregación por Barra (Parte 1).....	133
Tabla 7. 2: Desagregación por Barra (Parte 2).....	134
Tabla 7. 3: Desagregación por Barra (Parte 3).....	135
Tabla 8. 1: Subestaciones de ETESA.....	145
Tabla 8. 2: Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.).....	153
Tabla 8. 3: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles..	154
Tabla 8. 4: Detalle Porcentual de Otros Costos	154
Tabla 8. 5: Costo Unitario de las líneas de transmisión	154
Tabla 8. 6: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones.....	157
Tabla 8. 7: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote.....	159
Tabla 8. 8: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles	159
Tabla 8. 9: Relación Porcentual de Otros Costos.....	160
Tabla 8. 10: Costo Unitario de Subestaciones.....	161



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3. 1: Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica .	147
Figura 8. 1: Configuración Barra sencilla.....	146
Figura 8. 2: Configuración Barra principal y de transferencia.....	147
Figura 8. 3: Configuración Interruptor y Medio	148



ÍNDICE DE ANEXOS

- Anexo Tomo I - 1 Metodología y Manual del ME-SIProDe.
- Anexo Tomo I - 2 Variables Históricas y Proyección de Demanda para escenarios Pesimista y Optimista.
- Anexo Tomo I - 3 Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.
- Anexo Tomo I - 4 Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección.
- Anexo Tomo I - 5 Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



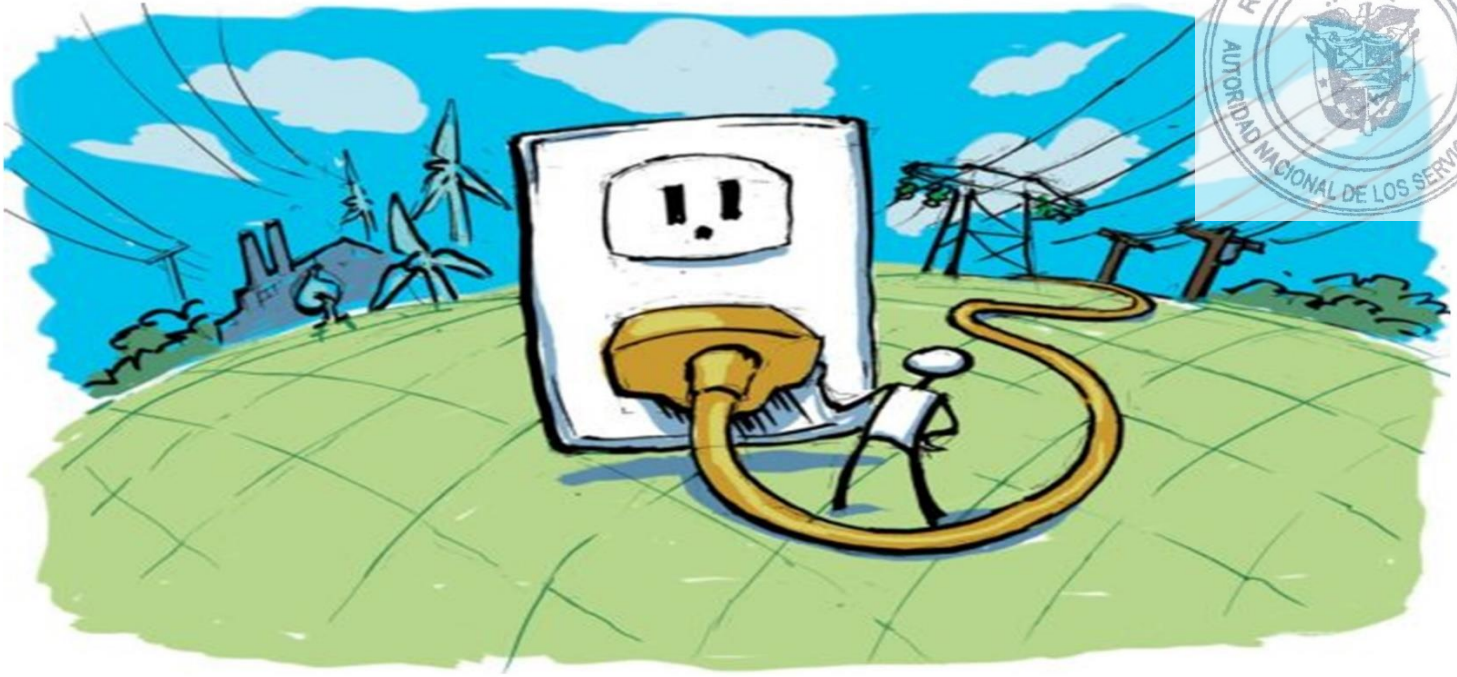
TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS

En el Reglamento de Transmisión se establece que ETESA deberá incluir en el Plan de Expansión una sección denominada “Estudios Básicos”, la cual deberá contemplar:

- Pronósticos de Demanda para los próximos 15 años
- Escenarios de Suministros y Criterios de Planificación
- Estándares tecnológicos y Costos de Componentes del Sistema de Transmisión

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco





CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y RESUMEN

AB

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y RESUMEN

INTRODUCCIÓN

Este documento presenta los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los Planes de Expansión¹ en cumplimiento a lo estipulado, en el Reglamento de Transmisión (RT) aprobado por la Resolución JD-5216, de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores.

Los pronósticos de demanda descritos en este informe serán utilizados en la revisión del Plan de expansión 2019-2033. Tal como lo establece el RT se incluyen los datos, detalles metodológicos, resultados intermedios y finales de pronóstico de energía y potencia, a nivel del Sistema Principal de Transmisión y su desagregación al nivel de barras, de acuerdo con los requerimientos del Plan de Expansión.

La base metodológica es un modelo econométrico, desarrollado por GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES. El modelo desarrolla la serie de consumo

de energía eléctrica, por sectores de consumo, derivando la correspondiente serie de demanda máxima total asociada a dicha energía, para el periodo de estudio estipulado, quince años de proyección.

De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de Transmisión, se desagrega la demanda máxima por barra del Sistema Principal de Transmisión, con base en las curvas típicas y simultaneidad de la demanda, provenientes de la base de datos estadísticos históricos del Centro Nacional de Despacho (CND) y de las Empresas Distribuidoras. En los casos que no se cuenta con información estadística histórica, se asumen comportamientos de áreas similares atendidas. Adicionalmente, de acuerdo a solicitud de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se incluye una desagregación del estimado de demanda, por distribuidora.

¹ De acuerdo a la resolución JD-2627, de enero del 2001, el ERSP hoy ASEP ordenaba a ETESA la utilización del informe Indicativo de Demanda, elaborado anualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND), para las actualizaciones de los Planes de Expansión.

Por lo cual los pronósticos de los PESIN's 2002 al 2005, se realizaron en estrecha relación con el Indicativo de Demanda del CND

En primera instancia, se describe la metodología utilizada y el alcance de las proyecciones de consumo de energía eléctrica; luego, se reseñan los indicadores socioeconómicos y eléctricos que afectan dicho consumo. Finalmente se presentan las proyecciones de consumo total y sectorial anual de energía eléctrica y la demanda máxima anual de potencia eléctrica.



RESUMEN

Para la planificación del Sistema Interconectado de Panamá (SIN), es indispensable realizar la proyección de la demanda eléctrica que tendrá que afrontar el país en los siguientes años.

Esta demanda se calcula proyectando por separado el consumo de las distribuidoras (ENSA, EDEMET y EDECHI) y los Grandes Usuarios. Las proyecciones consideran las pérdidas técnicas y no técnicas en distribución y la tarifa media real de las distribuidoras. Al nivel de las distribuidoras se consideran los siguientes sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, gobierno y alumbrado. A partir de las antes mencionadas se calcula la demanda de consumo eléctrico de Panamá.

Las demandas de los sectores de consumo se estiman en función de indicadores sociales y económicos. Una vez, definido un escenario base (series históricas) de desarrollo de la actividad económica del país, de crecimiento de la población y de evolución de los precios, se deriva la proyección por sectores de consumo.

El ME - SiProDe es un modelo, que a partir de una muestra dada contrasta las relaciones de dependencia entre los datos que resultan estables a lo largo del tiempo y, en consecuencia, utilizar tales relaciones para predecir el futuro, evaluando las probabilidades de ocurrencia para distintos rangos de valores (escenarios).

A efectos de considerar la incertidumbre asociada a este tipo de estimaciones futuras, se calculan proyecciones para escenarios pesimista o bajo, moderado o medio y alto u optimista.

En este documento se presentan las proyecciones de demanda de largo plazo del Sistema Interconectado Nacional del período 2019-2033 para los tres escenarios mencionados.

Las proyecciones de demanda indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar unas tasas de crecimiento, por el orden de 3.45 a 3.54% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 1.89 a 3.23%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

El resumen de las proyecciones de energía eléctrica y la potencia para los tres escenarios analizados se muestra en la Gráfico 1. 1 y Gráfico 1. 2 .

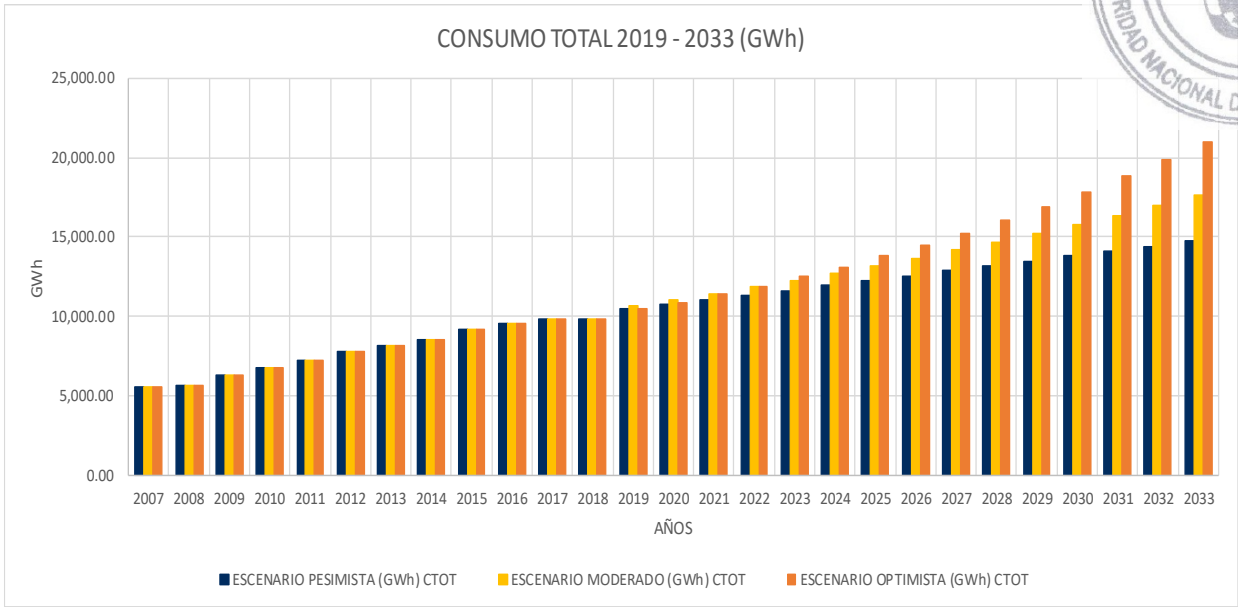


Gráfico 1. 1: Proyección de la Demanda de Energía.

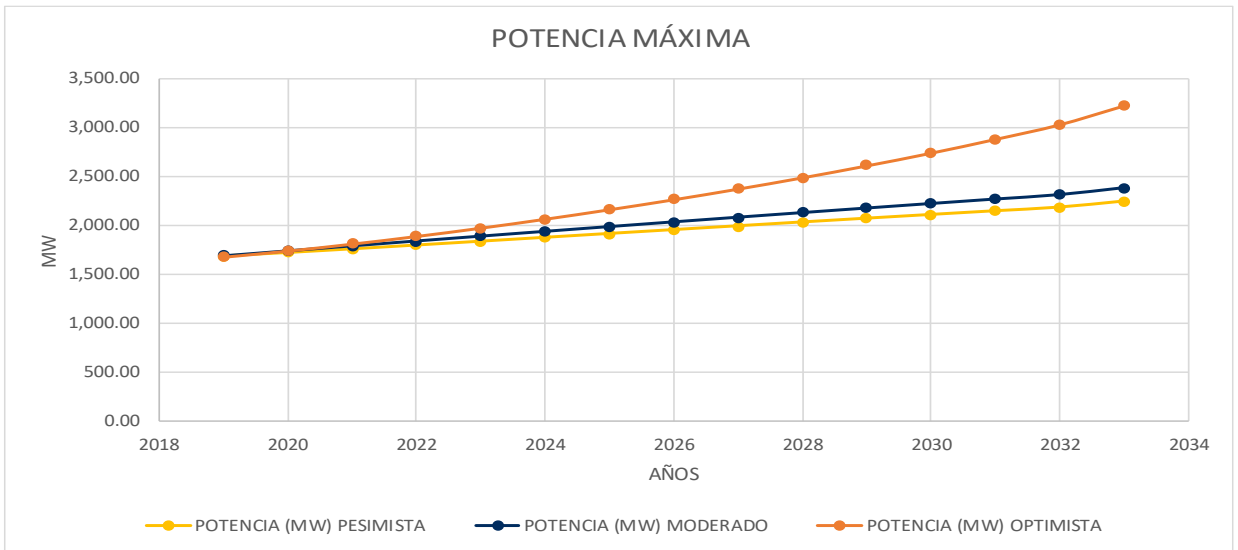
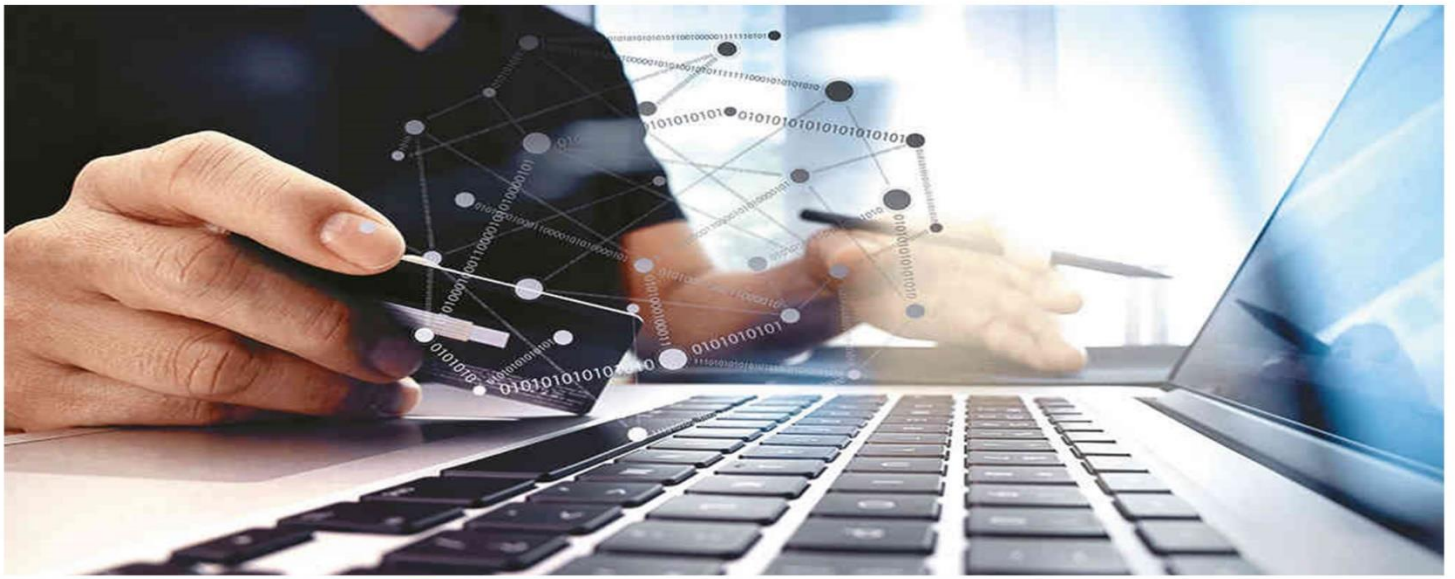


Gráfico 1. 2: Proyección de la Potencia Máxima.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco





CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA Y ALCANCE

AP

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA Y ALCANCE

En este capítulo se apreciará una descripción del modelo, para el cálculo de la demanda, utilizado. Además, los pasos para realizar las proyecciones y se explica de forma rápida la lógica que el programa utiliza para la proyección final. A su vez, se presentan los límites o fronteras de esta proyección y sus respectivos escenarios.

METODOLOGÍA

En la actualidad existen un sin número de formas o modos para pronosticar la demanda, lo importante es que estas lo hacen siguiendo las mismas características básicas. ETESA para la realización de las proyecciones de demanda, utiliza este año un nuevo modelo (ME-SIProDe) desarrollado específicamente por el GRUPO MERCADOS ENERGETICO CONSULTORES para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica. Este modelo resume las pautas dinámicas de los datos, dando una caracterización estadística de los enlaces entre el pasado y el presente. El programa para la realización de los pronósticos utiliza de forma general, series históricas de variables socioeconómicas como el Producto Interno Bruto, en conjunto, con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilados por la ASEP y/o las distribuidoras. Estas variables se explicarán con más detalles en este documento.

La demanda de energía es proyectada a través de cuatro modelos econométricos, cada uno dirigido a un sector económico en particular. Ellos son el residencial, comercial, industrial y oficial.

Además, no se puede dejar de resaltar que las proyecciones, no solo se componen de las ventas de energía de las distribuidoras, ya que, se toma en consideración los grandes clientes, los cuales a su vez también se proyectan en tres sectores, los cuales son el industrial, comercial y oficial.

Por último, debemos conocer que la carga de alumbrado y el autoconsumo de las generadoras no se estima econométricamente, sino que directamente se mantiene su participación estructural (alrededor de un 2.2%). También es de suma importancia conocer que este no contempla las pérdidas de transmisión y el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y Minera Panamá.

PROCESO PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

El objetivo final del modelo, ME-SIProDe, es proyectar la demanda de Panamá de corto y largo plazo. Para esta, primero se debe recolectar la información relevante (variables globales), como paso número dos, se debe ajustar los datos en un formato aceptable por el programa y por último se debe deben subir los datos al programa para crear la base de datos

con data histórica. A continuación, se apreciará un esquema que indica como este programa calcula la demanda de Panamá, luego de contar con la base histórica, ver Gráfico 2. 1.

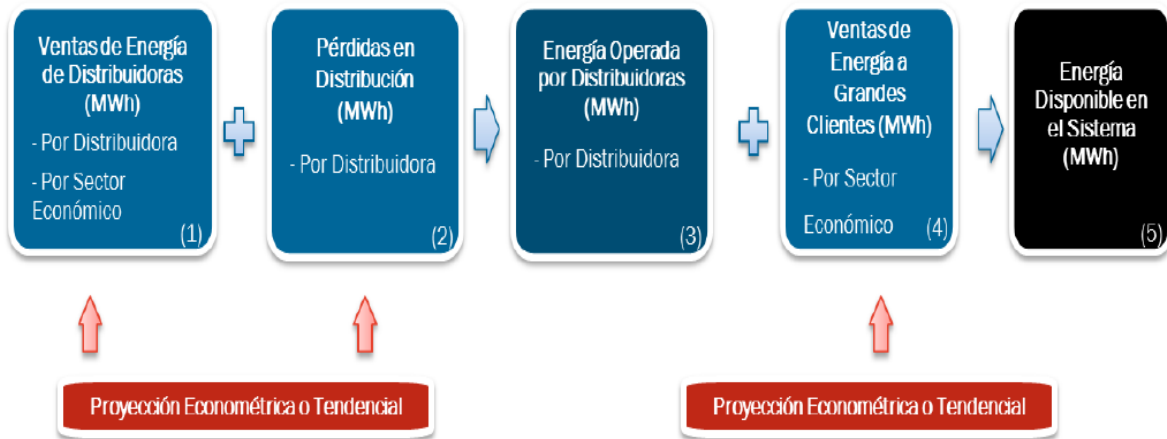


Gráfico 2. 1: Proceso para el cálculo de la demanda.

ALCANCE DE LAS PROYECCIONES

Las proyecciones de demanda requeridas para el planeamiento del Sistema Integrado Nacional, de acuerdo al Reglamento de Transmisión, se realizan con un horizonte de quince (15) años, correspondiendo, en este ejercicio, al

periodo comprendido entre los años: 2019 y 2033.

El objetivo es proyectar el consumo nacional anual de energía eléctrica de la República de Panamá y la demanda máxima de generación asociada. Es importante aclarar, que, la proyección excluye el autoconsumo de la

Autoridad del Canal de Panamá (ACP), el autoconsumo de Minera Panamá y los intercambios internacionales (importación y exportación).

El horizonte histórico analizados consta a la fecha de 17 años (2001-2017) para las variables explicativas y para las variables de las distribuidoras, pero las variables de grandes usuarios cuentan con 13 años (2005-2018).

Registros Históricos		
Datos	Rango de años	Cantidad de datos/años
Por Distribuidora		
Residencial	2001-2018	17
Comercial	2001-2018	17
Industrial	2001-2018	17
Oficial	2001-2018	17
Gobierno	2001-2018	17
Perdidas	2001-2018	17
Por Grandes Clientes		
Metro	2018	1
Grnades clientes baja tension	2005-2018	13
Grnades clientes baja tension	2005-2018	13
Explicativas		
PIB	2001-2018	17
PIB industrial	2001-2018	17
PIB comercial	2001-2018	17
Poblacion	2001-2018	17
Temperatura	2001-2018	17
IMAE	2001-2018	17

Tabla 2. 1: Registros históricos.

En el periodo 2005-2008, se consideró teóricamente razonable establecer solo dos contextos de proyección, para establecer una banda, dentro de la cual, se esperaba, se producirían los niveles de consumo real, un escenario conservador o “moderado” y un escenario de alto crecimiento u “optimista”. En el cambiante contexto de la situación económica global y sus efectos sobre entorno nacional, en el corto y mediano plazo, se decidió ampliar la banda del pronóstico. Por lo cual, desde el pronóstico 2009-2023, se agregó el escenario bajo o pesimista.

DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS

Escenario Medio o Moderado:

Este es el escenario en el que se espera suceda lo más probable. Debido a que, para la proyección de este escenario se utiliza el comportamiento de las series históricas de las variables explicativas. Adema, este no deja de lado el reciente desarrollo económico y la evolución del entorno internacional. Específicamente el probable efecto, en la evolución de las principales actividades económicas nacionales, de las turbulencias financieras, que asolaron la economía norteamericana, al igual que el sector financiero de Europa y Asia en los años 2009 y 2010. También, el escenario Moderado considera incrementos futuros de demanda de energía, de mega proyectos estatales en ejecución, con cierta certidumbre.

Escenario Alto u Optimista:

En el escenario optimista se aprecia como todas las variables contempladas alcanzan un crecimiento más elevado, en comparación al crecimiento de las variables del escenario moderado. Para esto, se asumen cambios significativos en algunas de las variables explicativas, lo que hace posible obtener incrementos en el consumo de energía eléctrica, teniendo siempre un máximo razonable.

Panamá en la última década ha sido uno de los países con mayor índice de crecimiento a nivel mundial. Este crecimiento ha sido impulsado por las inversiones extranjeras y mega proyectos (Metro de Panamá, Minera Panamá). Sin dejar a un lado, se tiene que tomar en consideración las favorables condiciones socio políticas y economías internas que Panamá tiene con cierto grado de certidumbre para el futuro. Esto antes mencionado fundamente el hecho de que Panamá puede alcanzar un mayor crecimiento económico, respecto al crecimiento histórico.

Escenario Bajo o Pesimista:

En el escenario bajo se aprecia una disminución en la tendencia de las variables contempladas, en comparación al crecimiento normal de estas, lo cual produce una disminución considerable en el consumo de energía eléctrica.

Este escenario, bajo o pesimista, contempla entre otras causas un retroceso debido a la gran crisis internacional ocurrida en los años 2008-2009, en la cual se vio afectada la economía de Europa y de Estados Unidos, que a su vez afecto a gran parte del mundo y no se puede dejar de resaltar que al día de hoy no se conoce su verdadero impacto.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco





CAPÍTULO 3

EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



CAPÍTULO 3

EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

En esta sección se presenta información, evolución y perspectivas, de las Variables externas al sistema eléctrico, las cuales son la población urbana y rural del país, PIB global y variación del nivel de precios en el país (Inflación). Todos los componentes antes mencionados son esenciales para la evolución del sector eléctrico. Además, se analizan los indicadores del sistema eléctrico nacional, como el precio promedio de la energía eléctrica, ventas de electricidad total, ventas a los sectores de básicos de consumo, las pérdidas de electricidad y el factor de carga del sistema

INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

Datos Demográficos

El Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República de Panamá, ejecuta cada diez años, los respectivos censos nacionales de población y vivienda, en cuyos datos se basan las proyecciones oficiales de población. De los datos censales, el INEC con la ayuda del Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE), componente de la CEPAL desde 1997, realiza las conciliaciones, estimaciones, proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2050.²

En el año 2010, se realizó el último censo de población, el Undécimo Censo de Nacional Población y el VII de Vivienda, del cual se derivan los indicadores demográficos de la estructura y otros aspectos sobresalientes de la población panameña. Los últimos datos censales muestran no solo un cambio estructural de la población, resultante de cambios culturales, sino también de la imprecisión de anteriores premisas demográficas.

De acuerdo a los resultados obtenidos en el último censo, 2010, se pudo observar una disminución en la tasa

² Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE) publica en Internet

(<http://www.cepal.org/estadisticas/>).

de crecimiento poblacional (TPC), pasando de un 2.08% (1990-2000) a un 1.88% (2000-2010), véase Gráfico 3. 1. Según las proyecciones nacionales vigentes, la población panameña se incrementó aproximadamente un millón de habitantes desde el 2000 al 2016 (4,037,043 habitantes), sin embargo, de haberse mantenido el ritmo de crecimiento del milenio pasado el número de habitantes para el año 2016 debió ser más grande.

Otro factor que ha disminuido al pasar de los años es la tasa de natalidad, que paso de 22.7 nacimientos por cada mil habitantes en el 2000 a 18.6 nacimientos por cada mil habitantes

en el 2017 (véase Gráfico 3. 1). Esto nos indica que el ritmo de crecimiento de este milenio es más lento y se encuentra en descenso.

Por lo antes mencionado, se espera que la población panameña crezca a un ritmo de 1.6 por ciento anual, para alcanzar una población total, al 2020 de 4,296,732 habitantes. Esta caída en la fecundidad nacional en conjunto con un saldo neto migratorio registrado también bajo, augura para después del año 2030, TPC aun menores a 1.0% anual, véase Gráfico 3. 1.

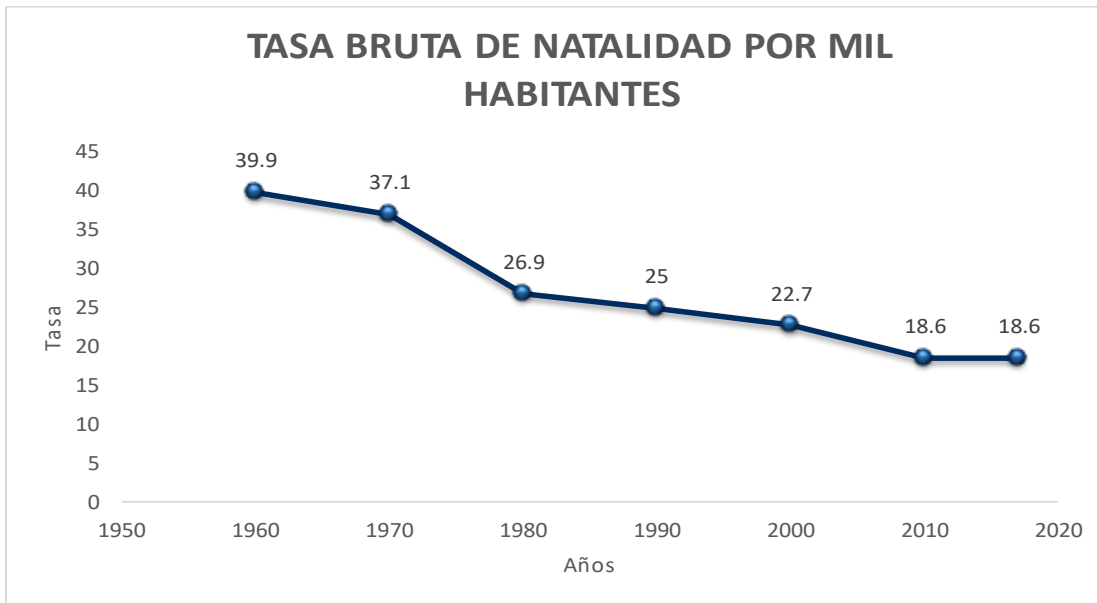


Gráfico 3. 1: Tasa bruta de natalidad [1].

Según proyecciones publicadas por el Instituto de Estadísticas y Censo, basada a su vez en el X Censo Nacional de Población y el Sexto Censo Nacional de Vivienda, la población total de la República, al 1 de

julio de 2010, se estimaba en 3.5 millones de personas, de las cuales se consideraba que el 64.6% (2.26 millones de personas) habitaría en las



áreas urbanas.³ Vale destacar que la Provincia de Panamá, con más de 51% de la población total, posee el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con 90.6%, lo que representa 1,6 millones de personas, equivalentes al 71.8% de la población total urbana del país. Si a esta cantidad le agregamos la población urbana de la provincia de Colon, más de ciento sesenta y seis mil habitantes urbanos. Dado que la ciudad de Colon, conforma con el área urbana de Panamá, la conocida “Región Metropolitana” del país, zona territorial comprende a un 79.7% de la población urbana del país, cerca de 4/5 de ella.

La población urbana se caracteriza por tener una tasa de crecimiento relativamente alta, véase Gráfico 3. 2, producto del desplazamiento histórico de la población del área rural y de inmigrantes de otros países, que casi en su totalidad se asientan en el área metropolitana (Eje del Canal).

En resumen, la población urbana y rural seguirán creciendo, pero su tasa de crecimiento anual viene cayendo, condicionada por los cambios demográficos de un país urbano, como es la menor cantidad de hijos por familia, por ende, la población total viene creciendo cada vez más lentamente.

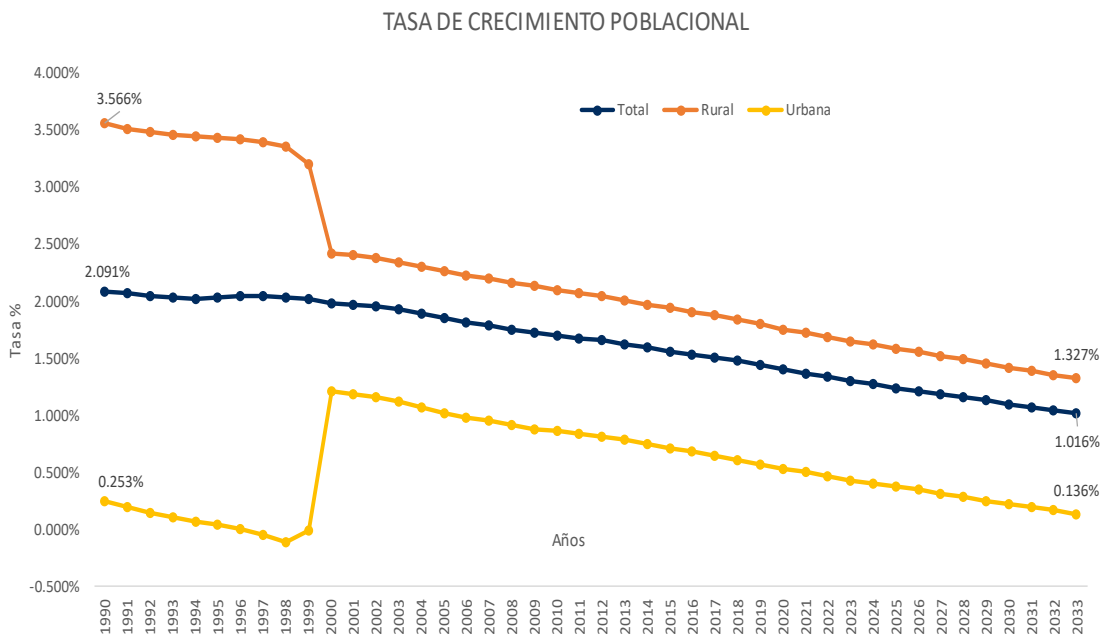


Gráfico 3. 2: Tasas de Crecimiento Poblacional [7].

³ Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, Urbana- Rural en la República de Panamá, por Provincia, Comarca Indígena, según Sexo y Grupos de

Edad: Años 2000-2010 Boletín N° 11, de marzo del 2007.



En general, la tendencia predominante es a profundizar la carga poblacional en las áreas urbanas, véase Gráfico 3. Este comportamiento obedece, tanto a la migración extranjera de los

últimos tres años, así como a la migración interna, campo-ciudad, como a los avances de urbanización, propios del desarrollo económico del país.

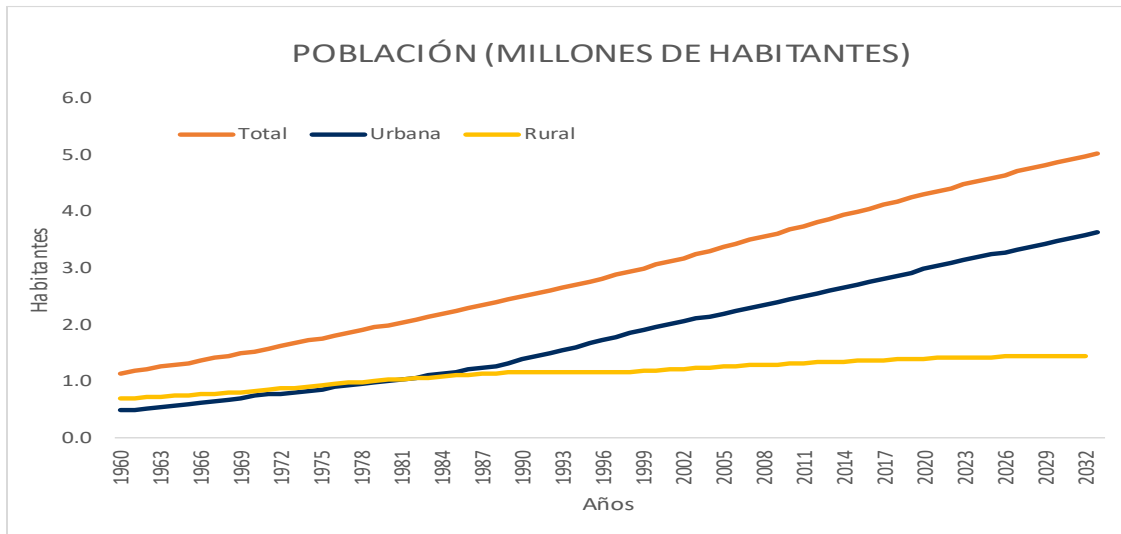


Gráfico 3. 3: Población (Millones de Habitantes) [7].

Inflación

Hasta mediados del 2004, la paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano, le había permitido a Panamá mantener una baja inflación. Históricamente este indicador había fluctuado alrededor del 1%. Tanto que a la inversa de lo que sucedía en la mayor parte de los países de la región latinoamericana, en Panamá se registraron largos periodos de tiempo

(1985-2005), con tasas de inflación, que en su máximo no superaron cambios mayores al 1.5%, para una tasa de crecimiento promedio del nivel de precios de solo 0.9% anual.

En cambio, en correspondencia al periodo de crecimiento económico sostenido que el país tuvo en los años 2007-2014⁴, la inflación se manifiesta con una tasa promedio anual de

⁴ De acuerdo al Índice de Precios al Consumidor base 1987, empalmadas con las series base 2002 y 2013, publicadas por el Instituto de Nacional de Estadística y Censo,

dependencia de la Contraloría General de la República.



4.38%, magnitud de dígitos solo alcanzados tan atrás en el tiempo, como en el año 1982.

Del 2015, en adelante, se vuelven a registros de inflación, menores a un dígito porcentual, de 0.19%, 0.68% y 0.89%. Con lo que se espera haya

terminado el anterior ciclo, de altos incrementos de precios, para volver a una senda de precios relativamente estable, como se tuvo por más de dos décadas 1982-2005. La inflación promedio anual para el año 2018, alcanzó un valor de 0.76%.

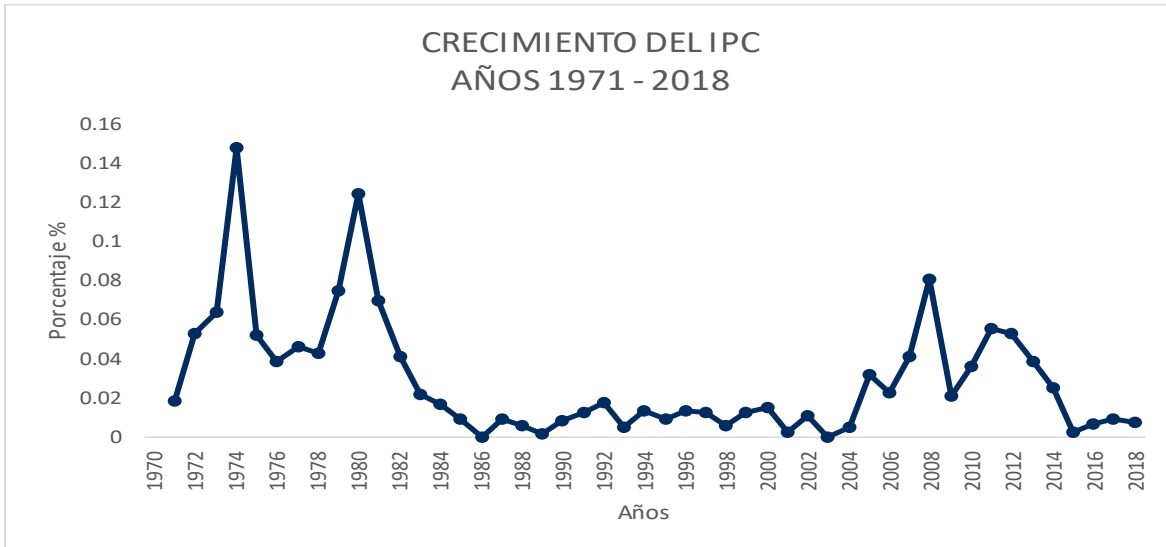


Gráfico 3. 4: Crecimiento del IPC [11].

El Gráfico 3. 4, muestra etapas muy definidas del efecto inflacionario en la economía nacional, una primera etapa de alta inflación, años 1970 - 1980. La etapa siguiente, que cubre casi dos décadas, 1985-2004, donde el efecto del incremento del nivel de precios fue casi imperceptible, de 1.1%, durante toda la etapa. Seguida de una etapa, 2005-2014, caracterizada por algunos registros de inflación elevados, para

un promedio del periodo de 4.05%. En los últimos años, 2015-2018, los índices de precios han regresado a niveles menores de 1%, que esperamos sea el inicio de una nueva y larga etapa de baja inflación.



Poder Adquisitivo

El poder adquisitivo (PA) es un indicador económico, utilizado para comparar de una manera realista el nivel de vida, entre diferentes periodos, regiones o entre distintos países, valorando el Producto Interno Bruto per Cápita en términos del coste de vida en cada país. Entendiendo por coste de vida, el nivel de la inflación. O, en su defecto, Poder adquisitivo (PA), o sea el monto de valor de un bien o un servicio comparado al monto pagado. Si el ingreso monetario se mantiene igual, pero aumenta el nivel

de precios, el poder adquisitivo de tal ingreso baja.

La inflación no implica siempre un poder adquisitivo que cae con respecto al ingreso real recibido, pues el ingreso monetario puede aumentar más rápido que la inflación. Por definición, el poder adquisitivo de un dólar decrece a la vez que el nivel general de precios aumenta.

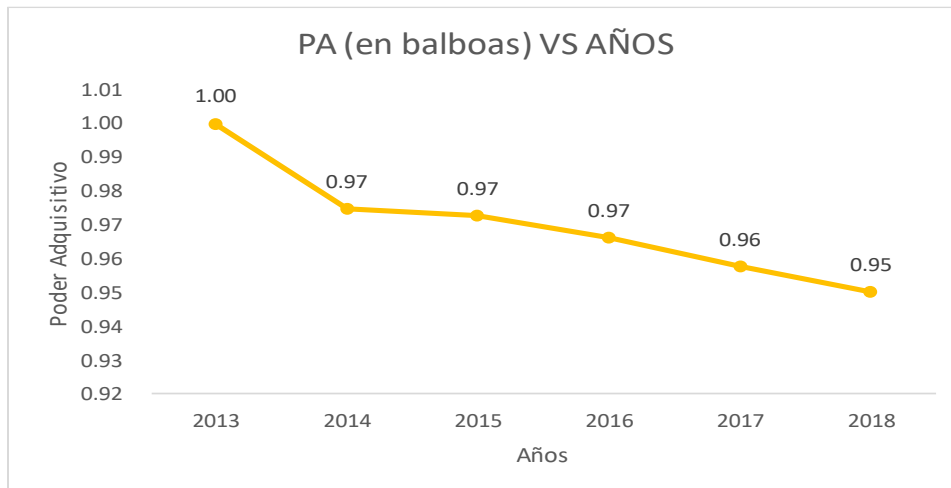


Gráfico 3. 5: Poder Adquisitivo [11].

En el Gráfico 3. 5, se puede apreciar que desde el año 2013 a al 2018 el poder adquisitivo del consumidor nacional se ha reducido en un 5 %. Lo que, en otras palabras, significa que 100 Balboas en el año 2018, solo compran una cantidad de bienes por un valor noventa y cinco Balboas, de la misma calidad de los que se compraban en el año 2013.

Es necesario mencionar, que el efecto inflacionario total en Panamá, no puede ser representado únicamente por la variación del IPC, ya que por otro lado la paridad de nuestra moneda con el Dólar estadounidense, esconde la caída adicional del poder adquisitivo de compra de nuestra economía, con respecto a sus compras en Sur América, Europa y



Oriente. Consecuente con los términos de intercambio, los cuales son dependientes de la depreciación y vaivenes de la moneda norteamericana, la cual ha estado variando anualmente su cotización en los últimos años con respecto a divisas

fuertes como el Euro, el Yen y el Dólar (hasta un -50% en algunos casos). Por consiguiente, el costo de compra de las mercancías y bienes importados para los panameños es más oneroso de lo que indica únicamente el parámetro del IPC.

Producto Interno Bruto

La evolución histórica del PIB en los últimos 18 años muestra en general un crecimiento estable (véase Gráfico 3. 6), con un parámetro crecimiento anual sostenido en el periodo de 6.73%, en el cual se observan pequeños periodos de contracción. Es importante señalar que las tasas de crecimiento promedio obtenidas en los últimos años son significativas, por ejemplo, en el periodo 2005 -2013, se sitúan en un 8.59% anual. En la cual, si se exceptúa el cambio anual 2008-2009, se tienen dos periodos de crecimiento, 2003-2008, reflejo una de crecimiento sostenido de 8.28% y el periodo 2010-2013 de 9.07%, con lo cual, la economía nacional retorno a la zona de excelentes perspectivas.

Durante los años 2013 al 2018, el PIB alcanzó registros más bajos de crecimiento, pero todavía dentro los niveles de crecimiento. Para el año 2013 fue de 6.61 %, el año 2014 el PIB

cayó a 6.05%, el año 2015 el registro alcanzado fue de 5.78%, en el año 2016 cayó a 4.87%, el año 2017 cuenta con un registro de 2.63% y por último en el 2018 alcanzó un valor de 3.72, para un promedio anual de 4.94% (véase Gráfico 3. 6). Que, de mantenerse como un parámetro sostenido, permitiría, que, en términos reales, el nivel alcanzado de la economía nacional, en 2018, se duplique, en un lapso de 12 años, o sea para el año 2030.

A pesar del bajo incremento alcanzado en el 2018 de 3.72%, se espera que para los próximos años este aumente hasta en 6%, debido, al impulso que puedan generar proyectos como la mina Cobre Panamá, Centro de convenciones Amador, Puerto de Corozal, Terminal de Gas (GTPP).

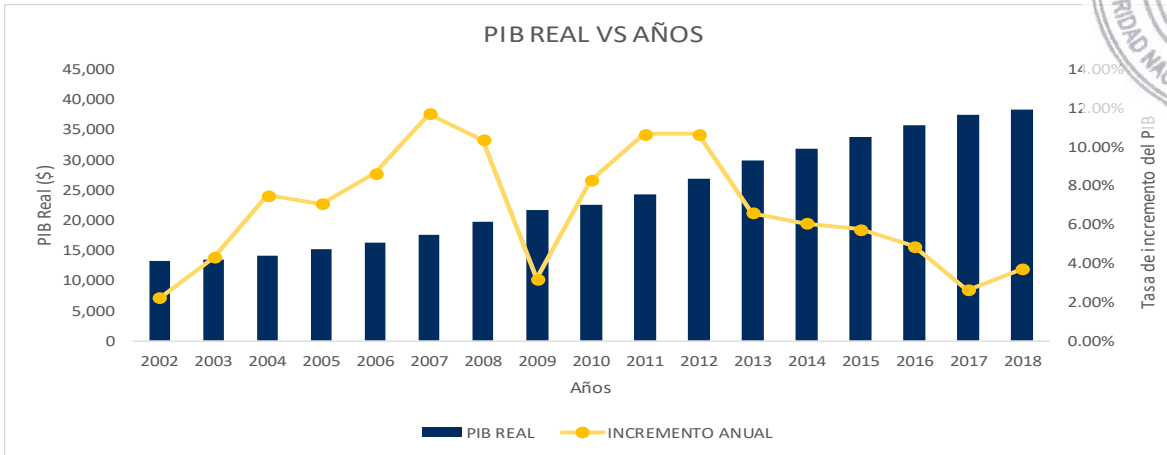


Gráfico 3. 6: PIB real y tasa de aumento anual [10].

INDICADORES ELÉCTRICOS

A continuación, se presentan datos históricos, situación actual, comentarios y perspectivas de algunas de las principales variables del sector eléctrico, importantes para definir las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

Consumo de Energía Eléctrica Total GWH

Históricamente, el consumo eléctrico de Panamá ha estado correlacionado con la economía del país. Luego de realizar una estadística de relación lineal entre estos valores podemos

observar el coeficiente de correlación es mayor a uno, lo que indica una correlación directa o positiva, por ende, existe una fuerza de asociación entre estos valores, véase Tabla 3. 1.

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0.998
Coefficiente de determinación R ²	0.995
R ² ajustado	0.995
Error típico	131.295
Observaciones	17

Tabla 3. 1: Registros históricos.

Se debe mencionar que a partir del 2006 se tiene un incremento mayor en la tendencia del crecimiento del PIB, mientras la demanda eléctrica es levemente menos espectacular. Además, se destacan, los últimos años, 2010 en adelante, donde se

produce nacionalmente más producto versus unidad de electricidad consumida en el país, o en otras palabras se ha incrementado la productividad del país con respecto al insumo eléctrico, véase Gráfico 3. 7.

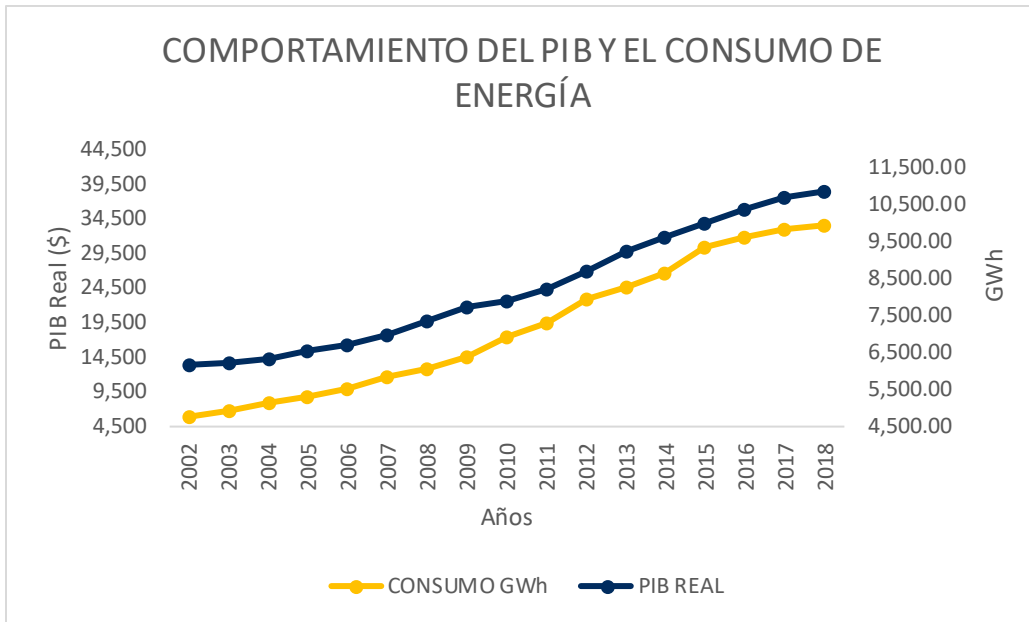


Gráfico 3. 7: PIB y Consumo Total De Energía Eléctrica [4, 10].



Sistema Eléctrico Nacional

Balance Eléctrico

A continuación, se presentan las ecuaciones de balance energético usadas para relacionar los diferentes indicadores eléctricos:

Oferta

Energía Eléctrica Disponible = Generación Bruta Autoconsumo + Importaciones – Exportaciones

Generación Neta = Generación Bruta – Autoconsumo

Demanda

Demanda de energía eléctrica = Ventas de energía eléctrica + pérdidas de energía eléctrica

Ventas de energía eléctrica = Consumo de energía eléctrica

Balance

Energía eléctrica disponible = Demanda de energía eléctrica

La participación porcentual promedio (2001-2018) de los principales sectores, indica que se mantiene la estructura de los últimos cinco años, en donde el 48% de la energía eléctrica que se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 52% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en el siguiente Gráfico 3. 8.

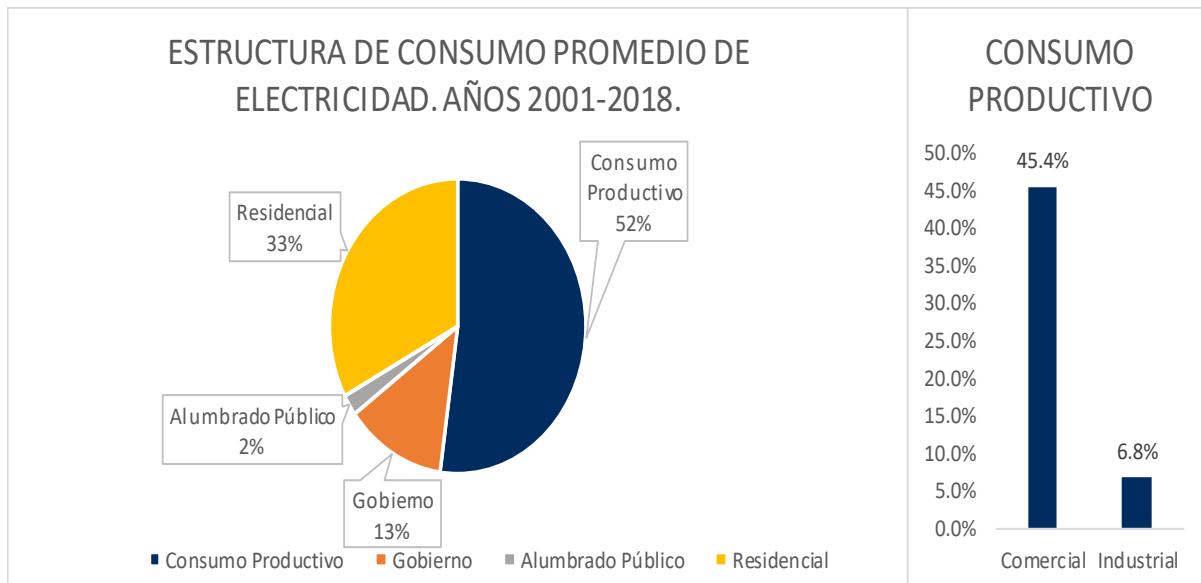


Gráfico 3. 8: Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – AÑOS 2001 -2018 [4].

Potencia Eléctrica del Sistema

Al fin del año 2018, la potencia eléctrica Instalada del Sistema Interconectado en Panamá, sin considerar las instalaciones de ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 3,036.148 MW, mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, alcanzó un parámetro de 1,665.0 MW.

La generación neta de energía eléctrica en el 2018 fue de 10,783 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica fueron de 8,588 GWh.

Demanda Máxima

Tanto en la Tabla 3. 2, como en el

Gráfico 3. 9 , se muestra el constante incremento de la demanda máxima del sistema eléctrico panameño DMG, registrándose incrementos porcentuales anuales sostenidos, no menores de 3.94%. Es muy importante mencionar que se destacándose dos periodos, bien definidos, de 1970-1979 con tasa de 8.33%, la cual ha sido el periodo con mayor tasa de incremento anual y los últimos nueve años 2010-2018, con una tasa de crecimiento anual sostenida de 3.94%, presentando la tasa de incremento anual más baja.

Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño				
Periodos	Max (MW)	Total (MW)	Incremento	
			Promedio (MW)	Anual (%)
1970 - 1979	285.4	147	16	8.33%
1980 - 1989	474.8	141	16	4.30%
1990 - 1999	754.5	290	32	5.54%
2000 - 2009	1153.99	377	42	4.49%
2010 - 2018	1665	443	49	3.94%

Tabla 3. 2: Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño – DMG [6].

Al ver la Tabla 3. 2, podemos ver como se incrementa la demanda anual exigida por el SIN, pasando de aproximadamente 16 MW a 49 MW, en 30 años. En especial en los últimos 18 años, correspondientes a los

periodos 1999 –2000 y 2000-2018, en que se enmarca el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, en el cual, la DMG ha estado creciendo en un promedio anual de

aproximadamente 41 MW, con un mayor peso de los últimos cinco años.

La década anterior 2000-2009, la DMG creció a una tasa de 4.49%, aproximadamente 42 MW por año. Mientras que en los últimos nueve años 2010-2018, la demanda creció 3.94% anual sostenido, equivalente a un incremento anual de 49 MW por

año. Destacándose, los registros del periodo anual 2012-2011, en donde la DMG creció 99.81 MW y el periodo anual 2015-2014 en que la DMG creció, 108.54 MW. Para crecimientos porcentuales de 8 y 7%, respectivamente.

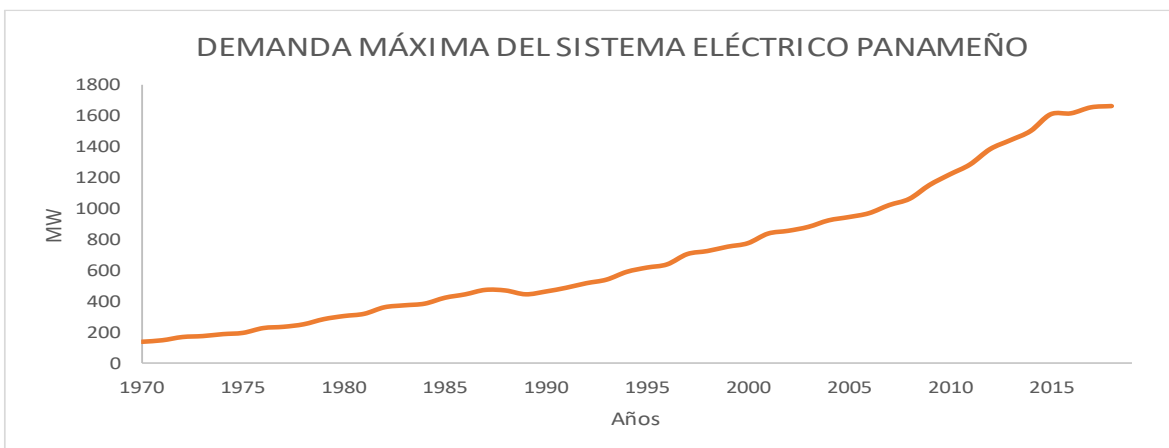


Gráfico 3.9: Demanda Máxima Del Sistema Eléctrico Panameño – DMG [6].

Las magnitudes de crecimiento del DMG, en estos años puntuales (2011-2012 y 2014-2015), deberán ser explicados por la incorporación simultánea de grandes proyectos inmobiliarios, y de la expansión y construcción de centros comerciales en la ciudad de Panamá. Práctica, que fue transferida a otras áreas del país, con la construcción de complejos comerciales en las principales ciudades del País.

Por otro lado, la oferta del SIN fue presionado por la entrada en operación de la capacidad máxima de

dos mega proyectos estatales, primera etapa de la Planta de Tratamientos de Aguas Residuales (PTAR) y bombas conexas y de la operación a su máximo de la Línea 1 del Metro de Panamá.

Se espera que para los próximos años la demanda continúe incrementado, ya que, contaremos con un incremento en la población, incrementos en el PIB manteniendo tasas hasta de 6% y más mega proyectos como, Líneas del metro, Panamá Colón Container Port, Expansión del aeropuerto, entre otros.



Factor de Carga (FC)

El factor de carga (FC) eléctrico, representa la relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo y la carga máxima registrada en dicho periodo.

En otras palabras, El factor de carga es una medida que nos indica que tanto se utiliza la energía eléctrica o la eficiencia en el uso de la energía

eléctrica. Este valor se encuentra siempre en un intervalo de 0 a 1, en donde siempre se busca estar cerca o más próximo al uno, ya que esto nos indica que se tiene un uso más eficiente de la energía eléctrica.

A continuación, se puede apreciar la fórmula para calcularla.

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Energía Eléctrica Disponible} * 1000}{\text{DMG} * 8760\text{h}}$$

El FC de un sistema eléctrico depende de los tipos de consumo que este presenta, usualmente para sistemas con mayores cargas comerciales e industriales, se obtienen mejores valores de FC. Por lo antes mencionado, el FC tiene un rol muy importante ya que este tiene una relación muy cercana a la Tarifa de energía eléctrica. Una de las causas que afecta la tarifa de la energía, es el uso de forma irregular o intermitencia

de la energía eléctrica por parte de los consumidores finales, en otras palabras, los problemas son los picos de demanda, esto conlleva a que se tenga que utilizar generación térmica para cubrir estos picos, encareciendo la tarifa. También se debe contemplar la intermitencia de las plantas solares y eólicas. En el Gráfico 3. 10, se puede apreciar que al incrementarse el FC, disminuye la Tarifa media.

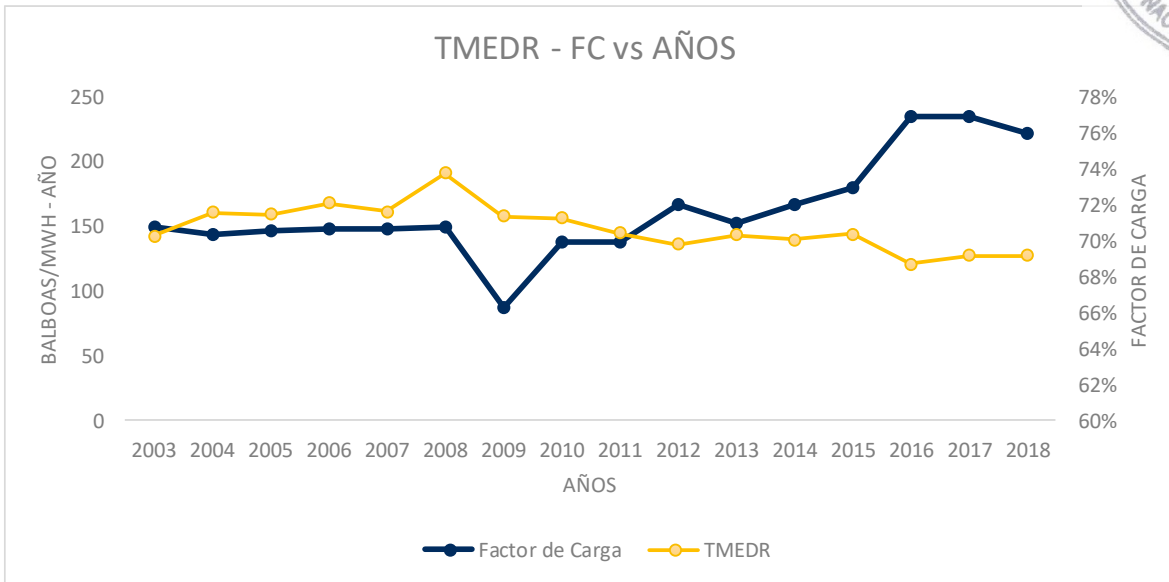


Gráfico 3. 10: Tarifa Media Real y Factor de Carga [6].

De acuerdo a los registros históricos anuales del sistema eléctrico nacional, el FC del SIN mantuvo una estabilidad consistente a través del tiempo, véase Gráfico 3. 11, para una variación promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.10%. En un sistema eléctrico en que el consumo residencial, históricamente representó el 26%, evolución, que estuvo asociada a tradicionales patrones de consumo de la energía eléctrica de la sociedad panameña, la cual recibió durante ese periodo, escasas e ineficaces señales de

precios que incentivaran formas de consumo más eficientes.

A partir de la restructuración de la prestación del servicio público de electricidad en Panamá, periodo que se inicia formalmente a partir del año 1999, el FC ajustado del sistema integrado tuvo leves incrementos, alcanzando en los primeros diez años 1999-2008 un factor máximo de 70.8 %. para el año 2007, con un factor promedio 70.2 %, para el periodo de diez años, con una variación promedio anual creciente de 0.5%.



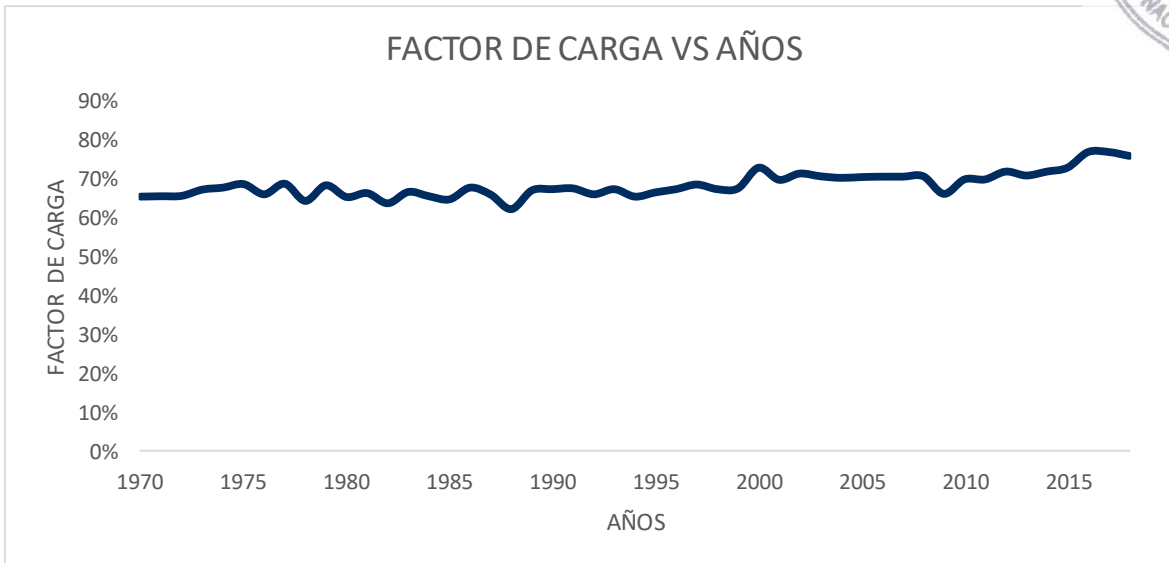


Gráfico 3. 11: Factor de Carga 1970-2018 [6].

En el periodo comprendido del 2001-2008 el factor de carga mantuvo una estabilidad relativa de 70.2 %, pero en los años 2009 y 2010, el FC registró una importante, disminución con valores de 68.7%, y 68.9%. Regresando del comportamiento errático en los años subsiguientes 2011-2015 a registros promedios normales de 70.3 %, 70.7 % 71.0 % y 71.5 %, respectivamente.

En una primera etapa, 2001-2006 el FC tuvo una tasa anual sostenida de 0.7%, para un valor promedio del periodo de 70.0 %. En cambio, el periodo posterior 2007-2012, resulto en un crecimiento más lento del parámetro, con 0.2% de crecimiento anual, pero con un valor promedio del parámetro de 70.3 %, aun con el retroceso del parámetro en los años 2009-2010.



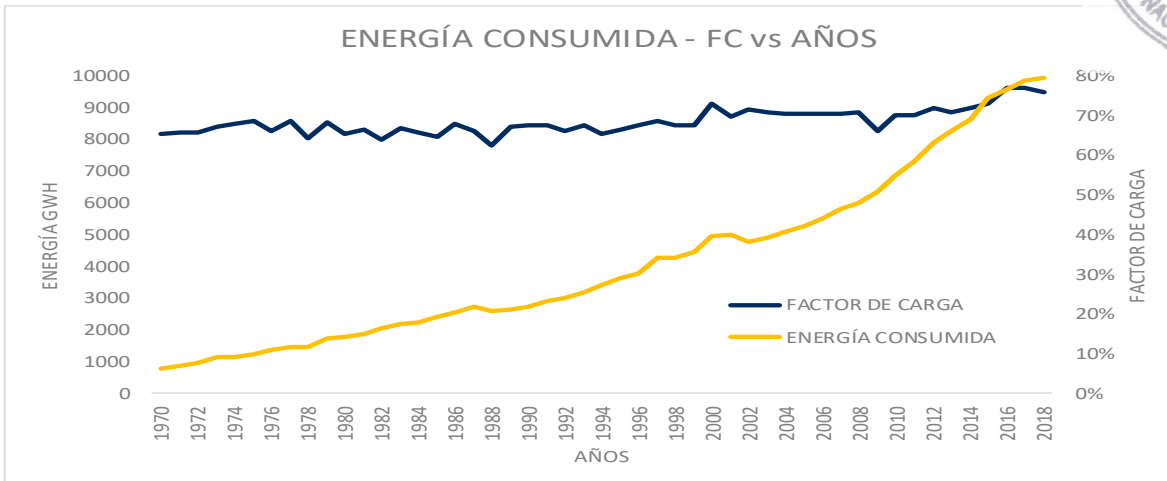


Gráfico 3. 12: Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible [6].

Es importante señalar que esta involución o comportamiento irregular o inestable que mostró el FC, específicamente del año 2007 al 2010, está asociado probablemente a variables tales, como la mayor penetración del servicio eléctrico, dirigido a grupos sociales no viables. Situación consecuente con la integración de subsistemas eléctricos aislados y del servicio a nuevas aéreas suburbanas, alejadas de los actuales centros de distribución. Áreas caracterizadas por consumos bajos, lo cual implica incrementos en la potencia, sin un respectivo incremento significativo en el consumo de electricidad, características intrínsecas, de esta nueva población integrada.

Adicionalmente, la disminución paulatina del consumo del sector industrial en la energía total y en su participación a la demanda máxima,

en consideración a las actuales características de operación de nuestro sector de manufactura, contribuyeron a desmejorar el parámetro global del FC.

Por último, a evolución del parámetro FC, a lo largo de los años 2011–2018, muestra una tendencia al incremento anual del FC. Análisis, que indica un uso más eficiente del consumo eléctrico con respecto a los años anteriores, debido, posiblemente al ligero aumento en estos años de la actividad manufacturera ligera y a la mejor utilización del consumo de los otros sectores básicos de consumo: residencial, comercial y oficial, consecuente con posibles repuestas a señales tarifarias de la electricidad, a la implementación obligatoria de planes de conservación y ahorro energético y a una mejor gestión de la distribución eléctrica específicamente en el sector residencial.

Pérdidas de Energía Eléctrica

El hecho de que cada persona cuente con energía eléctrica en sus casa, trabajos, empresas y negocios, implica un proceso de producción, transmisión y distribución de energía

eléctrica ver Figura 3. 1, muy importante mencionar que, en el caso de Panamá, se cuentan con participantes diferente para cada punto antes mencionado.

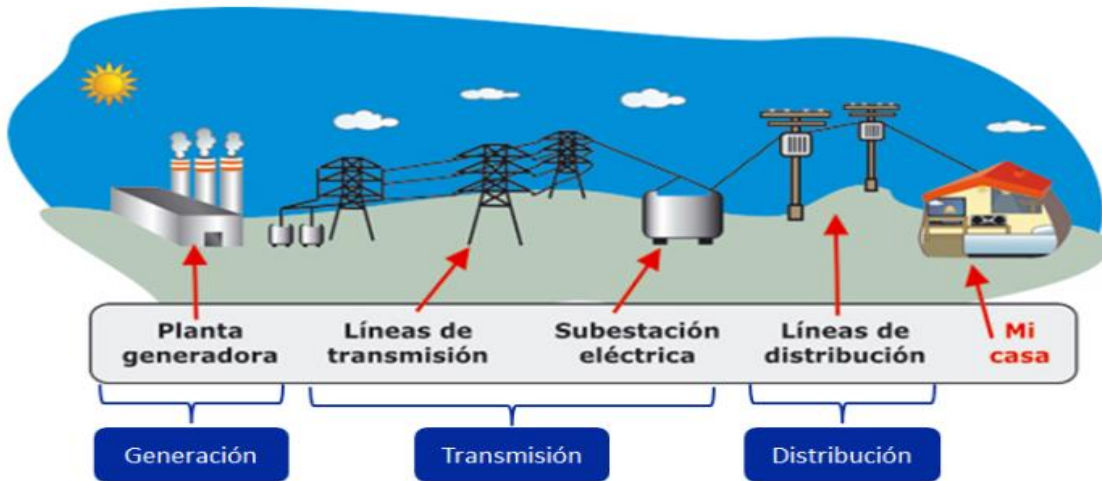


Figura 3. 1: Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica ⁵.

Una vez se produce la energía eléctrica, para llevarla de un punto a otro, se utilizan largas líneas de transmisión, las cuales, con otros equipos, conforman la red de transmisión. En Panamá se cuentan con tres líneas de transmisión. Como en todo tipo de transporte se puede producir pérdidas, definitivamente el transporte de energía eléctrica también cuenta con pérdidas, a estas

se les conoce como Perdidas de Energía Eléctrica y se clasifican en dos tipos, pérdidas técnicas y perdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas, estas asociadas a las características de la red de transmisión, ya que estas son producidas en los transformadores, conductores y equipos eléctricos. Por otro lado, las pérdidas no técnicas, son las que están asociadas a

⁵ Figura utilizada de la página Web de Gestión Energía MiPyMEs. <http://www.gestionaenergia.cl/mipymes/mercado-energetico/>

ineficiencias administrativas y comerciales como, por ejemplo, error en facturación y la más común, conexiones ilegales.

Las pérdidas en transmisión (PT) son menores a las de pérdidas en distribución (PD), esto se debe a los

distintos niveles de tensión que se manejan y también a la topología o configuración de los circuitos. En los últimos 10 años las PD, alcanzaron valores hasta de 14.2%, mientras que las PT alcanzaron valores de 3.7%, véase Gráfico 3. 13.

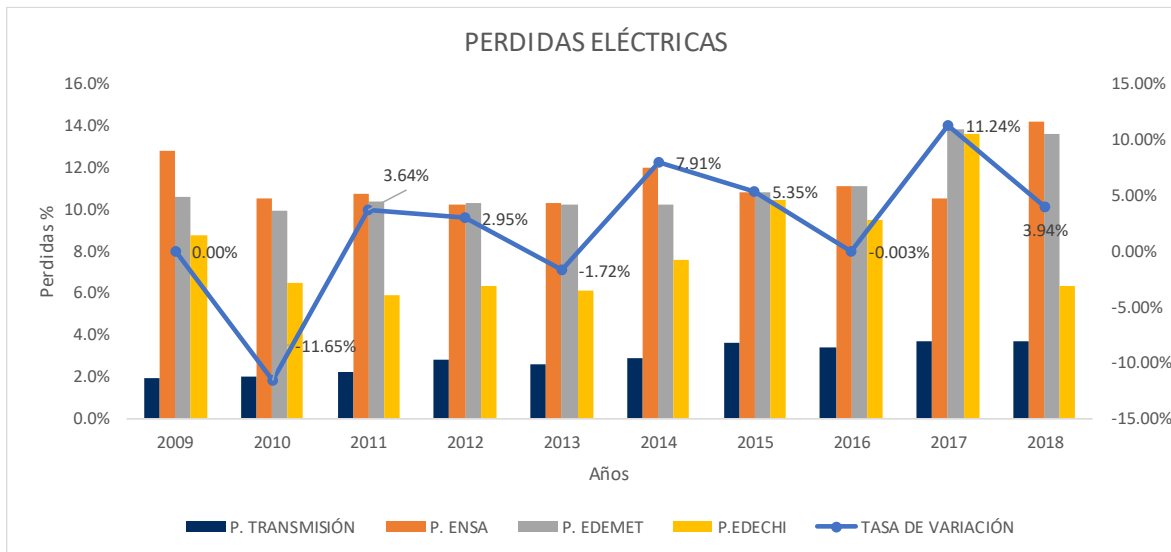


Gráfico 3. 13: Perdidas Eléctricas [4].

Como se aprecia en el Gráfico 3. 14, las pérdidas a través de los últimos años han tenido tasas de incremento interanual hasta de un 11.24%, además, se han presentado tasas interanuales de decrementos de un 11.65%. Para el año 2018 las pérdidas tuvieron un incremento del 3.94%, en comparación con el año 2017, en donde estas alcanzaron un valor de 11.24%, esto es positivo, ya que, a pesar del incremento en la demanda,

las pérdidas no aumentaron de forma precipitada.

En Panamá, las pérdidas totales del sistema, las comprende la suma de las pérdidas de transmisión y las pérdidas de distribución. En los últimos 10 años, la pérdida total se ha incrementado en una tasa promedio de 2.17%, véase Gráfico 3. 14. Para el 2018, las pérdidas totales alcanzaron un valor de 16.8%.



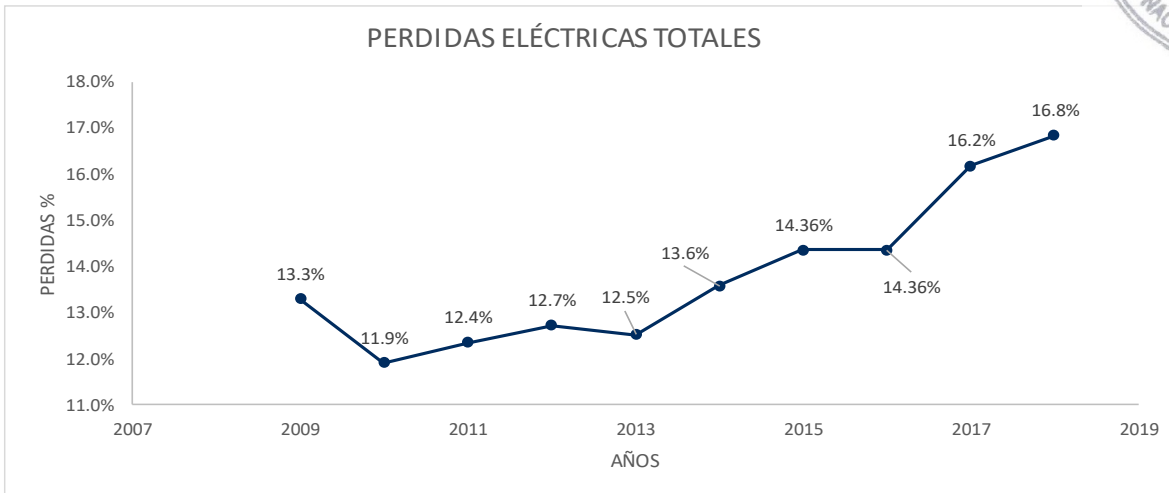


Gráfico 3. 14: Pérdidas Totales del sistema 2009 – 2018 [4].

Este aumento en las PTT, se deben a la incorporación de la nueva capacidad de generación renovable, lo que originó un incremento sustancial en el flujo eléctrico.

parámetro de más de 30%, registrado al inicio de la década del 2000 a un parámetro de 16.8% en el año 2018.

A pesar de que las pérdidas en los últimos años han aumentado lentamente, hay que resaltar los avances obtenidos en la gestión de las pérdidas del sistema, con respecto a las ventas de energía se pasó de un



Precios de la Energía Eléctrica

La percepción general y permanente del consumidor residencial y en menor cuantía de los consumidores industriales y comerciales, del sistema eléctrico de Panamá, es que reciben una “energía eléctrica onerosa”. Pero en realidad el precio promedio real de la electricidad, pagada por los consumidores en Panamá se ha mantenido relativamente estable por largos periodos de tiempo, y aún más el precio real promedio, pagado en el año 2011, fue menor al precio pagado por este mismo consumidor, en el año 2003.

El servicio eléctrico, a precios corrientes, medido como la facturación total entre el total de kWh vendidos, paso de 29.3 \$/MWh, en el año 1970 a 196.2 \$/MWh en el año 2015, reflejando un crecimiento de solo 4.1%, o sea una tasa anual sostenida, en un periodo de 45 años. En el año 2016, el usuario pagó un precio corriente de solo 15.8 centésimos de Balboas por kWh consumido, una caída del 20 % con respecto al 2015, gracias a la estrepitosa caída del crudo de petróleo.

La evolución de los precios de la electricidad, pagados por los consumidores nacionales del año 1970, a la fecha se pueden separar en tres etapas bien diferenciadas, una primera etapa, años 1970 -1984, catorce años en que el precio de la electricidad se incrementó de 2.93 cent/kWh a 12.54 cent/kWh, un

incremento anual de 11%. Periodo enmarcado, dentro de las dos primeras crisis del petróleo, años 1973 y 1979.

Una segunda etapa en donde los precios estuvieron estabilizados, años 1985-2003, 15 años en que el promedio de precios fue de 11.39 cent/kWh, con una variación anual sostenida durante este periodo de -0.24%. Una tercera etapa, años 2003-2018, en que el precio varió anualmente 1.97% con tres sub-etapas bien diferenciadas. Por conveniencia del análisis, esta etapa se examina en mayor detalle.

La evolución de los precios corrientes entre los años 2003 y 2018, muestra a su vez tres sub-etapas bien marcadas, la primera comprendida por los años 2003 – 2008, con precios crecientes de la electricidad, en donde el precio se incrementa en forma sostenida anual por 10.9%, pasando de 10.98 centavos por kWh en el año 2003 a 19.4 cent/kWh, en el año 2008. Mientras en la sub- etapa subsiguiente, años 2009-2012 el precio cae en -0.9% anualmente alcanzando un precio de 16.2 cent/kWh en el 2012. En la última sub-etapa, años 2013 -2015, el precio promedio de la electricidad tuvo un repunte, alcanzando en el año 2015 el precio tope de 19.62 cent/kWh, o sea una tasa de crecimiento en estos tres años de 5%.

En los tres últimos años, 2016-2018, se marca una nueva tendencia de precio de la electricidad, por disminución de los precios de los combustibles de la generación térmica, derivada del derrumbe de los precios internacionales del crudo de petróleo. Lo cual, se reflejó, en una caída del precio corriente de la electricidad, en el año 2016 de 20.5%

con respecto al precio logrado en el 2015, de 19.6 cent/kWh. En el año 2017, el precio promedio de ventas de la electricidad, se vuelve a incrementar a 16.40 cent/ kWh y por último se presentó una pequeña disminución para el 2018 en donde el precio fue de 16.35 cent/KWh.

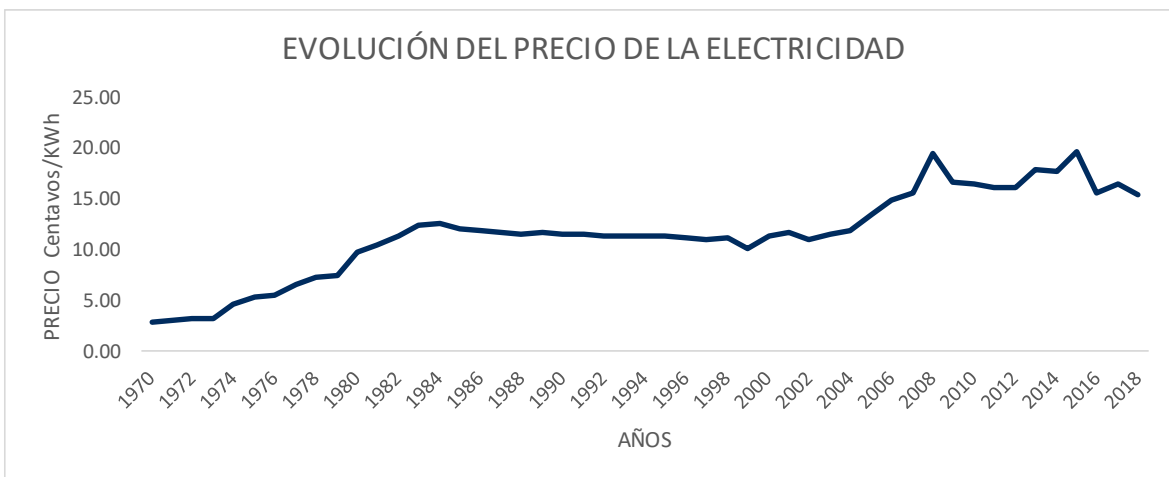


Gráfico 3. 15: Evolución del precio de la electricidad, 1970-2018 [4].



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco





CAPÍTULO 4

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 4

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

En esta sección se presentan las variables globales o explicativas necesitadas por el modelo ME-SIProDe, para realiza las estimaciones o proyecciones de la demanda eléctrica. Además, se presentarán las consideraciones y modelos utilizados para cada variable dependiente proyectada, que contribuyeron para la proyección de la demanda total del país.

VARIABLES GLOBALES

Las variables globales, no son más que las variables explicativas que utiliza el modelo Me-SIProDe. Estas variables son los indicadores socioeconómicos de Panamá, que se correlacionan con la demanda de

energía eléctrica. Las variables globales son de suma importancia, ya que, ellas condicionan los resultados de las variables calculadas por el programa, como, por ejemplo, las ventas de las distribuidoras.

Producto Interno Bruto (PIB)

Para la proyección del producto interno bruto, se utilizó la información presente en la Página del INEC, la cual, se encontró de forma trimestral a precios constantes de comprador base 2007 (millones de dólares), véase Tabla 4. 1. Para utilizar estos

valores en el ME-SIProDe, se tuvo que pasar sus datos trimestrales a datos mensuales, para ello se utilizó el comportamiento mensual del IMAE, este último también se obtuvo del INEC.

AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA	INCREMENTO ANUAL
2002	B/. 13,561.92	2.23%
2003	B/. 14,147.48	4.32%
2004	B/. 15,210.95	7.52%
2005	B/. 16,287.64	7.08%
2006	B/. 17,696.85	8.65%
2007	B/. 19,771.78	11.72%
2008	B/. 21,822.64	10.37%
2009	B/. 22,520.68	3.20%
2010	B/. 24,389.27	8.30%
2011	B/. 26,995.30	10.69%
2012	B/. 29,876.28	10.67%
2013	B/. 31,851.88	6.61%
2014	B/. 33,779.92	6.05%
2015	B/. 35,731.55	5.78%
2016	B/. 37,471.72	4.87%
2017	B/. 38,456.83	2.63%
2018	B/. 39,887.62	3.72%

Tabla 4. 1: Registros históricos del PIB.

Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Moderado

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 1), en el caso referencia o moderado, se utilizó un modelo tendencial, en este, nosotros le indicamos la tendencia mensual de incremento. Para esta, utilizamos la

estimación propuesta por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), la cual indico que Panamá crecería alrededor de un 5.6% interanual, véase Tabla 4. 2.

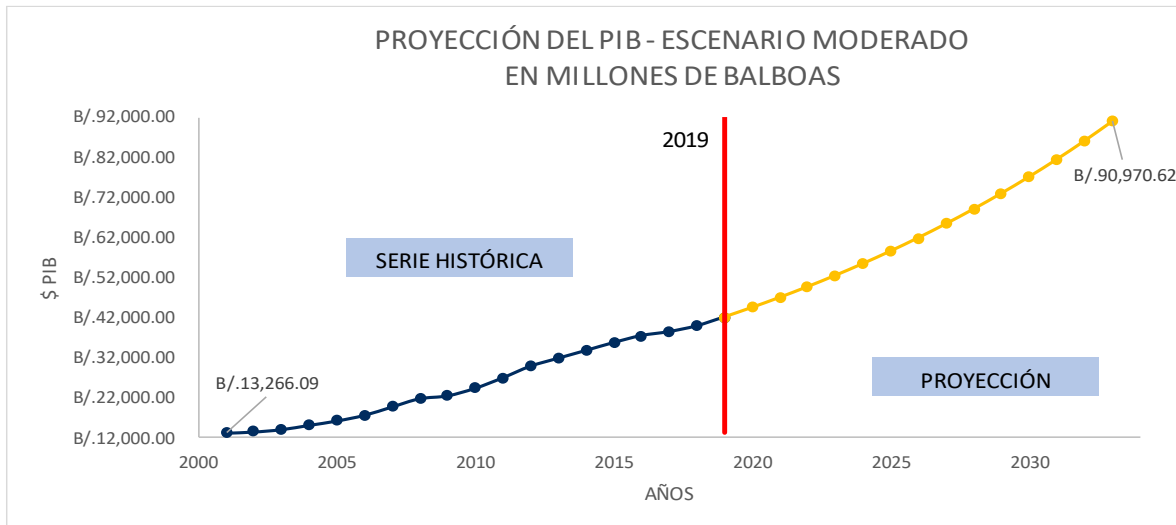


Gráfico 4. 1: Proyección del PIB – Escenario Moderado.

ESCENARIO MODERADO			
AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	42,077.26	5.49%
2020	B/.	44,459.60	5.66%
2021	B/.	46,976.86	5.66%
2022	B/.	49,636.58	5.66%
2023	B/.	52,446.93	5.66%
2024	B/.	55,416.39	5.66%
2025	B/.	58,553.96	5.66%
2026	B/.	61,869.17	5.66%
2027	B/.	65,372.12	5.66%
2028	B/.	69,073.37	5.66%
2029	B/.	72,984.18	5.66%
2030	B/.	77,116.42	5.66%
2031	B/.	81,482.60	5.66%
2032	B/.	86,096.00	5.66%
2033	B/.	90,970.62	5.66%

Tabla 4. 2: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario moderado.

Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Pesimista

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 2), en el escenario pesimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo al paso del tiempo mediante la utilización de un modelo lineal. Con

este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 3.43%, ver Tabla 4. 3, aproximado al valor obtenido al año 2018 de 3.72%, en donde, se presentó una desaceleración en las actividades económicas del país.

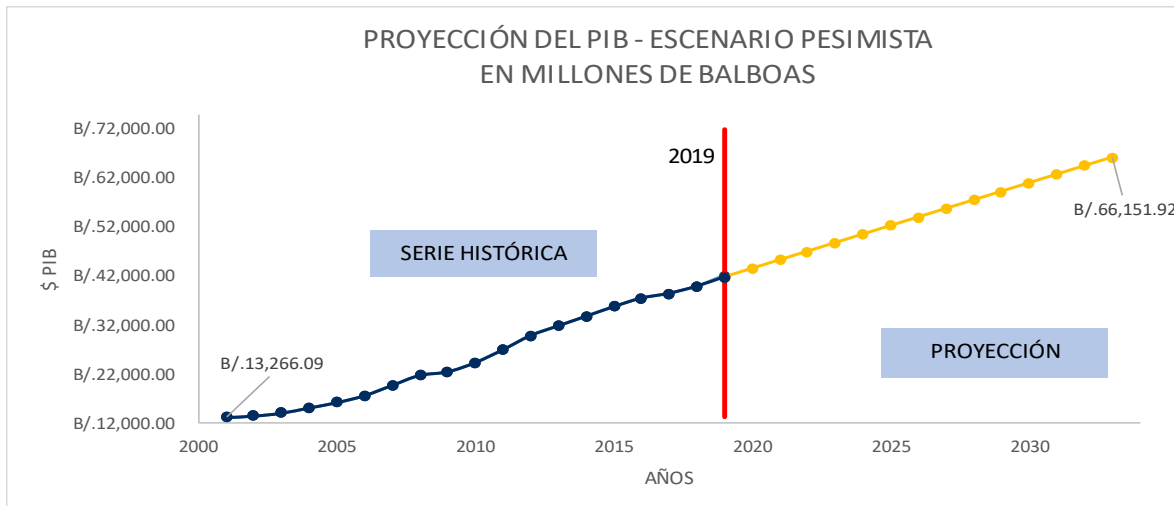


Gráfico 4. 2: Proyección del PIB – Escenario Pesimista.

ESCENARIO PESIMISTA			
AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	41,778.48	4.74%
2020	B/.	43,519.44	4.17%
2021	B/.	45,260.41	4.00%
2022	B/.	47,001.36	3.85%
2023	B/.	48,742.34	3.70%
2024	B/.	50,483.28	3.57%
2025	B/.	52,224.25	3.45%
2026	B/.	53,965.20	3.33%
2027	B/.	55,706.16	3.23%
2028	B/.	57,447.12	3.13%
2029	B/.	59,188.08	3.03%
2030	B/.	60,929.04	2.94%
2031	B/.	62,670.00	2.86%
2032	B/.	64,410.96	2.78%
2033	B/.	66,151.92	2.70%

Tabla 4. 3: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.



Proyección del Producto Interno Bruto – Escenario Optimista

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 3), en el escenario optimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo al paso del tiempo mediante la utilización de un modelo logarítmico.

Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 7.48%, ver Tabla 4. 4. Según estimaciones del Banco Mundial los próximos años Panamá podrá mejorar su desarrollo económico, debido al impulso que pueda causar grandes proyectos.

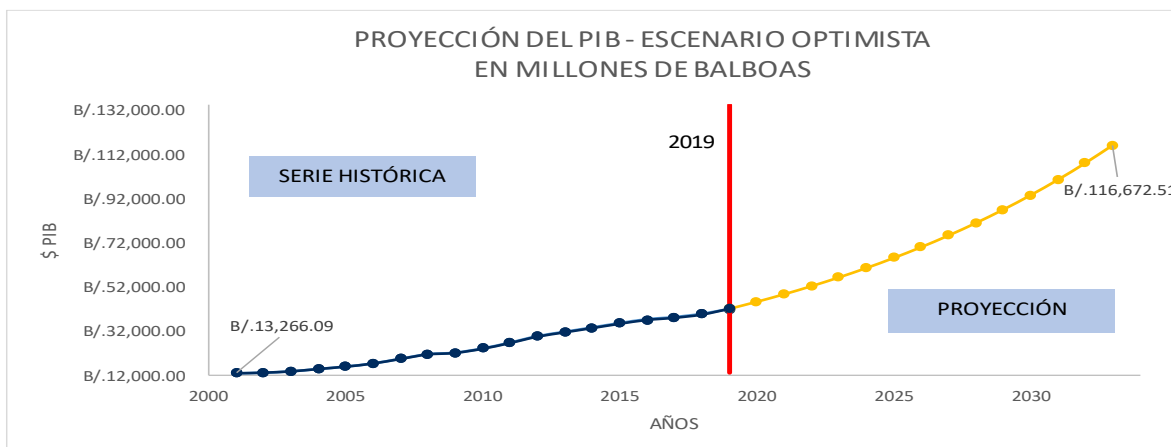


Gráfico 4. 3: Proyección del PIB – Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA			
AÑO	PIB - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	42,472.64	6.48%
2020	B/.	45,651.45	7.48%
2021	B/.	49,068.43	7.48%
2022	B/.	52,741.06	7.48%
2023	B/.	56,688.57	7.48%
2024	B/.	60,931.64	7.48%
2025	B/.	65,492.29	7.48%
2026	B/.	70,394.38	7.48%
2027	B/.	75,663.23	7.48%
2028	B/.	81,326.72	7.49%
2029	B/.	87,413.87	7.48%
2030	B/.	93,956.58	7.48%
2031	B/.	100,989.08	7.48%
2032	B/.	108,547.78	7.48%
2033	B/.	116,672.51	7.48%

Tabla 4. 4: PIB Real en Millones de Balboa – Escenario Optimista.

Producto Interno Bruto Comercial (PIBCOM)

Para la proyección del producto interno bruto comercial, se utilizó la información presente en la Página del INEC de los sectores de servicio y comercial, en donde, se presenta esta información de forma trimestral a precios constantes de comprador base 2007 (millones de dólares),

véase Tabla 4. 5. Para utilizar estos valores en el ME-SIProDe, se tuvo que pasar sus datos trimestrales a datos mensuales, para ello se utilizó el comportamiento mensual del IMAE, este último también se obtuvo del INEC.

AÑO	PIBCOM - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2002	B/.	3,088.66	-0.73%
2003	B/.	3,105.27	0.54%
2004	B/.	3,426.61	10.35%
2005	B/.	3,832.17	11.84%
2006	B/.	4,260.44	11.18%
2007	B/.	4,666.16	9.52%
2008	B/.	5,074.18	8.74%
2009	B/.	4,936.97	-2.70%
2010	B/.	5,691.46	15.28%
2011	B/.	6,442.00	13.19%
2012	B/.	6,994.10	8.57%
2013	B/.	7,266.46	3.89%
2014	B/.	7,266.40	0.00%
2015	B/.	7,609.57	4.72%
2016	B/.	7,875.80	3.50%
2017	B/.	7,212.72	-8.42%
2018	B/.	7,469.61	3.72%

Tabla 4. 5: Registros históricos del PIBCOM.

Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 4), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de

acuerdo al paso del tiempo mediante la utilización de un modelo lineal. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 2.95%, ver Tabla 4. 6.

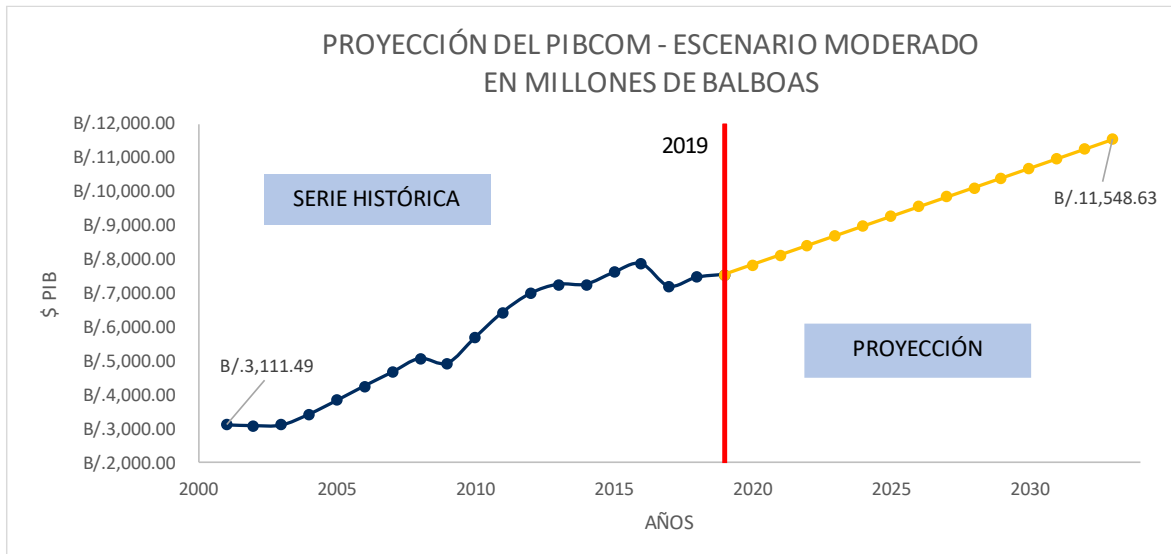


Gráfico 4. 4: Proyección del PIB Comercial – Escenario Moderado.

ESCENARIO MODERADO		
AÑO	PIBCOM - EN MILLONES DE BALBOA	INCREMENTO ANUAL
2019	B/. 7,556.94	1.17%
2020	B/. 7,842.07	3.77%
2021	B/. 8,127.18	3.64%
2022	B/. 8,412.31	3.51%
2023	B/. 8,697.42	3.39%
2024	B/. 8,982.55	3.28%
2025	B/. 9,267.66	3.17%
2026	B/. 9,552.78	3.08%
2027	B/. 9,837.90	2.98%
2028	B/. 10,123.02	2.90%
2029	B/. 10,408.14	2.82%
2030	B/. 10,693.26	2.74%
2031	B/. 10,978.38	2.67%
2032	B/. 11,263.50	2.60%
2033	B/. 11,548.63	2.53%

Tabla 4. 6: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Moderado.

Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Pesimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 5), en el escenario pesimista, se utilizó un modelo

tendencial, el cual, dio como resultado un incremento anual del 1.45%, alcanzando un valor de B/.9,125.77.

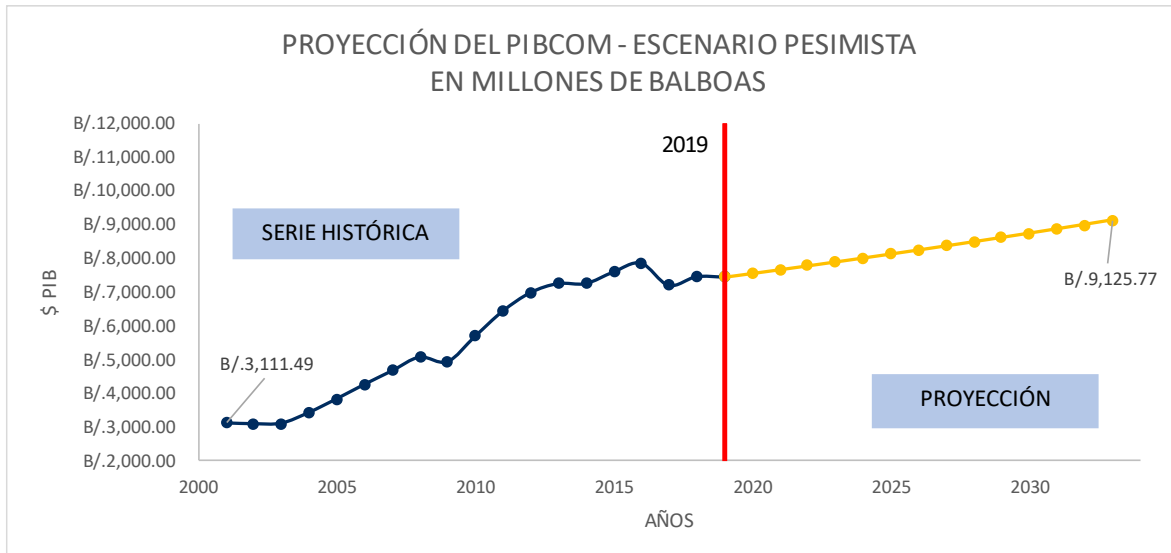


Gráfico 4. 5: Proyección del PIB Comercial– Escenario Pesimista.

ESCENARIO PESIMISTA		
AÑO	PIBCOM - EN MILLONES DE BALBOA	INCREMENTO ANUAL
2019	B/. 7,460.52	-0.12%
2020	B/. 7,568.65	1.45%
2021	B/. 7,678.35	1.45%
2022	B/. 7,789.64	1.45%
2023	B/. 7,902.58	1.45%
2024	B/. 8,017.13	1.45%
2025	B/. 8,133.33	1.45%
2026	B/. 8,251.24	1.45%
2027	B/. 8,370.85	1.45%
2028	B/. 8,492.17	1.45%
2029	B/. 8,615.26	1.45%
2030	B/. 8,740.15	1.45%
2031	B/. 8,866.86	1.45%
2032	B/. 8,995.37	1.45%
2033	B/. 9,125.77	1.45%

Tabla 4. 7: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.

Proyección del Producto Interno Bruto Comercial – Escenario Optimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 6), en el escenario optimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo al paso del tiempo mediante

la utilización de un modelo logarítmico. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 6.24%, ver Tabla 4. 8. Alcanzando un valor de B/. 18,515.32.

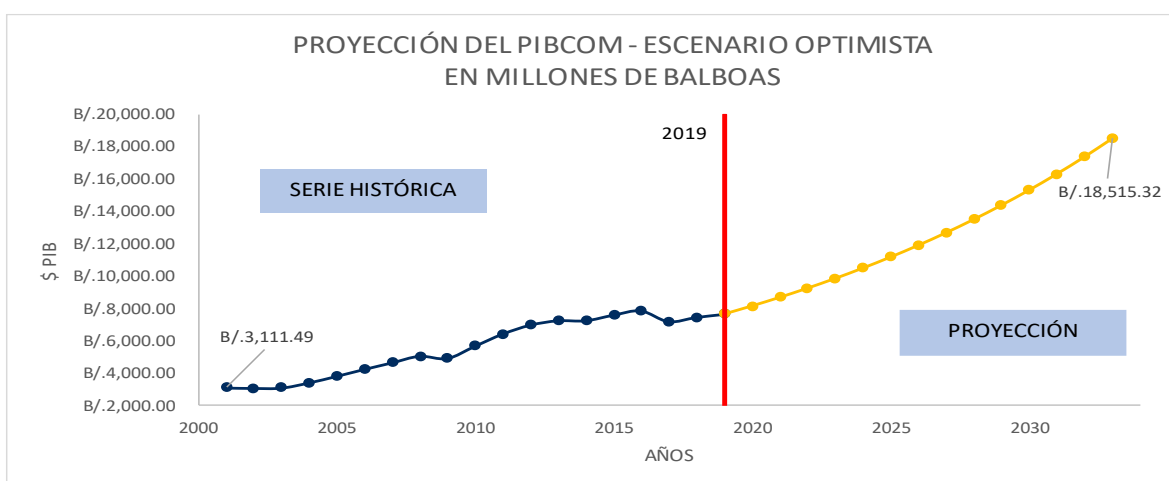


Gráfico 4. 6: Proyección del PIB Comercial– Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA			
AÑO	PIBCOM - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	7,660.92	2.56%
2020	B/.	8,159.44	6.51%
2021	B/.	8,690.16	6.50%
2022	B/.	9,255.52	6.51%
2023	B/.	9,857.70	6.51%
2024	B/.	10,499.13	6.51%
2025	B/.	11,182.20	6.51%
2026	B/.	11,909.74	6.51%
2027	B/.	12,684.63	6.51%
2028	B/.	13,509.86	6.51%
2029	B/.	14,388.82	6.51%
2030	B/.	15,325.00	6.51%
2031	B/.	16,322.22	6.51%
2032	B/.	17,384.18	6.51%
2033	B/.	18,515.32	6.51%

Tabla 4. 8: PIB Comercial en Millones de Balboa – Escenario Optimista.



Producto Interno Bruto Industrial (PIBIND)

Para la proyección del producto interno bruto del sector industrial, se utilizó la información presente en la Página del INEC del sector industrial, en donde se tiene esta información de forma trimestral a precios constantes de comprador base 2007 (millones de

dólares), véase Tabla 4. 9. Para utilizar estos valores en el ME-SIProDe, se tuvo que pasar sus datos trimestrales a datos mensuales, para ello se utilizó el comportamiento mensual del IMAE, este último también se obtuvo del INEC.

AÑO	PIBIND - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2002	B/.	1,319.66	-2.65%
2003	B/.	1,298.21	-1.63%
2004	B/.	1,332.38	2.63%
2005	B/.	1,356.18	1.79%
2006	B/.	1,408.59	3.86%
2007	B/.	1,492.76	5.98%
2008	B/.	1,547.58	3.67%
2009	B/.	1,542.47	-0.33%
2010	B/.	1,553.54	0.72%
2011	B/.	1,603.95	3.24%
2012	B/.	1,662.36	3.64%
2013	B/.	1,699.73	2.25%
2014	B/.	1,956.69	15.12%
2015	B/.	1,930.42	-1.34%
2016	B/.	1,876.81	-2.78%
2017	B/.	2,131.21	13.55%
2018	B/.	2,146.17	3.72%

Tabla 4. 9: Registros históricos del PIBIND.



Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 7), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 2.43%, ver Tabla 4. 10. Alcanzando un valor de B/. 2,951.89.

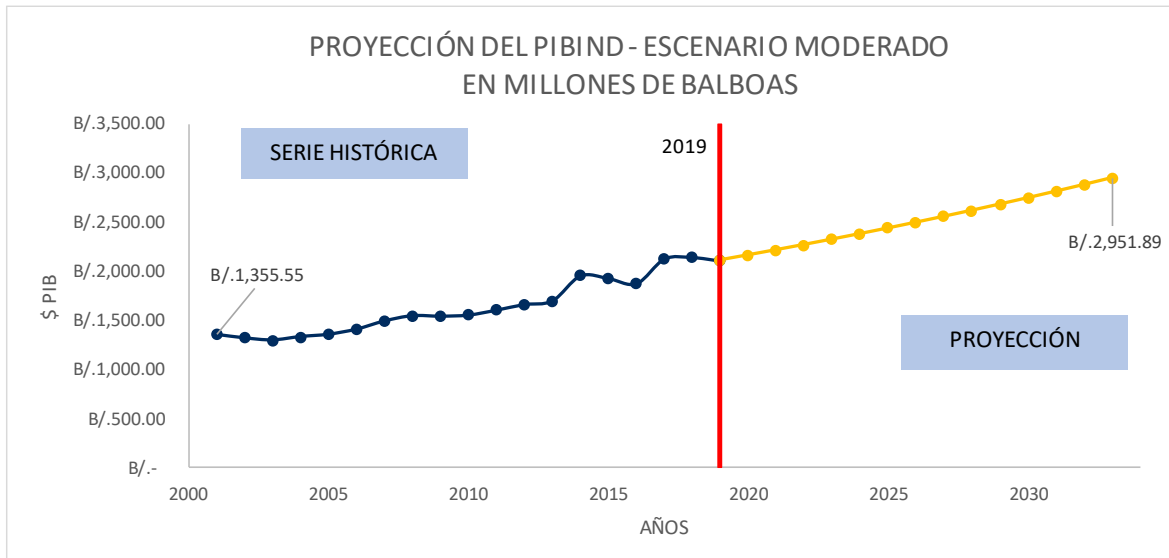


Gráfico 4. 7: Proyección del PIBIND – Escenario Moderado.

ESCENARIO MODERADO			
AÑO	PIBIND - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	2,110.18	-1.68%
2020	B/.	2,161.38	2.43%
2021	B/.	2,213.86	2.43%
2022	B/.	2,267.56	2.43%
2023	B/.	2,322.57	2.43%
2024	B/.	2,378.94	2.43%
2025	B/.	2,436.66	2.43%
2026	B/.	2,495.82	2.43%
2027	B/.	2,556.36	2.43%
2028	B/.	2,618.41	2.43%
2029	B/.	2,681.95	2.43%
2030	B/.	2,747.01	2.43%
2031	B/.	2,813.67	2.43%
2032	B/.	2,881.96	2.43%
2033	B/.	2,951.89	2.43%

Tabla 4. 10: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Moderado.

Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Pesimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 8), en el escenario Pesimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 1.83%, ver Tabla 4. 11. Alcanzando un valor de B/. 2,815.81.

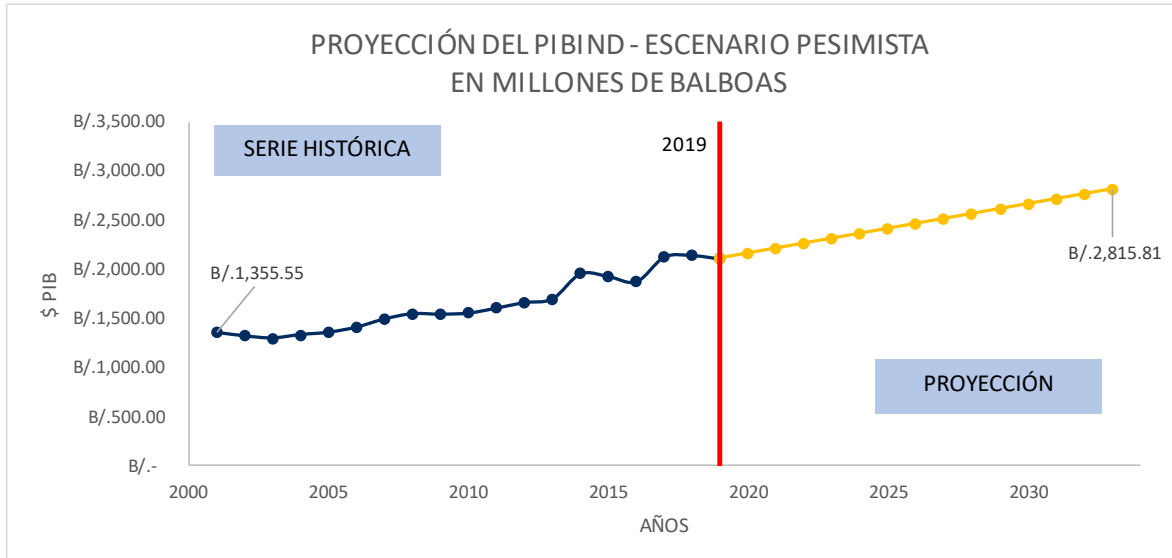


Gráfico 4. 8: Proyección del PIBIND – Escenario Pesimista.

ESCENARIO PESIMISTA			
AÑO	PIBIND - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	2,110.22	-1.68%
2020	B/.	2,160.60	2.39%
2021	B/.	2,211.02	2.33%
2022	B/.	2,261.41	2.28%
2023	B/.	2,311.81	2.23%
2024	B/.	2,362.22	2.18%
2025	B/.	2,412.60	2.13%
2026	B/.	2,463.02	2.09%
2027	B/.	2,513.41	2.05%
2028	B/.	2,563.81	2.01%
2029	B/.	2,614.22	1.97%
2030	B/.	2,664.60	1.93%
2031	B/.	2,715.02	1.89%
2032	B/.	2,765.41	1.86%
2033	B/.	2,815.81	1.82%

Tabla 4. 11: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Pesimista.

Proyección del Producto Interno Bruto Industrial – Escenario Optimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 9), en el escenario optimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo al paso del tiempo mediante

la utilización de un modelo logarítmico. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 3%, ver Tabla 4. 12. Alcanzando un valor de B/. 3,221.62.

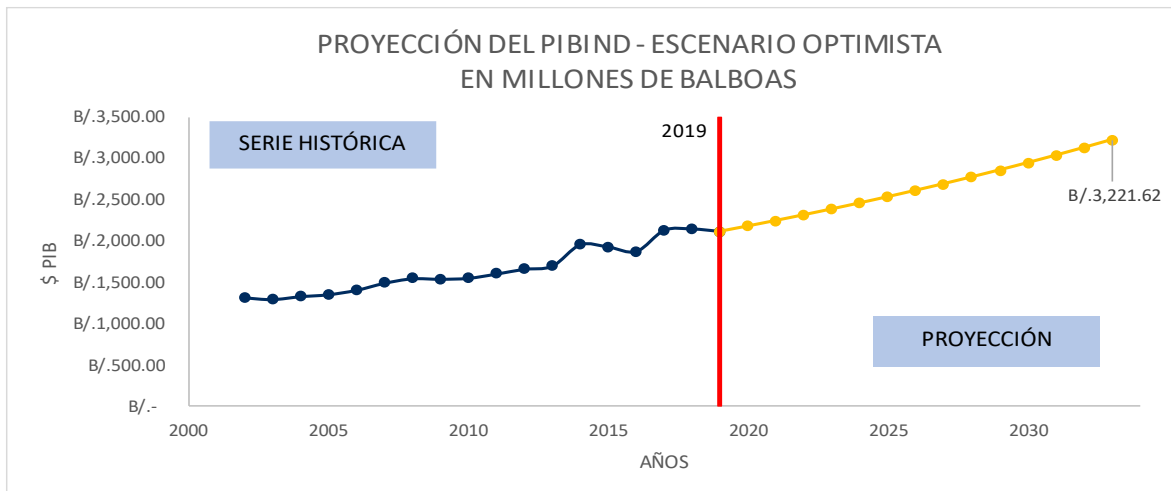


Gráfico 4. 9: Proyección del PIBIND – Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA			
AÑO	PIBIND - EN MILLONES DE BALBOA		INCREMENTO ANUAL
2019	B/.	2,117.14	-1.35%
2020	B/.	2,181.62	3.05%
2021	B/.	2,247.98	3.04%
2022	B/.	2,316.49	3.05%
2023	B/.	2,386.91	3.04%
2024	B/.	2,459.57	3.04%
2025	B/.	2,534.47	3.05%
2026	B/.	2,611.66	3.05%
2027	B/.	2,691.10	3.04%
2028	B/.	2,773.01	3.04%
2029	B/.	2,857.40	3.04%
2030	B/.	2,944.42	3.05%
2031	B/.	3,034.06	3.04%
2032	B/.	3,126.46	3.05%
2033	B/.	3,221.62	3.04%

Tabla 4. 12: PIB Industrial en Millones de Balboa – Escenario Optimista.

Población (POB)

Para la proyección de la población urbana, se utilizó la información presente en la Página de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en donde se tiene

esta información de forma anual, véase Tabla 4. 13, por lo que se tuvo que pasar a mensual utilizando extrapolación lineal.

AÑO	POBLACIÓN	INCREMENTO ANUAL
2002	1,955,132.72	2.37%
2003	2,000,623.02	2.33%
2004	2,046,591.98	2.30%
2005	2,093,204.25	2.28%
2006	2,140,556.99	2.26%
2007	2,188,612.34	2.24%
2008	2,237,296.33	2.22%
2009	2,286,564.80	2.20%
2010	2,336,354.62	2.18%
2011	2,386,546.70	2.15%
2012	2,437,184.25	2.12%
2013	2,488,325.04	2.10%
2014	2,539,887.38	2.07%
2015	2,591,787.71	2.04%
2016	2,644,046.01	2.02%
2017	2,696,819.38	2.00%
2018	2,749,870.00	3.72%

Tabla 4. 13: Registros históricos del POB.

Proyección de la Población – Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 10), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 1.62%, ver Tabla 4. 14. Alcanzando un valor de 3,497,251.85 para la población urbana.

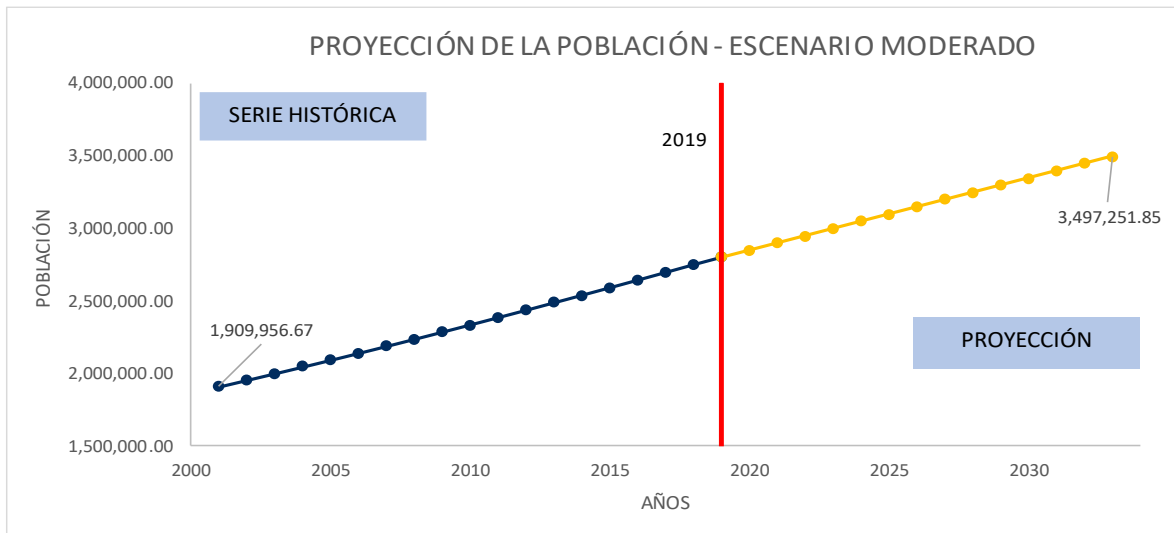


Gráfico 4. 10: Proyección de la población – Escenario Moderado.

ESCENARIO MODERADO		
AÑO	POBLACIÓN	INCREMENTO ANUAL
2019	2,801,177.45	1.87%
2020	2,850,897.05	1.77%
2021	2,900,616.65	1.74%
2022	2,950,336.25	1.71%
2023	3,000,055.85	1.69%
2024	3,049,775.45	1.66%
2025	3,099,495.05	1.63%
2026	3,149,214.65	1.60%
2027	3,198,934.25	1.58%
2028	3,248,653.85	1.55%
2029	3,298,373.45	1.53%
2030	3,348,093.05	1.51%
2031	3,397,812.65	1.49%
2032	3,447,532.25	1.46%
2033	3,497,251.85	1.44%

Tabla 4. 14: Población– Escenario Moderado.

Proyección de la Población – Escenario Pesimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 11), en el escenario pesimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 1.1%, ver Tabla 4. 15. Alcanzando un valor de 3,245,804.34 para la población urbana.

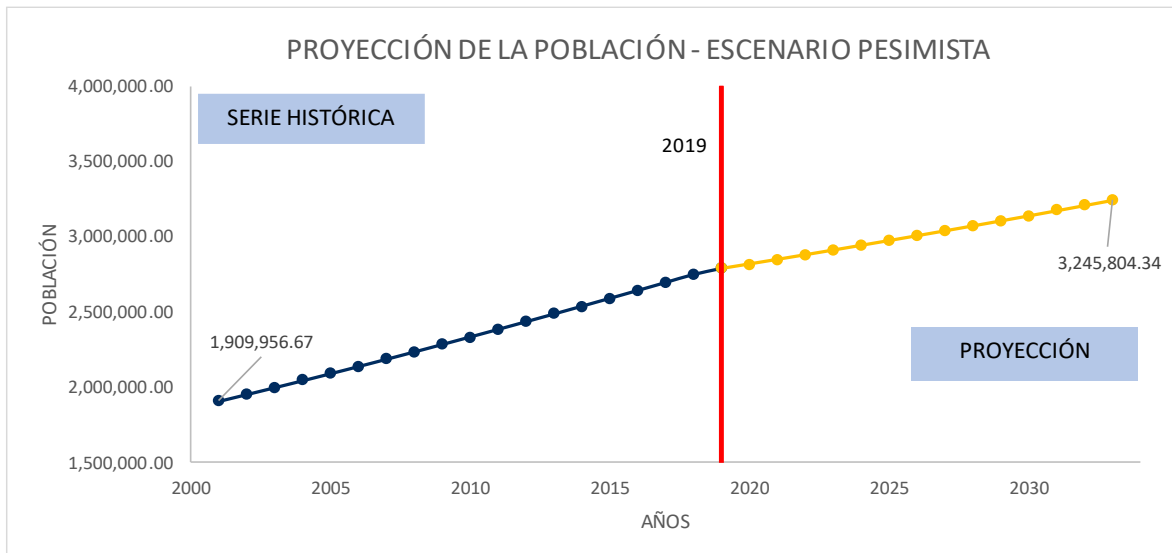


Gráfico 4. 11: Proyección de la población – Escenario Pesimista.

ESCENARIO PESIMISTA		
AÑO	POBLACIÓN	INCREMENTO ANUAL
2019	2,790,529.01	1.48%
2020	2,820,816.35	1.09%
2021	2,851,432.43	1.09%
2022	2,882,380.79	1.09%
2023	2,913,665.06	1.09%
2024	2,945,288.88	1.09%
2025	2,977,255.92	1.09%
2026	3,009,569.93	1.09%
2027	3,042,234.66	1.09%
2028	3,075,253.92	1.09%
2029	3,108,631.56	1.09%
2030	3,142,371.47	1.09%
2031	3,176,477.58	1.09%
2032	3,210,953.86	1.09%
2033	3,245,804.34	1.09%

Tabla 4. 15: Población– Escenario Pesimista.

Proyección de la Población – Escenario Optimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 12), en el escenario optimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo al paso del tiempo mediante

la utilización de un modelo logarítmico. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 2.16%, ver Tabla 4. 16. Alcanzando un valor de 3,790,174.33 para la población urbana.

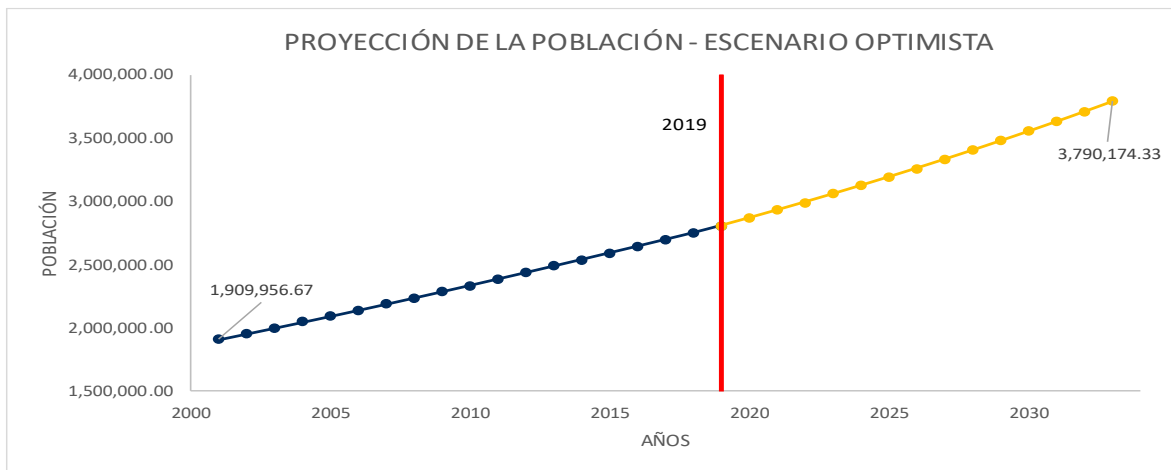


Gráfico 4. 12: Proyección de la población – Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA		
AÑO	POBLACIÓN	INCREMENTO ANUAL
2019	2,806,730.67	2.07%
2020	2,867,604.16	2.17%
2021	2,929,797.88	2.17%
2022	2,993,340.50	2.17%
2023	3,058,261.26	2.17%
2024	3,124,590.04	2.17%
2025	3,192,357.37	2.17%
2026	3,261,594.47	2.17%
2027	3,332,333.23	2.17%
2028	3,404,606.20	2.17%
2029	3,478,446.64	2.17%
2030	3,553,888.56	2.17%
2031	3,630,966.70	2.17%
2032	3,709,716.54	2.17%
2033	3,790,174.33	2.17%

Tabla 4. 16: Población– Escenario Optimista.

Índice Mensual de Actividad Económica (IMAE)

Para la proyección del IMAE, se utilizó la información presente en la Página del INEC, en donde ya se tiene esta

información de forma mensual para usarlo en el programa, véase Tabla 4. 17.

AÑO	IMAE	INCREMENTO ANUAL
2002	123.74	0.48%
2003	128.51	3.85%
2004	137.66	7.12%
2005	145.83	5.93%
2006	158.02	8.36%
2007	173.43	9.75%
2008	190.97	10.11%
2009	193.93	1.55%
2010	205.81	6.13%
2011	223.57	8.63%
2012	245.16	9.66%
2013	265.70	8.37%
2014	278.57	4.85%
2015	290.23	4.19%
2016	302.89	4.36%
2017	318.63	5.20%
2018	328.92	3.72%

Tabla 4. 17: Registros históricos del IMAE.

Proyección del IMAE– Escenario Moderado.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 13), en el escenario moderado, se utilizó un modelo de tendencia determinística. Con este se

obtuvo, una tasa de incremento interanual de 3.27%, ver Tabla 4. 18. Para el 2033, se obtuvo un valor de 532.59.

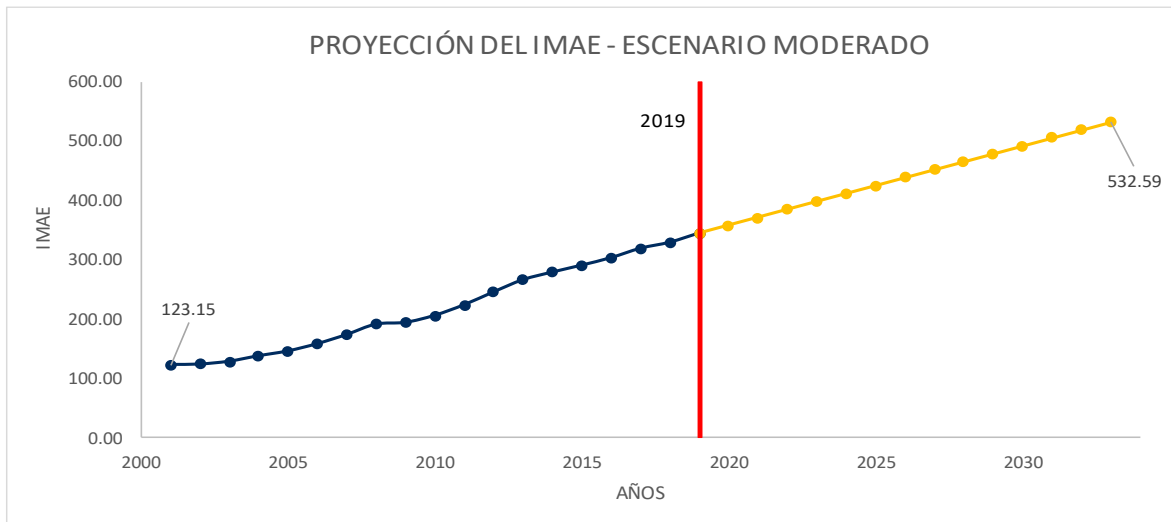


Gráfico 4. 13: Proyección del IMAE – Escenario Moderado.

ESCENARIO MODERADO		
AÑO	IMAE	INCREMENTO ANUAL
2019	344.44	4.72%
2020	357.88	3.90%
2021	371.32	3.76%
2022	384.76	3.62%
2023	398.20	3.49%
2024	411.64	3.38%
2025	425.08	3.27%
2026	438.52	3.16%
2027	451.96	3.06%
2028	465.40	2.97%
2029	478.84	2.89%
2030	492.28	2.81%
2031	505.72	2.73%
2032	519.16	2.66%
2033	532.59	2.59%

Tabla 4. 18: IMAE– Escenario Moderado.

Proyección del IMAE – Escenario Pesimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 14), en el escenario pesimista, se utilizó un modelo de tendencia determinístico. Con este se

obtuvo una tasa de incremento interanual de 2.52%, ver Tabla 4. 19. Para el 2033, se obtuvo un valor de 477.82.

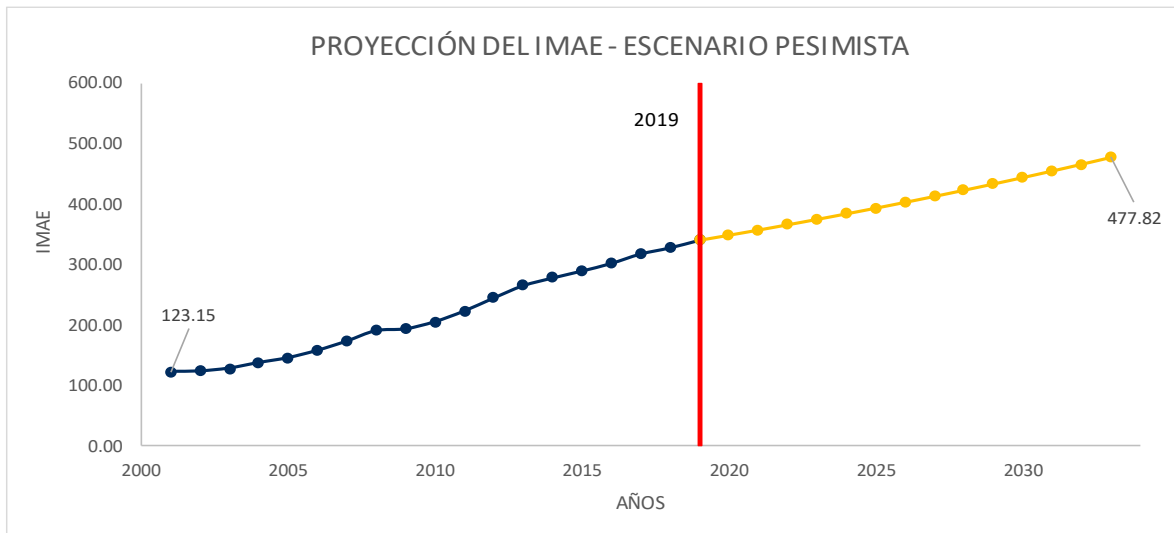


Gráfico 4. 14: Proyección del IMAE – Escenario Pesimista.

ESCENARIO PESIMISTA		
AÑO	IMA	INCREMENTO ANUAL
2019	341.57	3.84%
2020	349.86	2.43%
2021	358.35	2.43%
2022	367.04	2.43%
2023	375.95	2.43%
2024	385.07	2.43%
2025	394.42	2.43%
2026	403.99	2.43%
2027	413.79	2.43%
2028	423.84	2.43%
2029	434.12	2.43%
2030	444.65	2.43%
2031	455.44	2.43%
2032	466.50	2.43%
2033	477.82	2.43%

Tabla 4. 19: IMAE – Escenario Pesimista.

Proyección de la Población – Escenario Optimista.

Para la proyección de esta variable (véase Gráfico 4. 15), en el escenario optimista, se utilizó un modelo de tendencia determinística, el cual proyecta la variable dependiente de acuerdo al paso del tiempo mediante

la utilización de un modelo logarítmico. Con este se obtuvo, una tasa de incremento interanual de 2.16%, ver Tabla 4. 20. Para el 2033, se obtuvo un valor de 853.42.

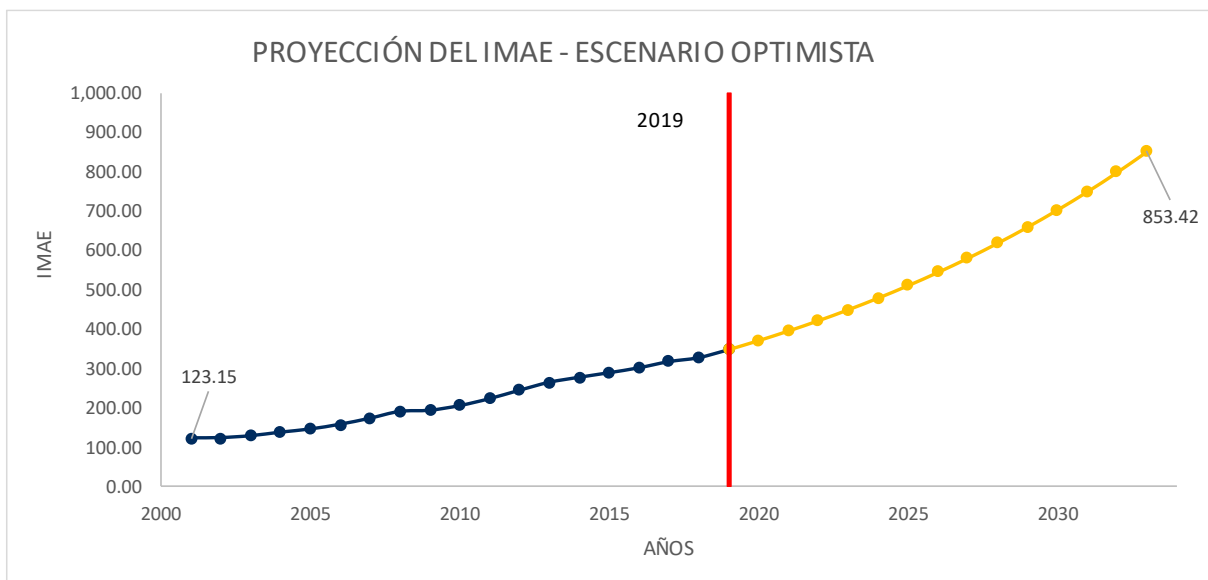


Gráfico 4. 15: Proyección del IMAE – Escenario Optimista.

ESCENARIO OPTIMISTA		
AÑO	IMAE	INCREMENTO ANUAL
2019	349.09	6.13%
2020	372.13	6.60%
2021	396.66	6.59%
2022	422.82	6.59%
2023	450.69	6.59%
2024	480.42	6.59%
2025	512.09	6.59%
2026	545.84	6.59%
2027	581.83	6.59%
2028	620.20	6.59%
2029	661.09	6.59%
2030	704.67	6.59%
2031	751.13	6.59%
2032	800.64	6.59%
2033	853.42	6.59%

Tabla 4. 20: IMAE – Escenario Optimista.



PRONÓSTICOS DE DEMANDA - DISTRIBUIDORAS

La demanda de energía eléctrica para las distribuidoras se separó de acuerdo al sector económico que se encuentra asociada:

- Consumo Residencial
- Consumo Comercial
- Consumo Industrial
- Consumo de Gobierno
- Consumo de Alumbrado Público
- Consumo Otros

Además, para el cálculo de la demanda de energía eléctrica, se consideran las siguientes variables:

- Tarifa media Real de la Distribuidora.
- Pérdidas Técnicas
- Perdidas No Técnicas

En los apartados a continuación se presentarán los modelos considerados para la demanda de EDECHI, EDEMET y ENSA.

Además, cabe destacar que, en todos los casos, se optó por considerar los efectos de la estacionalidad mediante la inclusión de variables dicotómicas. La razón de ello, es que tradicionalmente la demanda de energía se encuentra afectada por los efectos fluctuaciones intra-anales provocados ya sea por, variaciones de clima y temperatura (asociadas al transcurso de las estaciones), el cambio en las pautas de consumo de los agentes durante los meses de vacaciones, y/u otras razones institucionales.

Empresa De Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)

Consumo Residencial

Para el consumo residencial de EDECHI se ensayaron múltiples especificaciones, exhibiendo la mayoría un correcto ajuste (elevado R^2 ; significatividad global e individual de los coeficientes, y signos en el sentido esperado).

Las dos mejores resultaron ser el modelo $n^{\circ}41$ que contempla el

crecimiento económico y demográfico y el $n^{\circ}44$ conocido como Modelo de Ajuste Parcial.

Pero seleccionamos el $n^{\circ}41$ dado a que dio un valor de R^2 más elevado lo que nos indica un mejor ajuste del modelo, véase Tabla 4. 21.

Variable Dependiente: CRES

Estadístico - F =	739.88968118949
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000
R-Squared =	0.985451663140973
R-Squared Ajustado =	0.984119773146837

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-39.002	3.171	-12.298	0
LOG(PIB/POB)	0.063	0.076	0.83	0.407
LOG(POB)	3.351	0.18	18.606	0
@seas(2)	-0.102	0.013	-7.475	0
@seas(3)	0.002	0.014	0.186	0.852
@seas(4)	0.006	0.013	0.449	0.653
@seas(5)	0	0.013	0.001	0.999
@seas(6)	-0.057	0.013	-4.103	0
@seas(7)	-0.042	0.013	-3.075	0.002
@seas(8)	-0.047	0.014	-3.364	0
@seas(9)	-0.092	0.013	-6.644	0
@seas(10)	-0.063	0.015	-4.222	0
@seas(11)	-0.106	0.013	-7.67	0
@seas(12)	-0.062	0.013	-4.503	0

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error:	714.742237460265
Mean Absolute Error:	507.872349410842
Mean Absolute Percent Error:	2.61516671071961
Theil Inequality Coefficient:	0.0184831546380333
Covariance Proportion:	25397950.4202269
Akaike information criterion:	-3.77690384783048
Schwarz information criterion:	-3.50319882153886

Tabla 4. 21: Modelo EDECHI: Consumo Residencial.

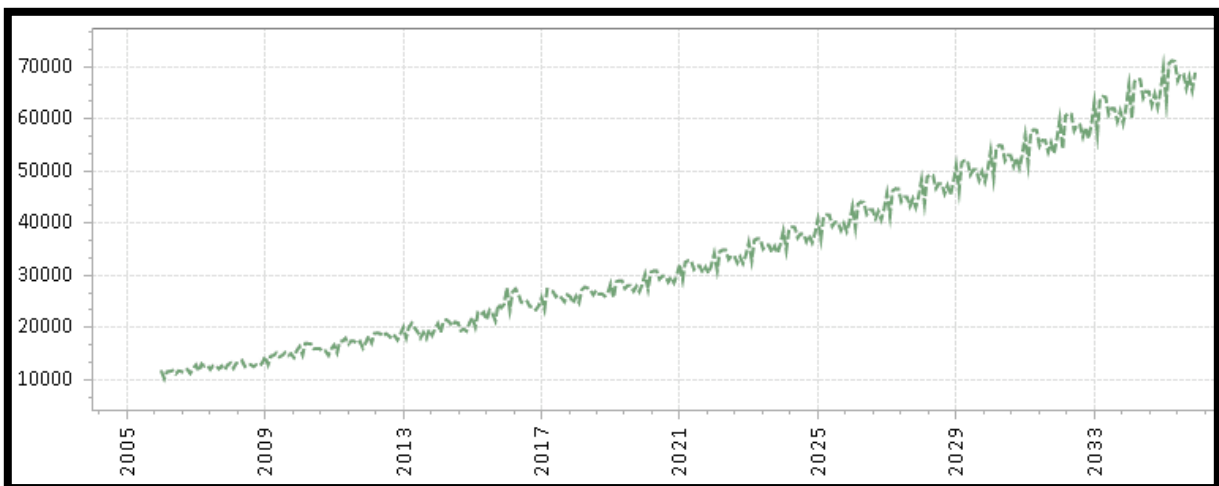


Gráfico 4. 16: Proyección EDECHI: Consumo Residencial.



Consumo Comercial

En primer lugar, para estimar la demanda del sector comercial se utilizó información histórica a partir del año 2006. Esto se debe a la volatilidad que presenta la serie en los años previos.

Los modelos más adecuados resultaron ser el n°41 de Ajuste Parcial y el n°42 de Ajuste Parcial con evolución de precios (contemplada a través de la proyección de la tarifa media real).

Finalmente, basándose en los mismos

critérios estadísticos analizados en el modelo residencial, y en el hecho de que no se tiene seguridad de cómo será el comportamiento de la tarifa media real a futuro, se terminó optando por el modelo n°41, véase Tabla 4. 22.

Hay que resaltar que para la proyección del escenario pesimista se utilizó el modelo n°35, dado a que este, presenta valor de ajuste del modelo más elevados.

Variable Dependiente: CCOM				
Estadístico - F =	137.596337056945			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.932247641104116			
R-Squared Ajustado =	0.925472405214528			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.125	0.247	-0.507	0.612
LOG(PIBCOM)	0.588	0.081	7.222	0
LOG(CCOM(-12))	0.645	0.046	13.745	0
@seas(2)	0.002	0.035	0.063	0.949
@seas(3)	-0.025	0.035	-0.728	0.467
@seas(4)	0.013	0.035	0.389	0.697
@seas(5)	0.004	0.035	0.114	0.909
@seas(6)	-0.03	0.035	-0.864	0.388
@seas(7)	-0.021	0.035	-0.617	0.537
@seas(8)	-0.041	0.035	-1.149	0.252
@seas(9)	-0.038	0.035	-1.068	0.287
@seas(10)	-0.084	0.037	-2.266	0.025
@seas(11)	-0.067	0.036	-1.842	0.067
@seas(12)	-0.025	0.036	-0.696	0.487
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	1728.1858747382			
Mean Absolute Error:	1193.19157436211			
Mean Absolute Percent Error:	5.48255682823448			
Theil Inequality Coefficient:	0.041080202131248			
Covariance Proportion:	34784958.1973738			
Akaike information criterion:	-1.96771790127622			
Schwarz information criterion:	-1.67898605270633			

Tabla 4. 22: Modelo EDECHI: Consumo Comercial.

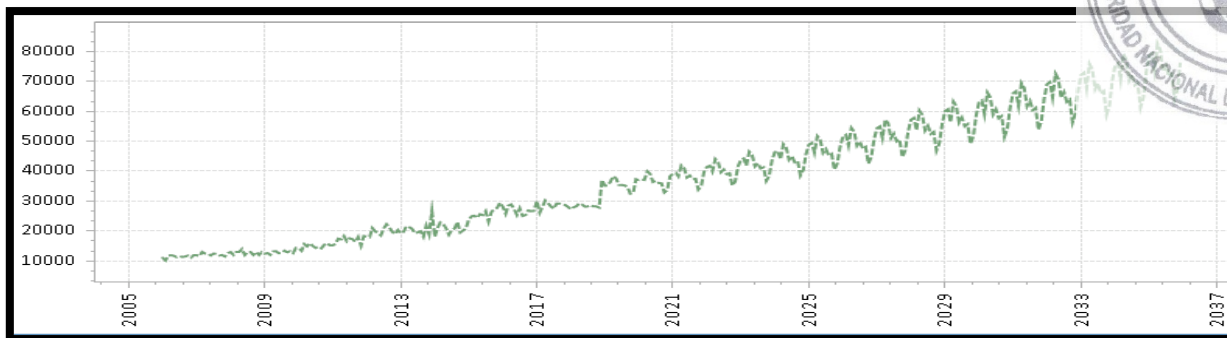


Gráfico 4. 17: Proyección EDECHI: Consumo Comercial.

Consumo Industrial

Ninguna de las especificaciones econométricas disponibles en el programa permitió un buen ajuste en la modelización del consumo industrial de EDECHI. Se terminó optando por

utilizar el modelo nº44 autorregresivo de orden 12 (se descartaron los primeros cinco años por la volatilidad de la serie), véase Tabla 4. 23.

Variable Dependiente: CIND				
Estadístico - F =	2.1517300288456			
Probabilidad Estadístico - F =	0.01767741457219650000			
R-Squared =	0.164651416618269			
R-Squared Ajustado =	0.0881309356978048			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	6.549	0.582	11.241	0
LOG(CIND(-12))	0.218	0.069	3.155	0.001
@seas(2)	-0.035	0.039	-0.893	0.372
@seas(3)	0.005	0.039	0.137	0.891
@seas(4)	0.034	0.039	0.862	0.39
@seas(5)	-0.02	0.039	-0.516	0.606
@seas(6)	-0.035	0.039	-0.879	0.38
@seas(7)	-0.008	0.039	-0.217	0.827
@seas(8)	0.011	0.039	0.286	0.775
@seas(9)	-0.003	0.039	-0.09	0.928
@seas(10)	0.035	0.039	0.882	0.379
@seas(11)	-0.032	0.039	-0.81	0.418
@seas(12)	0.014	0.039	0.378	0.705
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	473.581289362655			
Mean Absolute Error:	288.590076738193			
Mean Absolute Percent Error:	6.55636380327356			
Theil Inequality Coefficient:	0.0537317356013047			
Covariance Proportion:	27087.4973796218			
Akaike information criterion:	-1.74726092461038			
Schwarz information criterion:	-1.47915277950977			
Hannan-Quinn information criterion:	-1.63831690292943			

Tabla 4. 23: Modelo EDECHI: Consumo Industrial.

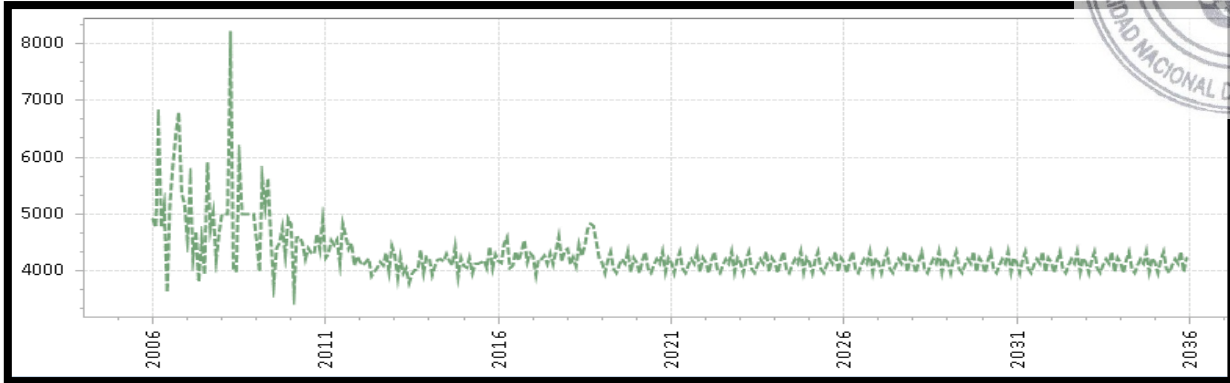


Gráfico 4. 18: Proyección EDECHI: Consumo Industrial.

Consumo del Gobierno

Para la proyección del consumo del sector gobierno se encontró como mejor especificación el modelo n°44 que contempla un término autorregresivo de orden 12, véase

Tabla 4. 24. En el escenario pesimista el modelo con mejor ajuste fue el modelo n°41, el cual, utiliza el producto interno bruto.

Variable Dependiente: CGOB				
Estadístico - F =	60.4688114840684			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.847074405754971			
R-Squared Ajustado =	0.833065954373747			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	0.325	0.32	1.014	0.312
LOG(CGOB(-12))	0.967	0.038	25.382	0
@seas(2)	0.005	0.038	0.149	0.881
@seas(3)	0.005	0.038	0.136	0.891
@seas(4)	0.008	0.039	0.227	0.82
@seas(5)	0.011	0.039	0.293	0.769
@seas(6)	0.009	0.039	0.247	0.804
@seas(7)	0.008	0.039	0.224	0.822
@seas(8)	0.011	0.039	0.3	0.763
@seas(9)	0.006	0.039	0.156	0.875
@seas(10)	0.01	0.039	0.269	0.788
@seas(11)	0.016	0.038	0.417	0.677
@seas(12)	0.012	0.038	0.31	0.756
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	566.071320961598			
Mean Absolute Error:	458.997524658545			
Mean Absolute Percent Error:	8.0321275150961			
Theil Inequality Coefficient:	0.049601546209634			
Covariance Proportion:	1365792.38535567			
Akaike information criterion:	-1.7875948558893			
Schwarz information criterion:	-1.51948671078869			
Hannan-Quinn information criterion:	-1.67865083420835			

Tabla 4. 24: Modelo EDECHI: Consumo Gobierno.

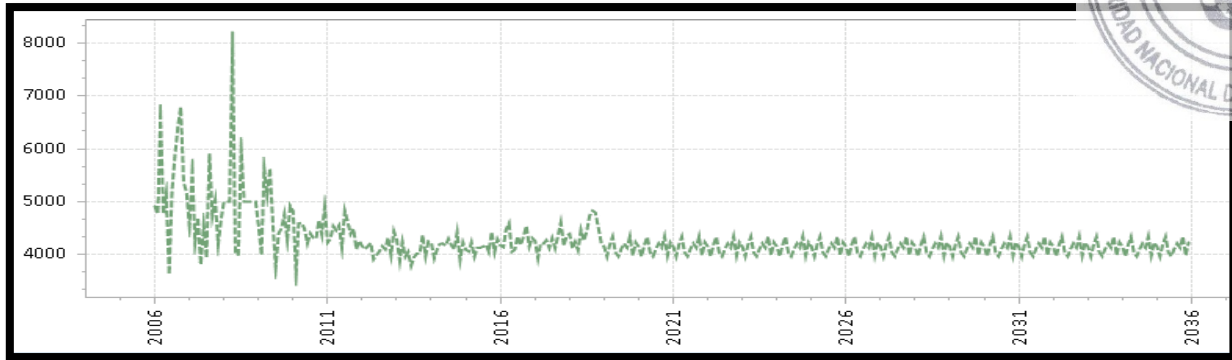


Gráfico 4. 19: Proyección EDECHI: Consumo Gobierno.

Consumo de Alumbrado

Para el consumo del alumbrado público, la mejor especificación resultó ser la n°40 que considera una tendencia determinística y el n°44 con un vector autorregresivo de orden 12. En base a los valores de los estadísticos de ajuste

y la capacidad de predicción se eligió al n°40, véase Tabla 4. 25. Además, cabe destacar que se descartó el año 2001y el mes de diciembre del 2016 debido a su elevada volatilidad.

Variable Dependiente: CALP				
Estadístico - F =	137.355491623363			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.920168189412033			
R-Squared Ajustado =	0.91346901649556			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	7.18	0.023	306.271	0
@trend	0.005	0	39.226	0
@seas(2)	0.037	0.03	1.254	0.211
@seas(3)	0.082	0.03	2.736	0.006
@seas(4)	0.088	0.03	2.94	0.003
@seas(5)	0.097	0.03	3.242	0.001
@seas(6)	0.096	0.03	3.214	0.001
@seas(7)	0.074	0.03	2.476	0.014
@seas(8)	0.129	0.03	4.289	0
@seas(9)	0.086	0.03	2.879	0.004
@seas(10)	0.087	0.03	2.892	0.004
@seas(11)	0.087	0.03	2.917	0.004
@seas(12)	0.219	0.03	7.288	0
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	174.624799819071			
Mean Absolute Error:	129.230744912488			
Mean Absolute Percent Error:	5.76562141543828			
Theil Inequality Coefficient:	0.0374829579466573			
Covariance Proportion:	331230.579647397			
Akaike information criterion:	-2.2177526154817			
Schwarz information criterion:	-1.9635979482109			
Hannan-Quinn information criterion:	-2.11452599390423			

Tabla 4. 25: Modelo EDECHI: Consumo Alumbrado.



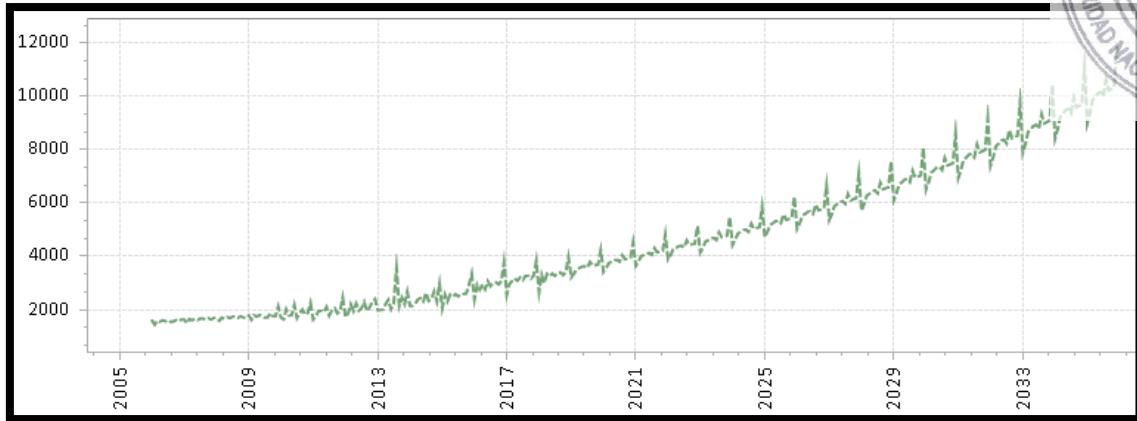


Gráfico 4. 20: Proyección EDECHI: Consumo Alumbrado.

Consumo Otros

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento del consumo otros, y que su impacto en el total de la demanda es reducido

(representa menos del 0.1%), se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 21.

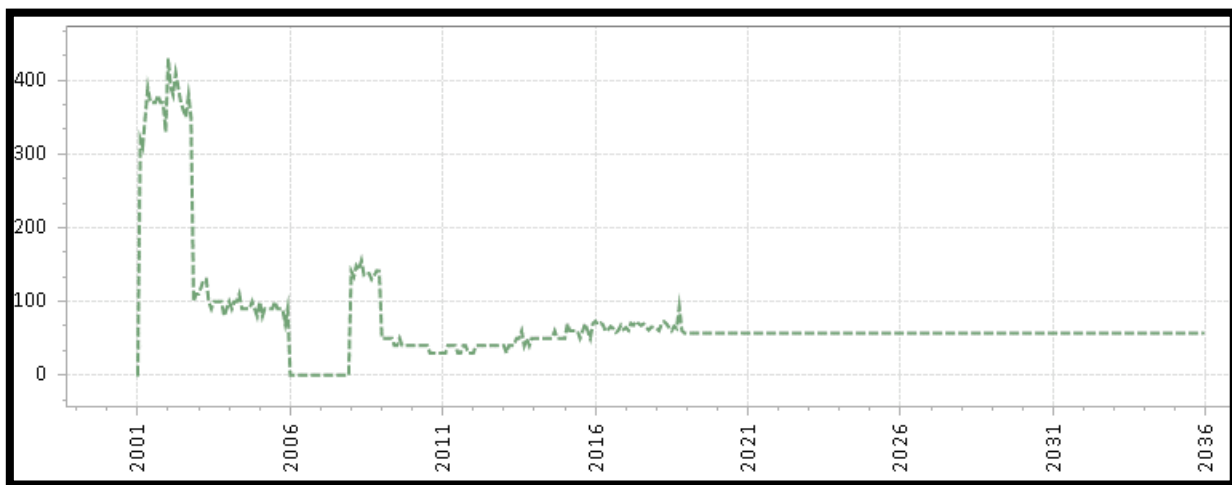


Gráfico 4. 21: Proyección EDECHI: Consumo otros.



Tarifa Media Real de la Distribuidora, Pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento de la tarifa media real de la distribuidora, las pérdidas técnicas y las pérdidas no

técnicas, se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 22, Gráfico 4. 23 y Gráfico 4. 24

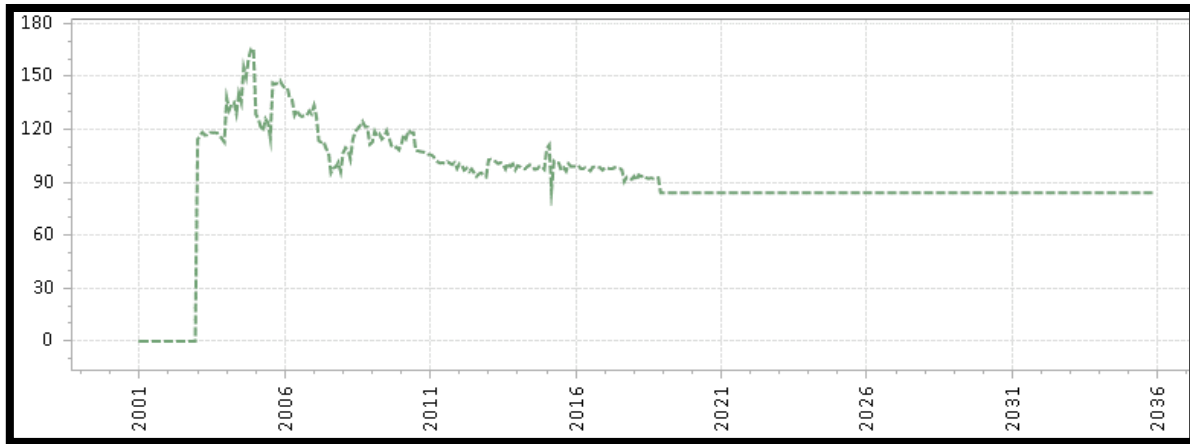


Gráfico 4. 22: Proyección EDECHI: TMEDR.

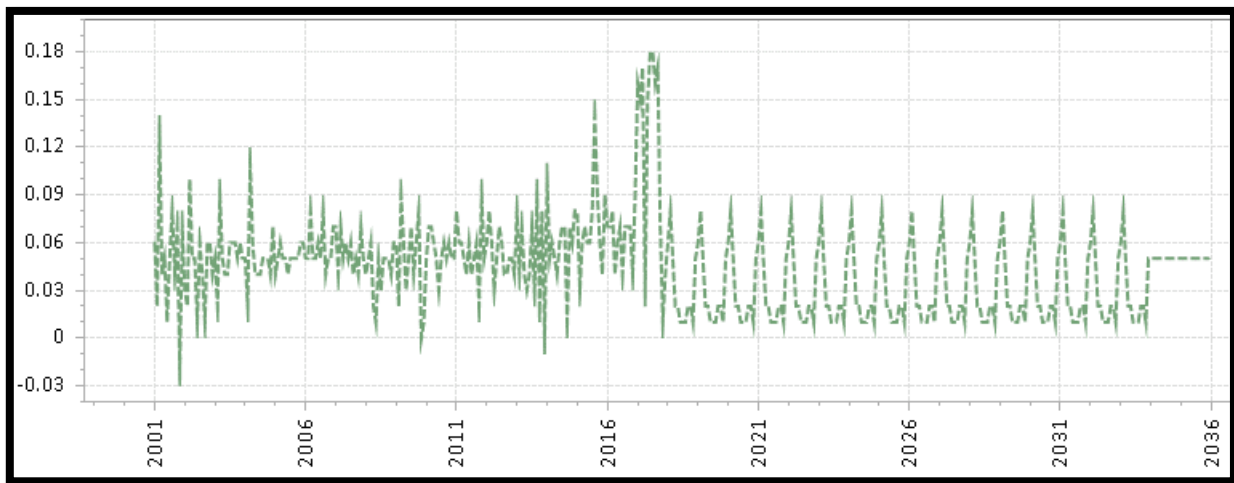


Gráfico 4. 23: Proyección EDECHI: Pérdidas técnicas.

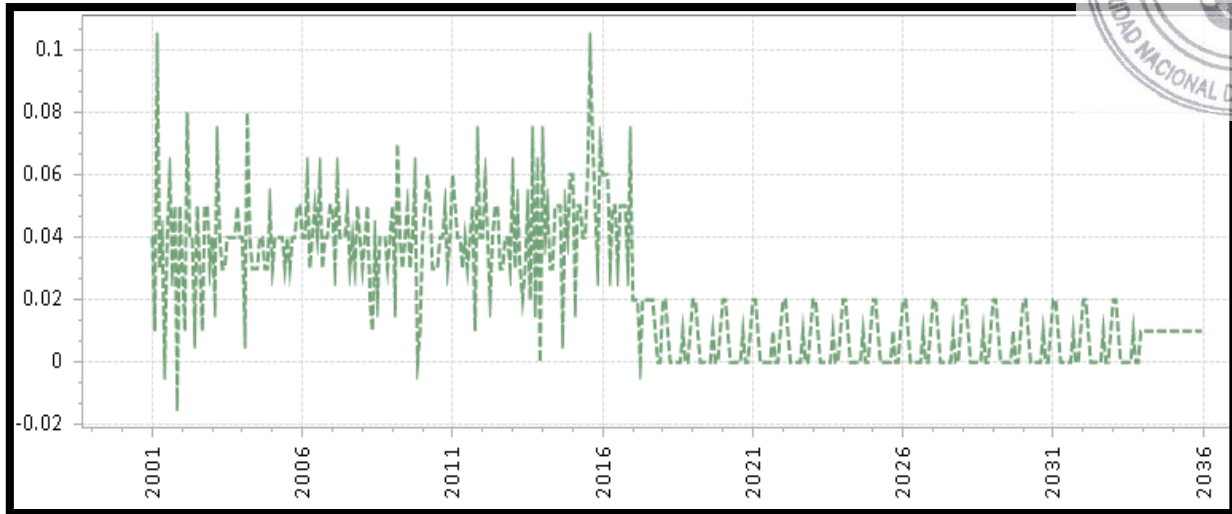


Gráfico 4. 24: Proyección EDECHI: Perdidas no técnicas.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro - Oeste, S.A. (EDEMET)

Consumo Residencial

Al igual que para EDECHI, fue posible hallar múltiples especificaciones que estimen correctamente el consumo residencial. De ellas se eligió a la n°44 de ajuste parcial como la mejor dado el elevado R^2 , menor valor en los criterios de información y mayor capacidad predictiva, véase Tabla 4. 26.

Hay que resaltar que para la proyección del escenario pesimista y optimista se utilizó el modelo n°41, dado a que este, presenta valores de ajuste del modelo más elevados.

Variable Dependiente: CRES

Estadístico - F = 699.555609078218
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.979535174706836
 R-Squared Ajustado = 0.978134949818357

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.848	0.304	9.35	0
LOG(PIB)	0.362	0.043	8.284	0
LOG(CRES(-12))	0.505	0.055	9.075	0
@seas(2)	-0.051	0.015	-3.361	0
@seas(3)	-0.025	0.014	-1.767	0.078
@seas(4)	-0.006	0.014	-0.433	0.665
@seas(5)	0.003	0.014	0.278	0.781
@seas(6)	-0.019	0.014	-1.366	0.173
@seas(7)	-0.014	0.014	-1.044	0.297
@seas(8)	-0.017	0.014	-1.208	0.228
@seas(9)	-0.034	0.014	-2.402	0.017
@seas(10)	-0.047	0.015	-3.132	0.002
@seas(11)	-0.06	0.015	-3.915	0
@seas(12)	-0.029	0.014	-2.018	0.044

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 3269.09102860596
 Mean Absolute Error: 2502.46056242652
 Mean Absolute Percent Error: 3.25100023126842
 Theil Inequality Coefficient: 0.0201018937562338
 Covariance Proportion: 443498563.913561

Akaike information criterion: -3.47814944428805
 Schwarz information criterion: -3.25043532706344

Tabla 4. 26: Modelo EDEMET: Consumo Residencial.

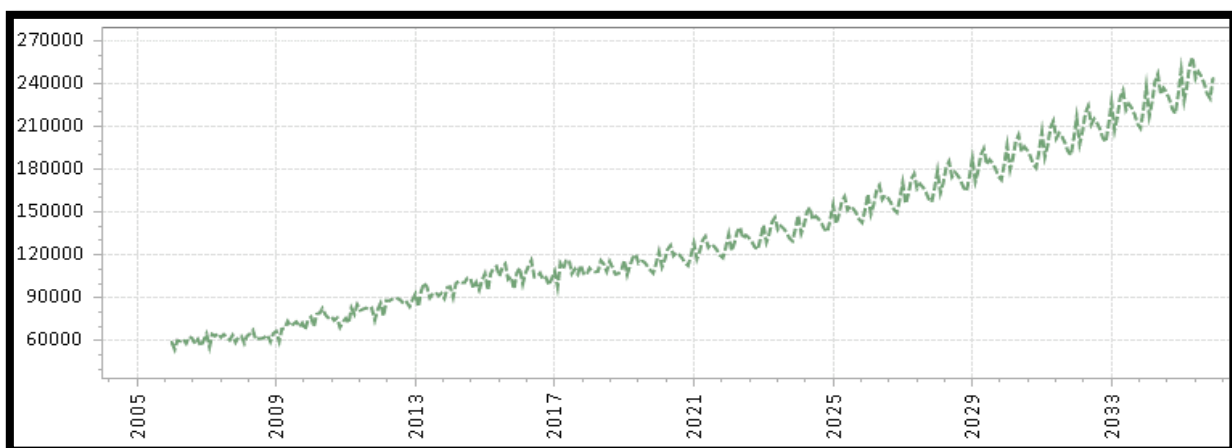


Gráfico 4. 25: Proyección EDEMET: Consumo Residencial.

Consumo Comercial

Para estimar la demanda del sector comercial se utilizó información histórica a partir del año 2006. Esto se debe a la volatilidad que presenta la serie en los años previos.

Los dos mejores modelos de acuerdo a los criterios de selección resultaron ser

el n°41 de Ajuste Parcial y el n°42 de Ajuste Parcial, pero con efecto preciso.

En este caso, la capacidad predictiva del 42 era levemente superior, pero, dado que no se puede saber de forma segura cual será la evolución de la tarifa media, se optó por seleccionar al n°41, véase Tabla 4. 27.

Variable Dependiente: CCOM				
Estadístico - F =		268.262646160445		
Probabilidad Estadístico - F =		0.00000000000000000000		
R-Squared =		0.964062729446503		
R-Squared Ajustado =		0.960469002391153		
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.996	0.223	8.924	0
LOG(PIBCOM)	0.301	0.038	7.938	0
LOG(CCOM(-12))	0.676	0.034	19.742	0
@seas(2)	-0.011	0.015	-0.719	0.473
@seas(3)	-0.013	0.015	-0.835	0.405
@seas(4)	0.007	0.015	0.47	0.638
@seas(5)	0.01	0.015	0.682	0.496
@seas(6)	-0.006	0.015	-0.386	0.699
@seas(7)	-0.001	0.015	-0.072	0.942
@seas(8)	-0.013	0.015	-0.835	0.405
@seas(9)	-0.013	0.015	-0.878	0.381
@seas(10)	-0.038	0.016	-2.314	0.022
@seas(11)	-0.035	0.016	-2.127	0.035
@seas(12)	-0.02	0.016	-1.254	0.212
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:		5501.4010905924		
Mean Absolute Error:		4222.99297383317		
Mean Absolute Percent Error:		2.87939963227768		
Theil Inequality Coefficient:		0.0183690297998811		
Covariance Proportion:		751793076.048632		
Akaike information criterion:		-3.5771709344378		
Schwarz information criterion:		-3.28843908586791		

Tabla 4. 27: Modelo EDEMET: Consumo Comercial.



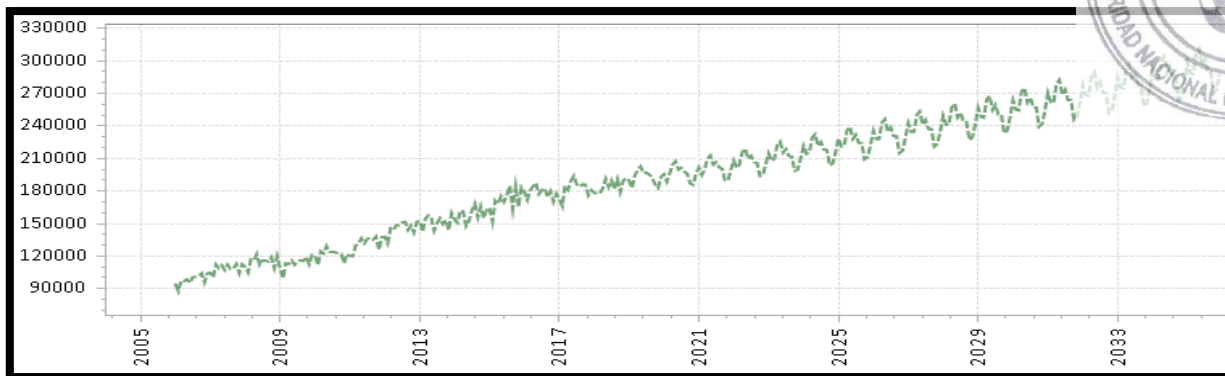


Gráfico 4. 26: Proyección EDEMET: Consumo Comercial.

Consumo Industrial

Ninguna de las especificaciones econométricas disponibles en el programa permitió un buen ajuste en la modelización del consumo industrial de EDEMET. Se terminó optando por

utilizar el modelo n°41 de ajuste parcial (se descartaron los primeros cinco años por la volatilidad de la serie), véase Tabla 4. 28.

Variable Dependiente: CIND				
Estadístico - F =	4.04382426315689			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00002439307959858480			
R-Squared =	0.270300238282661			
R-Squared Ajustado =	0.203457512018477			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	3.906	0.881	4.43	0
LOG(CIND(-12))	0.591	0.091	6.427	0
@seas(2)	-0.016	0.052	-0.314	0.753
@seas(3)	0.011	0.052	0.22	0.825
@seas(4)	-0.007	0.052	-0.152	0.879
@seas(5)	0.012	0.052	0.245	0.806
@seas(6)	-0.006	0.052	-0.124	0.9
@seas(7)	0	0.052	-0.004	0.996
@seas(8)	0.007	0.052	0.149	0.881
@seas(9)	0.004	0.052	0.077	0.938
@seas(10)	0	0.052	0.005	0.995
@seas(11)	-0.03	0.052	-0.586	0.558
@seas(12)	-0.004	0.052	-0.089	0.929
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	1955.79638061594			
Mean Absolute Error:	1690.27627119785			
Mean Absolute Percent Error:	12.0962348923288			
Theil Inequality Coefficient:	0.0684733523367007			
Covariance Proportion:	251543.724762975			
Akaike information criterion:	-1.19172853202845			
Schwarz information criterion:	-0.92362038692784			
Hannan-Quinn information criterion:	-1.0827845103475			

Tabla 4. 28: Modelo EDEMET: Consumo Industrial.

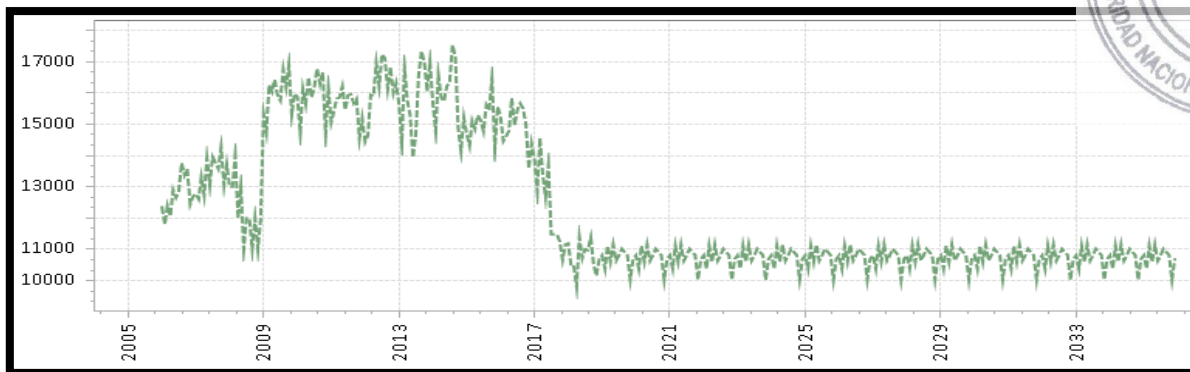


Gráfico 4. 27: Proyección EDEMET: Consumo Industrial.

Consumo del Gobierno

El consumo del sector gobierno se estimó a partir del modelo nº41 que considera al PIB total como variable explicativa, véase Tabla 4. 29.

Variable Dependiente: CGOB				
Estadístico - F =	44.8828780697904			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.726265513139175			
R-Squared Ajustado =	0.71008416416218			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	7.981	0.112	71.216	0
LOG(PIB)	0.312	0.014	21.255	0
@seas(2)	-0.036	0.027	-1.364	0.173
@seas(3)	0.032	0.027	1.215	0.225
@seas(4)	0.091	0.027	3.375	0
@seas(5)	0.117	0.027	4.34	0
@seas(6)	0.086	0.027	3.187	0.001
@seas(7)	0.118	0.027	4.356	0
@seas(8)	0.041	0.027	1.513	0.131
@seas(9)	0.087	0.027	3.231	0.001
@seas(10)	0.09	0.027	3.315	0.001
@seas(11)	0.019	0.027	0.705	0.481
@seas(12)	0.036	0.027	1.333	0.183
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	2767.49933424047			
Mean Absolute Error:	1683.16037112169			
Mean Absolute Percent Error:	4.98015770841399			
Theil Inequality Coefficient:	0.0411353939623164			
Covariance Proportion:	18596994.914152			
Akaike information criterion:	-2.12441322190759			
Schwarz information criterion:	-1.92127146588957			
Hannan-Quinn information criterion:	-2.04234345521445			

Tabla 4. 29: Modelo EDEMET: Consumo Gobierno.

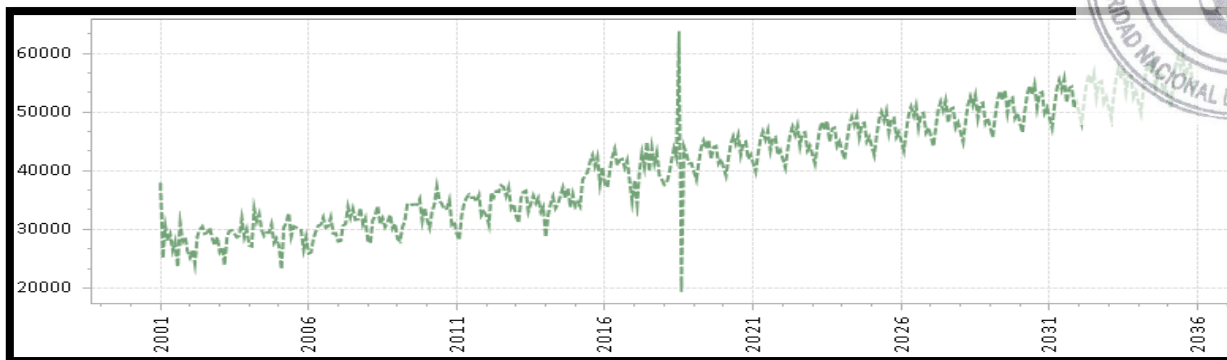


Gráfico 4. 28: Proyección EDEMET: Consumo Gobierno.

Consumo de Alumbrado

Para el consumo del alumbrado público, la mejor especificación resultó ser la n°40 que considera una tendencia determinística y el n°44 con un vector autorregresivo de orden 12. En base a los valores de los estadísticos de ajuste

y la capacidad de predicción se eligió al n°40, véase Tabla 4. 30. Además, cabe destacar que se descartó el año 2001 y el mes de diciembre del 2016 debido a su elevada volatilidad.

Variable Dependiente: CALP				
Estadístico - F =		177.95317000009		
Probabilidad Estadístico - F =		0.00000000000000000000		
R-Squared =		0.917900242037002		
R-Squared Ajustado =		0.912742142060269		
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	8.078	0.023	346.786	0
@trend	0.004	0	45.338	0
@seas(2)	0.005	0.029	0.168	0.866
@seas(3)	0.054	0.029	1.821	0.07
@seas(4)	0.067	0.029	2.254	0.025
@seas(5)	0.077	0.029	2.602	0.009
@seas(6)	0.066	0.029	2.233	0.026
@seas(7)	0.059	0.029	1.982	0.048
@seas(8)	0.111	0.029	3.749	0
@seas(9)	0.064	0.029	2.169	0.031
@seas(10)	0.07	0.029	2.351	0.019
@seas(11)	0.058	0.029	1.973	0.045
@seas(12)	0.166	0.029	5.569	0
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:		552.593464101242		
Mean Absolute Error:		373.227481995197		
Mean Absolute Percent Error:		6.41857715044581		
Theil Inequality Coefficient:		0.0458318440981064		
Covariance Proportion:		2748509.83694618		
Akaike information criterion:		-1.9870918234221		
Schwarz information criterion:		-1.77564300028497		
Hannan-Quinn information criterion:		-1.90155693977822		

Tabla 4. 30: Modelo EDEMET: Consumo Alumbrado.



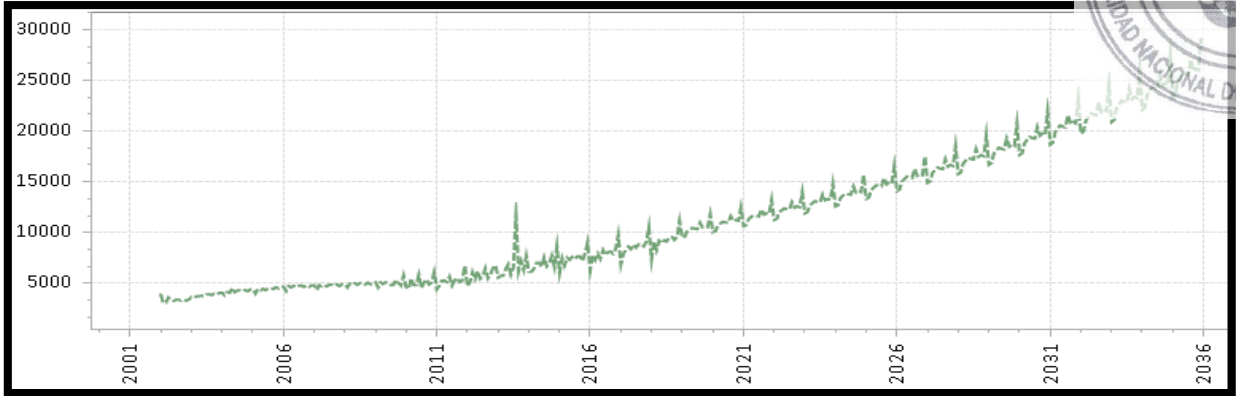


Gráfico 4. 29: Proyección EDEMET: Consumo Alumbrado.

Consumo Otros

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento del consumo otros, y que su impacto en el total de la demanda es reducido

(representa menos del 0.1%), se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 30.

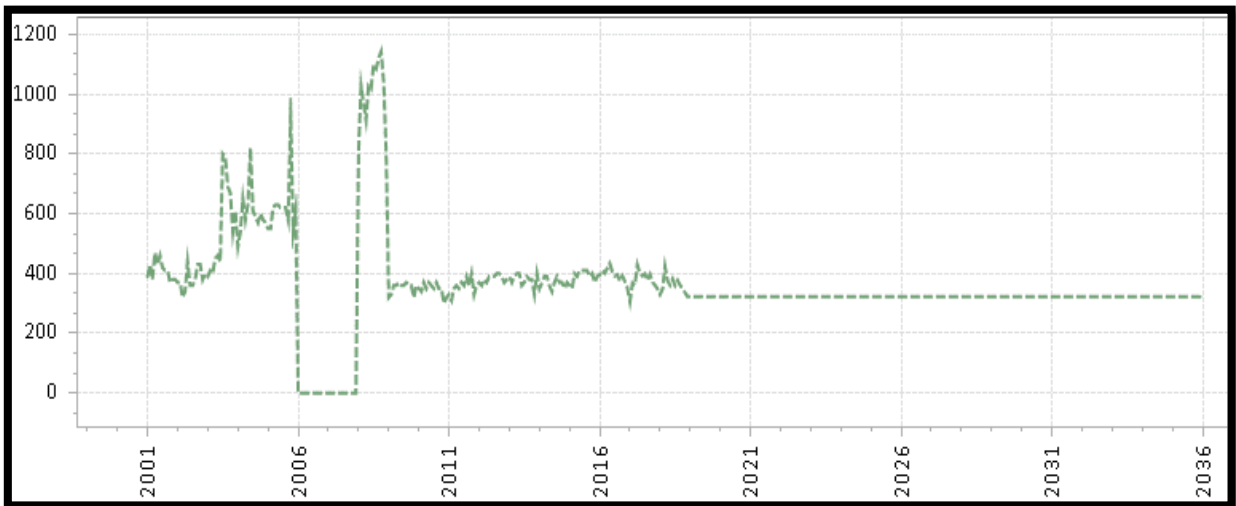


Gráfico 4. 30: Proyección EDEMET: Consumo otros.

Tarifa Media Real de la Distribuidora, Pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento de la tarifa media real de la distribuidora, las pérdidas técnicas y las pérdidas no

técnicas, se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 31, Gráfico 4. 32 y Gráfico 4. 33.



Gráfico 4. 31: Proyección EDEMET: TMEDR.

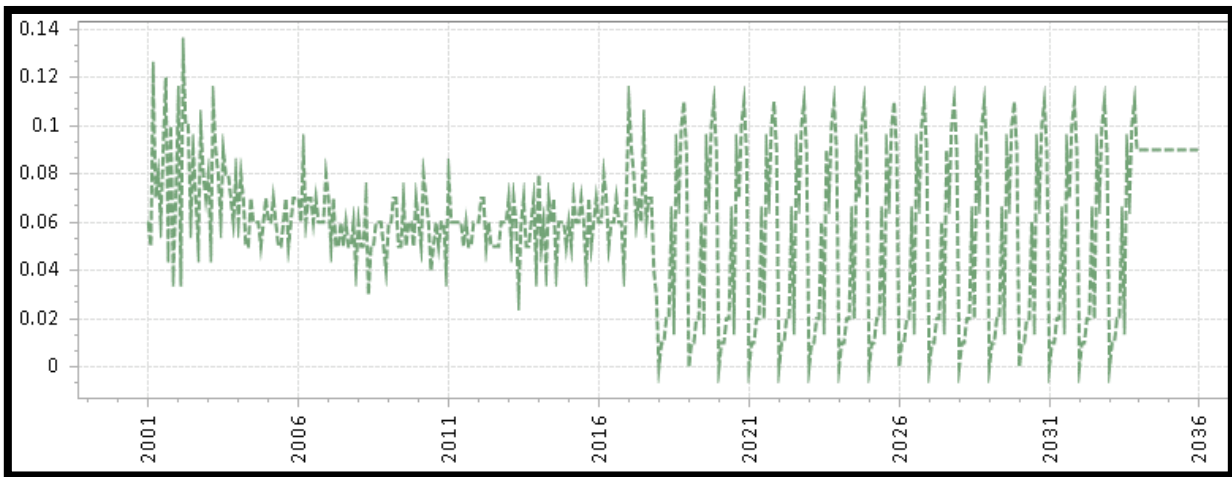


Gráfico 4. 32: Proyección EDEMET: Pérdidas técnicas.

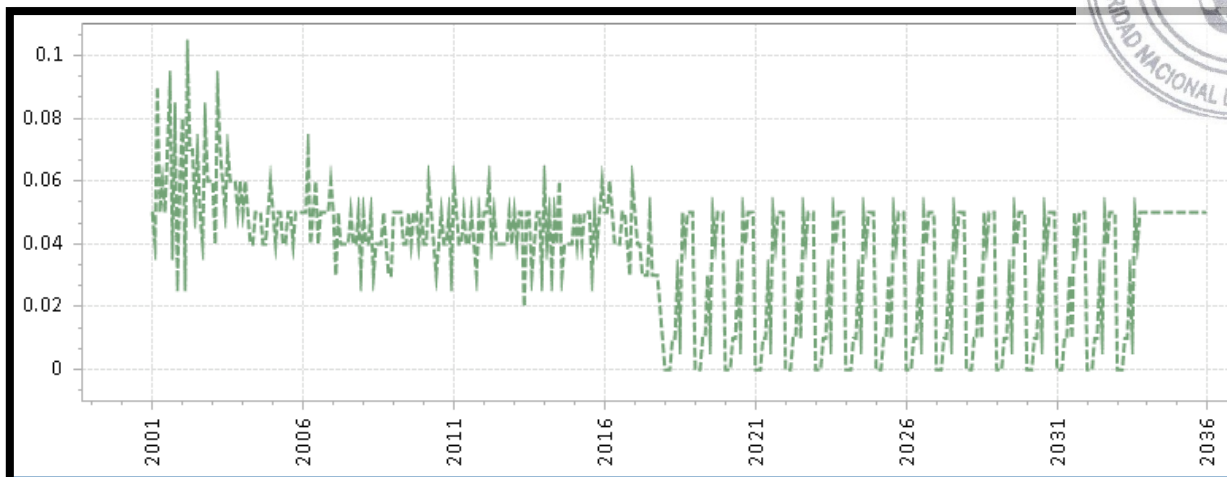


Gráfico 4. 33: Proyección EDEMET: Perdidas no técnicas.

ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)

Consumo Residencial

Al igual que para EDECHI y EDEMET fue posible hallar múltiples especificaciones que estimen correctamente el consumo residencial. De ellas se eligió a la n^o44 de ajuste parcial como la mejor dado el elevado R^2 , menor valor en los criterios de información y mayor capacidad

predictiva, véase Tabla 4. 31.

Hay que resaltar que para la proyección del escenario pesimista se utilizó el modelo n^o18, dado a que este, presenta valores de ajuste del modelo más elevados.



Variable Dependiente: CRES

Estadístico - F = 735.12759991399
 Probabilidad Estadístico - F = 0.00000000000000000000
 R-Squared = 0.980506140214758
 R-Squared Ajustado = 0.979172349808399

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.289	0.325	10.115	0
LOG(PIB)	0.409	0.046	8.849	0
LOG(CRES(-12))	0.431	0.059	7.234	0
@seas(2)	-0.066	0.015	-4.294	0
@seas(3)	-0.039	0.014	-2.737	0.006
@seas(4)	-0.002	0.013	-0.217	0.828
@seas(5)	0.005	0.013	0.422	0.673
@seas(6)	-0.02	0.013	-1.484	0.139
@seas(7)	-0.01	0.013	-0.737	0.461
@seas(8)	-0.02	0.013	-1.494	0.136
@seas(9)	-0.034	0.014	-2.421	0.016
@seas(10)	-0.046	0.014	-3.228	0.001
@seas(11)	-0.055	0.014	-3.757	0
@seas(12)	-0.037	0.014	-2.63	0.009

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error: 2795.49568414991
 Mean Absolute Error: 2097.1804904041
 Mean Absolute Percent Error: 2.8896380748502
 Theil Inequality Coefficient: 0.0181361661075952
 Covariance Proportion: 385829460.811036

Akaike information criterion: -3.56253698121607
 Schwarz information criterion: -3.33482286399147

Tabla 4. 31: Modelo ENSA: Consumo Residencial.

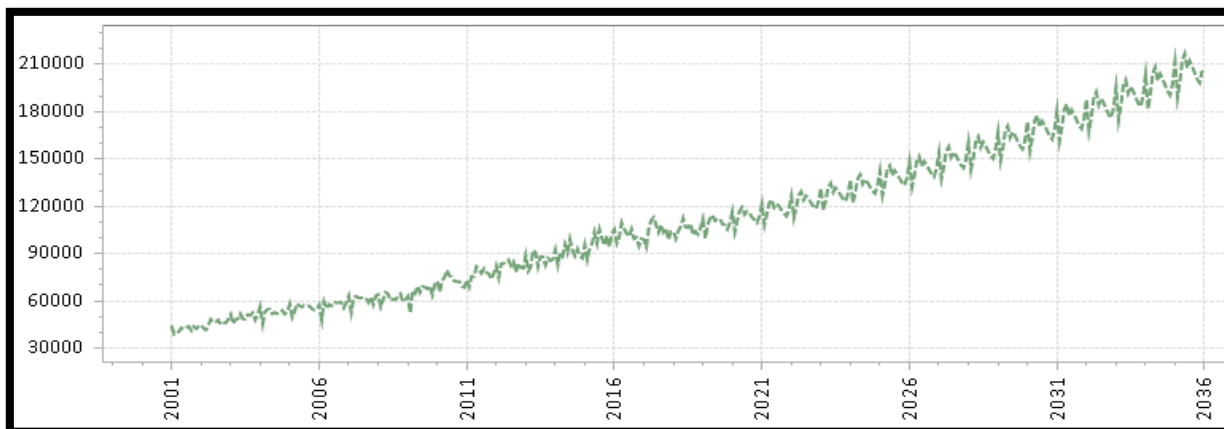


Gráfico 4. 34: Proyección ENSA: Consumo Residencial.

Consumo Comercial

Para estimar la demanda del sector comercial se utilizó información histórica a partir del año 2006. Esto se debe a la volatilidad que presenta la serie en los años previos.

Los dos mejores modelos de acuerdo a los criterios de selección resultaron ser

el n°41 de Ajuste Parcial y el n°42 de Ajuste Parcial, pero con efecto preciso.

En este caso, la capacidad predictiva del 42 era levemente superior, pero, dado que no se puede saber de forma segura cual será la evolución de la tarifa media, se optó por seleccionar al n°41, véase Tabla 4. 32.

Variable Dependiente: CCOM				
Estadístico - F =	704.850269527394			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.979685778561871			
R-Squared Ajustado =	0.978295858147683			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.14	0.21	10.194	0
LOG(PIBCOM)	0.222	0.027	8.124	0
LOG(CCOM(-12))	0.694	0.032	21.627	0
@seas(2)	-0.02	0.013	-1.505	0.133
@seas(3)	-0.001	0.013	-0.103	0.917
@seas(4)	0.006	0.013	0.515	0.606
@seas(5)	0.008	0.013	0.659	0.51
@seas(6)	-0.002	0.013	-0.201	0.84
@seas(7)	0	0.013	-0.03	0.975
@seas(8)	-0.004	0.013	-0.3	0.764
@seas(9)	-0.014	0.013	-1.095	0.274
@seas(10)	-0.021	0.013	-1.596	0.111
@seas(11)	-0.031	0.013	-2.286	0.023
@seas(12)	-0.014	0.013	-1.035	0.301
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	3789.41033640458			
Mean Absolute Error:	2843.00894232327			
Mean Absolute Percent Error:	3.19484731638681			
Theil Inequality Coefficient:	0.0215871791388535			
Covariance Proportion:	466357749.558428			
Akaike information criterion:	-3.57129862812761			
Schwarz information criterion:	-3.34358451090301			

Tabla 4. 32: Modelo ENSA: Consumo Comercial.



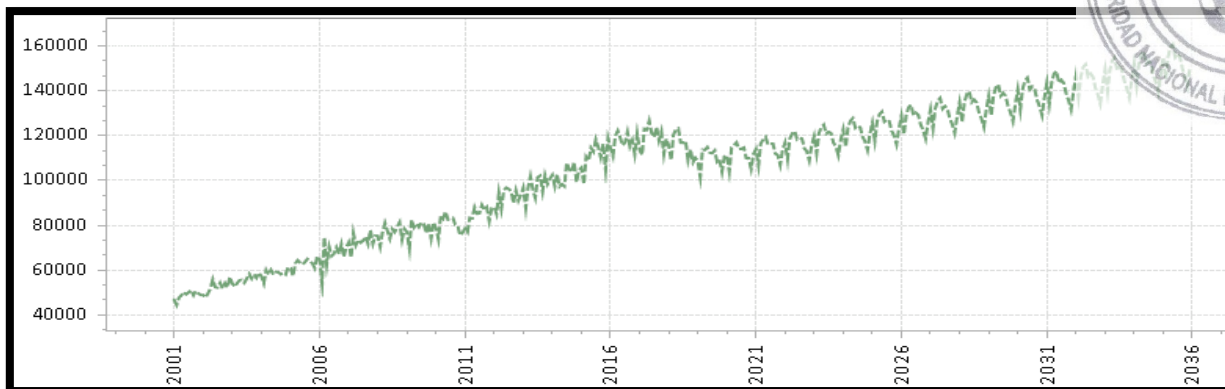


Gráfico 4. 35: Proyección ENSA: Consumo Comercial.

Consumo Industrial

Ninguna de las especificaciones econométricas disponibles en el programa permitió un buen ajuste en la modelización del consumo industrial de

ENSA. Se terminó optando por utilizar el modelo nº44 (se descartaron los primeros cinco años por la volatilidad de la serie), véase Tabla 4. 33.

Variable Dependiente: CIND				
Estadístico - F =	6.07167279990537			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000565173510595			
R-Squared =	0.276131483650045			
R-Squared Ajustado =	0.230652833408163			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	2.183	0.954	2.287	0.023
LOG(CIND(-12))	0.775	0.097	7.995	0
@seas(2)	-0.009	0.053	-0.169	0.865
@seas(3)	0.016	0.053	0.309	0.757
@seas(4)	0	0.053	-0.002	0.997
@seas(5)	0.009	0.053	0.172	0.863
@seas(6)	-0.013	0.053	-0.245	0.806
@seas(7)	-0.015	0.053	-0.292	0.77
@seas(8)	-0.014	0.053	-0.271	0.786
@seas(9)	-0.021	0.053	-0.395	0.692
@seas(10)	-0.008	0.053	-0.16	0.872
@seas(11)	-0.03	0.053	-0.564	0.572
@seas(12)	-0.014	0.053	-0.264	0.791
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	3495.31657958615			
Mean Absolute Error:	2953.88866979473			
Mean Absolute Percent Error:	17.7029445562157			
Theil Inequality Coefficient:	0.0979061493135285			
Covariance Proportion:	-65671.063884448			
Akaike information criterion:	-0.819474245014327			
Schwarz information criterion:	-0.608025421877196			
Hannan-Quinn information criterion:	-0.733939361370448			

Tabla 4. 33: Modelo ENSA: Consumo Industrial.

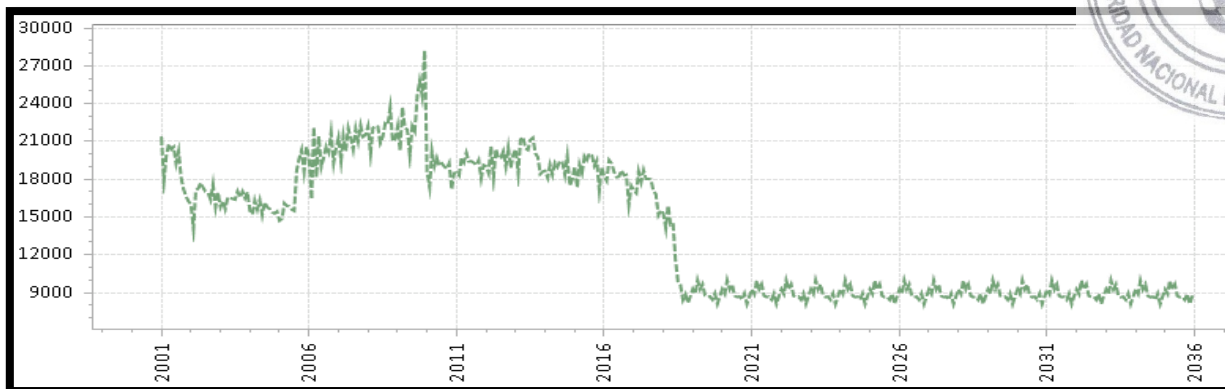


Gráfico 4. 36: Proyección ENSA: Consumo Industrial.

Consumo del Gobierno

El consumo del sector gobierno se estimó a partir del modelo n°40 que considera a la temperatura total como variable explicativa, véase Tabla 4. 34. En el caso del escenario pesimista se utilizó el modelo n°41, que utiliza como variable explicativa el PIB.

Variable Dependiente: CGOB				
Estadístico - F =		655.725311563574		
Probabilidad Estadístico - F =		0.00000000000000000000		
R-Squared =		0.974850414909912		
R-Squared Ajustado =		0.973363739929217		
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	9.644	0.011	865.069	0
@trend	0.004	0	86.624	0
@seas(2)	-0.074	0.014	-5.231	0
@seas(3)	0.051	0.014	3.637	0
@seas(4)	0.061	0.014	4.288	0
@seas(5)	0.101	0.014	7.148	0
@seas(6)	0.066	0.014	4.648	0
@seas(7)	0.094	0.014	6.661	0
@seas(8)	0.101	0.014	7.143	0
@seas(9)	0.06	0.014	4.266	0
@seas(10)	0.084	0.014	5.935	0
@seas(11)	0.01	0.014	0.71	0.477
@seas(12)	0.012	0.014	0.906	0.365
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:		1074.3576461018		
Mean Absolute Error:		800.072767339748		
Mean Absolute Percent Error:		3.08266195086338		
Theil Inequality Coefficient:		0.0200982167773271		
Covariance Proportion:		44224573.1284679		
Akaike information criterion:		-3.40812502448025		
Schwarz information criterion:		-3.20498326846222		
Hannan-Quinn information criterion:		-3.3260552577871		

Tabla 4. 34: Modelo ENSA: Consumo Gobierno.

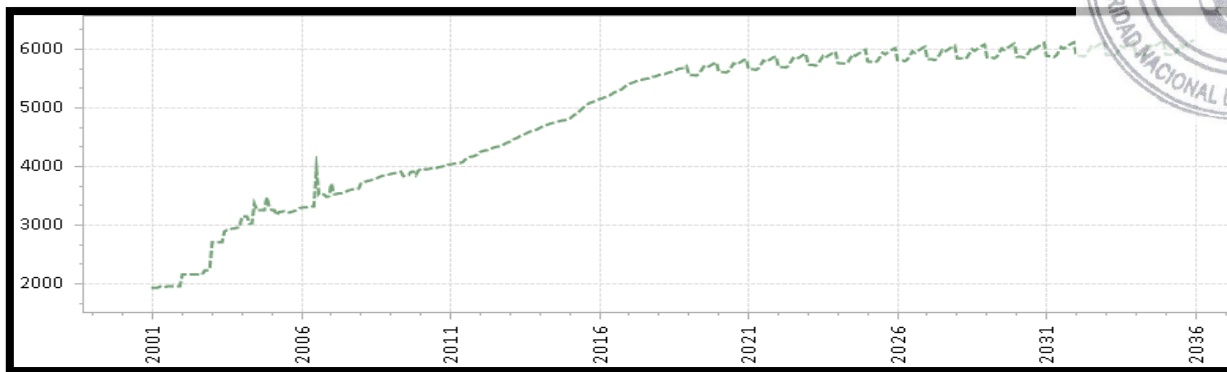


Gráfico 4. 37: Proyección ENSA: Consumo Gobierno.

Consumo de Alumbrado

Para el consumo del alumbrado público, la mejor especificación resultó ser la n°40 que considera una tendencia determinística y el n°44 con un vector autorregresivo de orden 12. En base a los valores de los estadísticos de ajuste

se eligió al n°44, véase Tabla 4. 35. Además, cabe destacar que se descartó el año 2001 y el mes de diciembre del 2016 debido a su elevada volatilidad.

Variable Dependiente: CALP				
Estadístico - F =	390.269129651714			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000000000000000			
R-Squared =	0.960814319922229			
R-Squared Ajustado =	0.958352392378076			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
c	1.237	0.103	11.936	0
LOG(CALP(-12))	0.856	0.012	68.319	0
@seas(2)	0	0.017	-0.003	0.997
@seas(3)	0	0.017	-0.002	0.997
@seas(4)	0	0.017	-0.023	0.98
@seas(5)	0	0.017	0.021	0.983
@seas(6)	0.002	0.017	0.121	0.903
@seas(7)	0.003	0.017	0.22	0.826
@seas(8)	0.003	0.017	0.178	0.858
@seas(9)	0.003	0.017	0.223	0.823
@seas(10)	0.004	0.017	0.259	0.795
@seas(11)	0.005	0.017	0.302	0.762
@seas(12)	0.005	0.017	0.331	0.74
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	270.777905320786			
Mean Absolute Error:	235.333401226064			
Mean Absolute Percent Error:	5.7531431201922			
Theil Inequality Coefficient:	0.0320366166024641			
Covariance Proportion:	848166.10606773			
Akaike information criterion:	-3.09572143638526			
Schwarz information criterion:	-2.88427261324813			
Hannan-Quinn information criterion:	-3.01018655274138			

Tabla 4. 35: Modelo ENSA: Consumo Alumbrado.

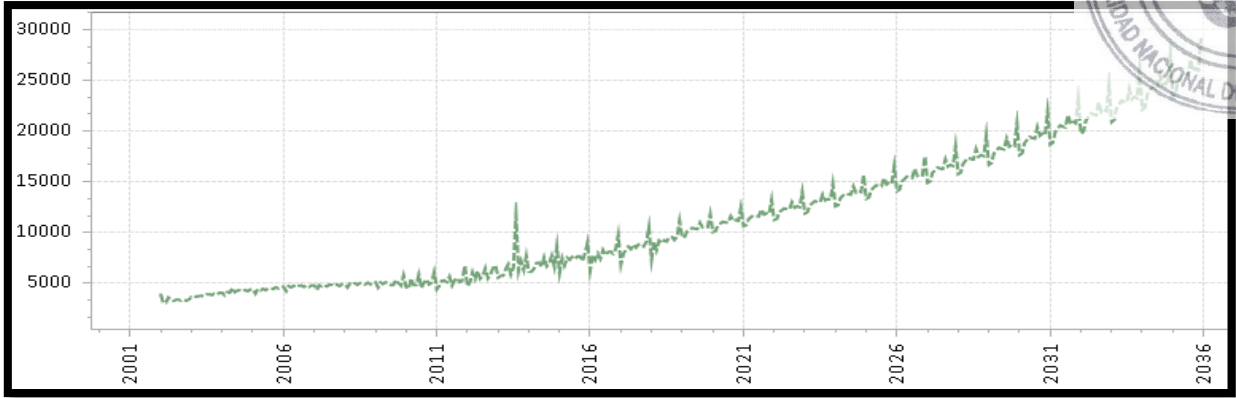


Gráfico 4. 38: Proyección ENSA: Consumo Alumbrado.

Consumo Otros

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento del consumo otros, y que su impacto en el total de la demanda es reducido

(representa menos del 0.1%), se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 39.

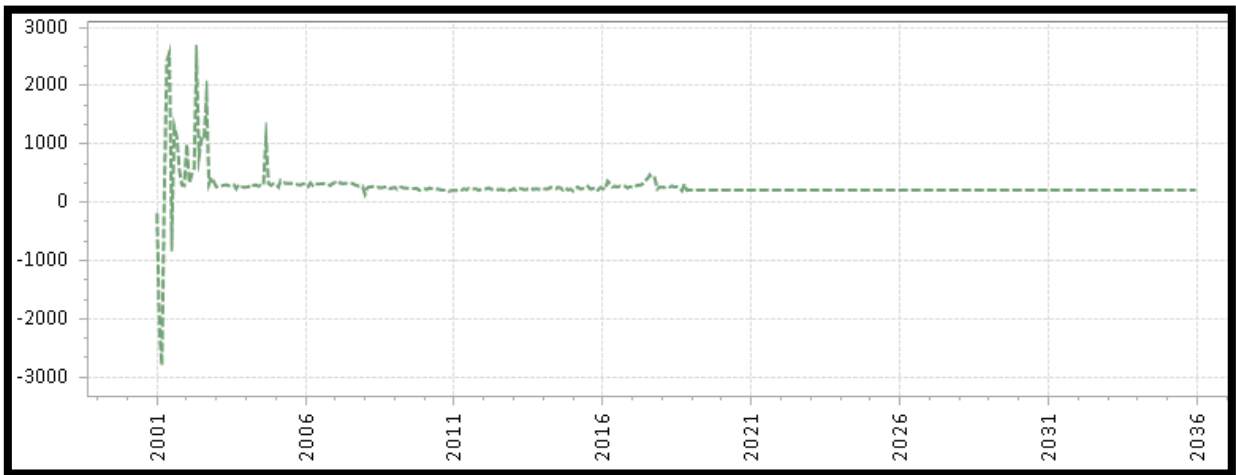


Gráfico 4. 39: Proyección ENSA: Consumo otros.

Tarifa Media Real de la Distribuidora, Pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento de la tarifa media real de la distribuidora, las pérdidas técnicas y las pérdidas no

técnicas, se optó por dejar al mismo constante durante todo el período de análisis, véase Gráfico 4. 40, Gráfico 4. 41 y Gráfico 4. 42

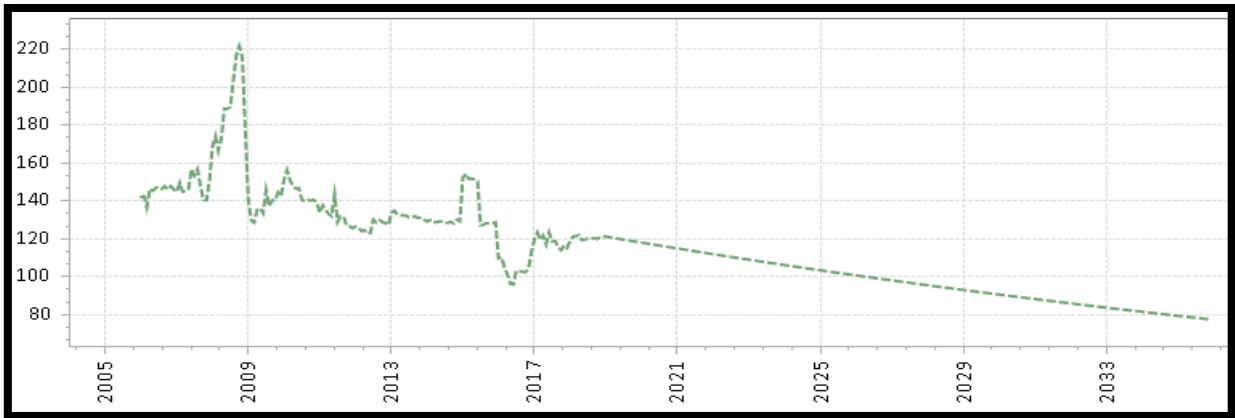


Gráfico 4. 40: Proyección ENSA: TMEDR.

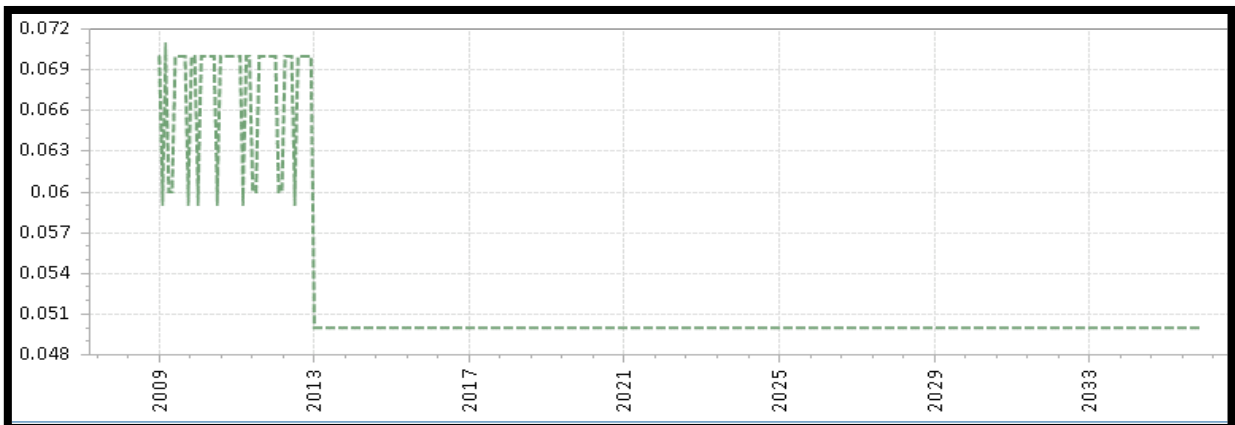


Gráfico 4. 41: Proyección ENSA: Pérdidas técnicas.

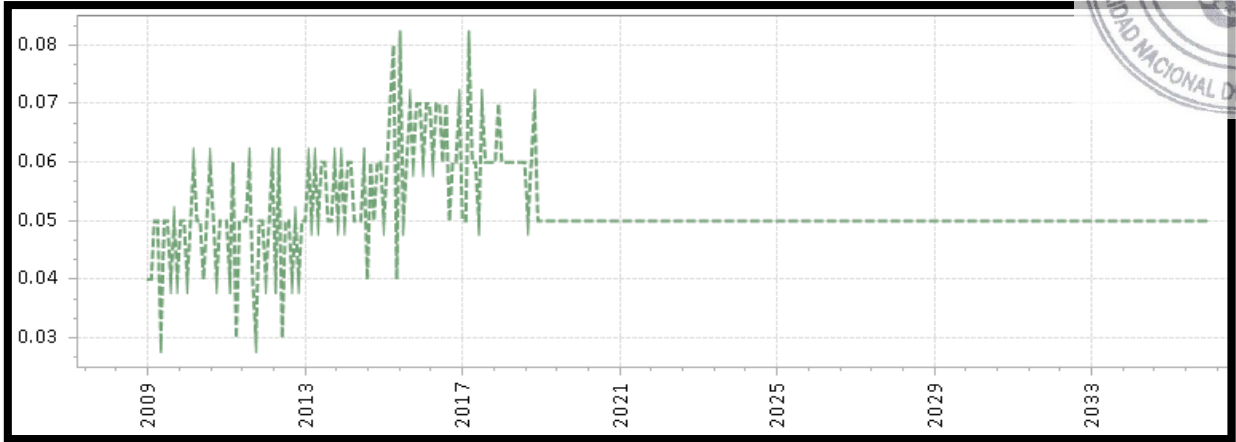


Gráfico 4. 42: Proyección ENSA: Perdidas no técnicas.



PRONÓSTICOS DE DEMANDA – GRANDES

La demanda de los grandes usuarios se separó de acuerdo al nivel de tensión al que se encuentran conectados:

- GU_BT: Consumo Grandes Usuarios en Baja Tensión, energía en MWh.
- GU_AT: Consumo Grandes Usuarios en Alta Tensión, energía en MWh.
- PERT_GU: Pérdidas técnicas de los grandes usuarios en baja tensión.

Además, el ME-SiProDe cuenta la variable CMETRO, que permite incorporar el consumo del Metro.

Grandes Usuarios – Baja Tensión

Si bien se contemplaron múltiples especificaciones posibles, ninguna de ellas logró alcanzar valores razonables tanto en los coeficientes como en los estadísticos de ajuste. Se entiende que ello se debe a la volatilidad propia de la serie, la cual contempla la demanda de un grupo de grandes empresas que no

se encuentran correlacionadas de forma directa o clara entre ellas ni con la evolución global de la economía. A pesar de ello, se encontró como el mejor modelo al n°43 de tendencia determinística (se descartaron las observaciones previas al 2010), véase Gráfico 4. 43.

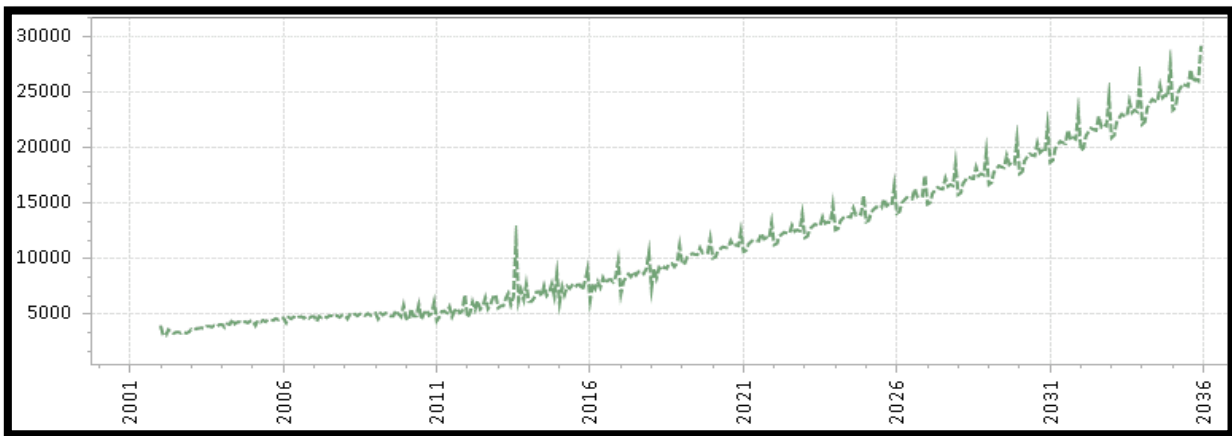


Gráfico 4. 43: Proyección GU_BT.

Variable Dependiente: GU_BT

Estadístico - F =	3.75959461055013
Probabilidad Estadístico - F =	0.00014829486304995900
R-Squared =	0.352145241946554
R-Squared Ajustado =	0.258479493794248

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.376	1.057	2.246	0.027
LOG(GU_BT(-12))	0.763	0.118	6.451	
@seas(2)	-0.013	0.288	-0.046	0.963
@seas(3)	0.017	0.288	0.058	0.953
@seas(4)	0.014	0.288	0.051	0.959
@seas(5)	0.025	0.289	0.087	0.93
@seas(6)	0.049	0.289	0.172	0.863
@seas(7)	0.081	0.289	0.282	0.778
@seas(8)	0.096	0.289	0.333	0.739
@seas(9)	0.065	0.289	0.225	0.822
@seas(10)	0.032	0.291	0.111	0.911
@seas(11)	0.033	0.29	0.115	0.908
@seas(12)	0.059	0.291	0.202	0.84

Indicadores de bondad estadísticos:

Root Mean Squared Error:	10345.312882247
Mean Absolute Error:	7235.79590766159
Mean Absolute Percent Error:	43.4141058958423
Theil Inequality Coefficient:	0.301967061149325
Covariance Proportion:	47241657.859456
Akaike information criterion:	1.86520287380689
Schwarz information criterion:	2.21245835806816
Hannan-Quinn information criterion:	2.00556921462562

Tabla 4. 36: Modelo GU_BT.

Grandes Usuarios – Alta Tensión

Para el caso de los grandes usuarios de alta tensión, se arribaron a resultados similares que el caso anterior. Los modelos no resultaron tener un buen ajuste, por lo que se optó por

seleccionar el modelo n°41 que explica la demanda mediante el PIB y población (se descartaron las observaciones previas al 2010), véase Gráfico 4. 44.

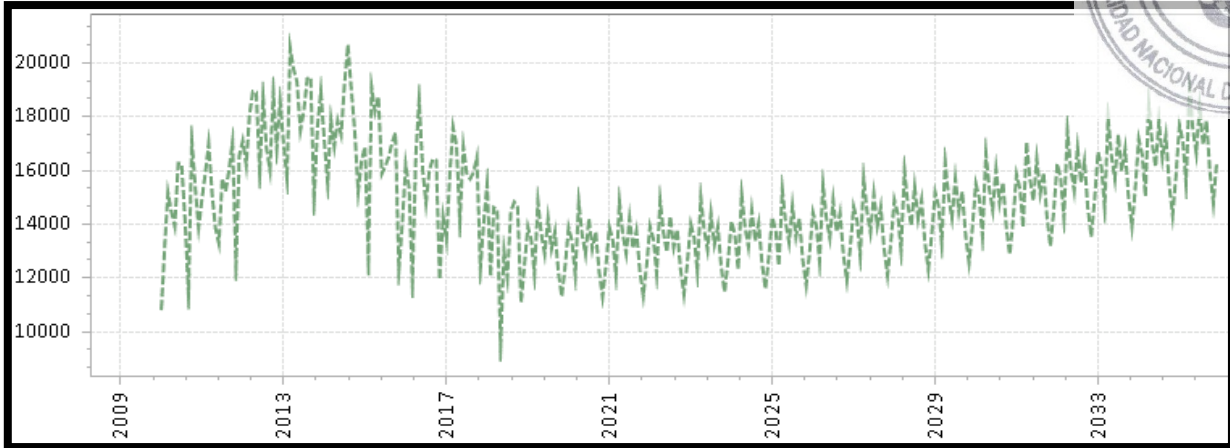


Gráfico 4. 44: Proyección GU_AT.

Variable Dependiente: GU_AT				
Estadístico - F =	7.873099991744326			
Probabilidad Estadístico - F =	0.00000000022458366050			
R-Squared =	0.521263779511426			
R-Squared Ajustado =	0.455055578805559			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	115.065	12.28	9.369	0
LOG(PIB/POB)	2.732	0.334	8.178	0
LOG(POB)	-5.876	0.682	-8.605	0
@seas(2)	-0.036	0.052	-0.7	0.485
@seas(3)	-0.137	0.059	-2.319	0.022
@seas(4)	0.066	0.052	1.267	0.207
@seas(5)	-0.018	0.052	-0.343	0.731
@seas(6)	-0.074	0.054	-1.371	0.173
@seas(7)	0.023	0.052	0.448	0.655
@seas(8)	-0.06	0.055	-1.089	0.278
@seas(9)	-0.011	0.053	-0.219	0.826
@seas(10)	-0.125	0.058	-2.13	0.035
@seas(11)	-0.205	0.054	-3.793	0
@seas(12)	-0.109	0.054	-2.004	0.047
Indicadores de bondad estadísticos:				
Root Mean Squared Error:	1561.14938639922			
Mean Absolute Error:	1257.45194671069			
Mean Absolute Percent Error:	8.01861513169981			
Theil Inequality Coefficient:	0.0488044344197438			
Covariance Proportion:	2755401.13867078			
Akaike information criterion:	-1.43434257289956			
Schwarz information criterion:	-1.08665889530938			

Tabla 4. 37: Modelo GU_AT.

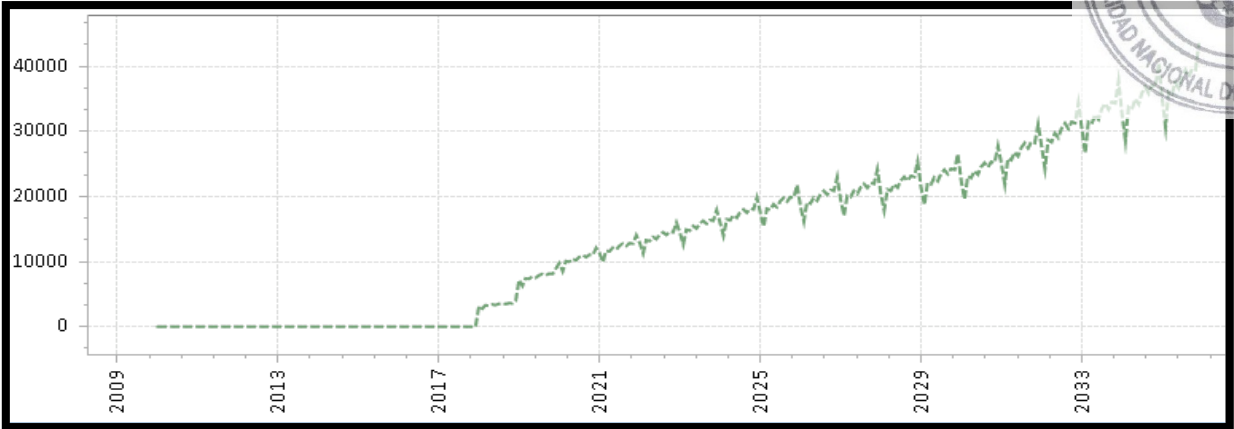


Gráfico 4. 45: Proyección Perdidas Técnicas_GU.

Pérdidas Técnicas de Grandes Usuarios de Baja Tensión.

Dado que no se posee certeza sobre cuál será el comportamiento de las pérdidas técnicas, se optó por dejar al mismo con el comportamiento presentado los últimos años (ver Gráfico 4. 46).

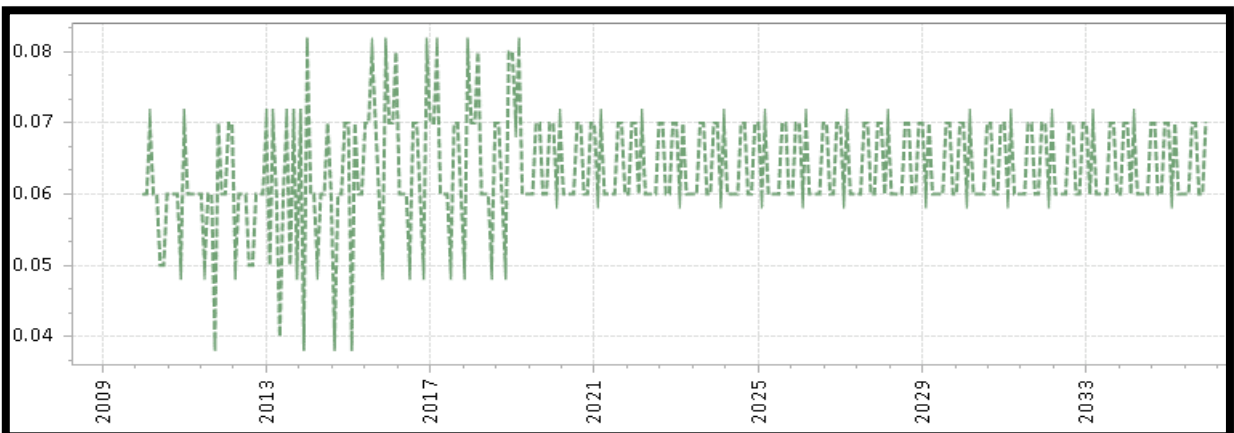


Gráfico 4. 46: Proyección Perdidas Técnicas_GU.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



CAPÍTULO 5

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



CAPÍTULO 5

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos de la demanda eléctrica total de las distribuidoras, grandes usuarios y la demanda total del país. Además, podremos observar lo resultados para la potencia máxima obtenida. Toda esta información se detallará por escenario (moderado, pesimista y optimista).

DEMANDA DE ENERGÍA

A continuación, se presentará una tabla resumen de las proyecciones de demanda para cada escenario, veremos los resultados de energía para cada distribuidora, grandes usuarios y el consumo total (ver Gráfico 5. 1).

Como es visto el ME-SIProDe, realiza cálculos para la proyección del consumo en Panamá, esto indica que la información presente, no contempla estas, véase Tabla 5. 1.

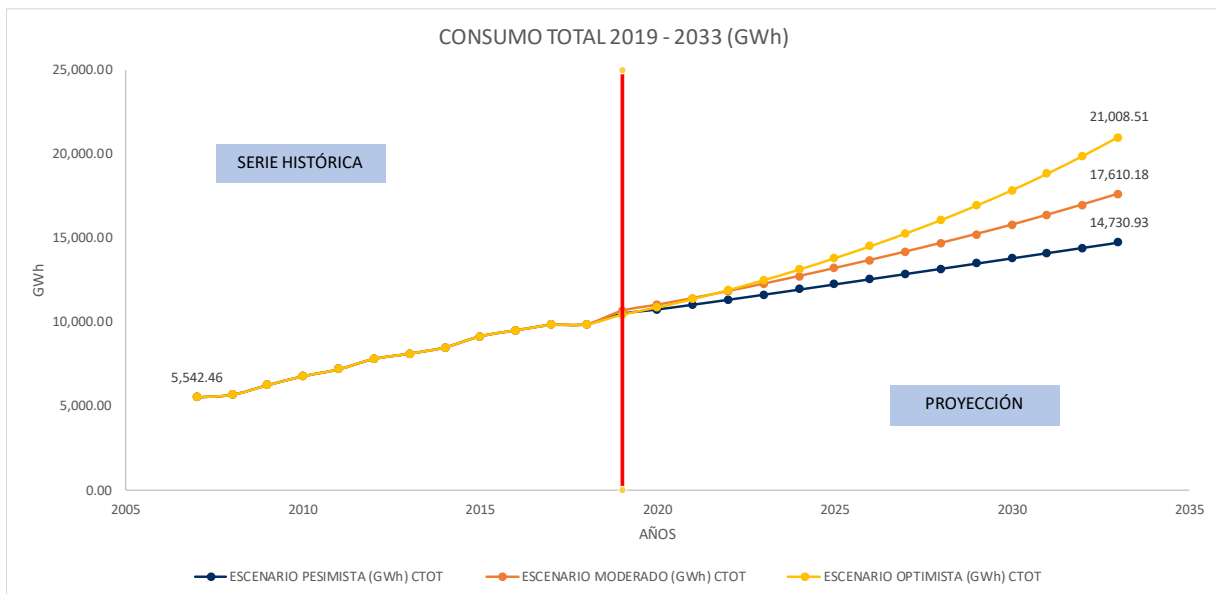


Gráfico 5. 1: Consumo total de Panamá - Tres escenarios.



AÑO	ESCENARIO PESIMISTA (GWh)					ESCENARIO MODERADO (GWh)					ESCENARIO OPTIMISTA (GWh)				
	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT	EDECHI	EDEMET	ENSA	GU	CTOT
2007	460.56	2,902.78	2,179.12		5,542.46	460.56	2,902.78	2,179.12		5,542.46	460.56	2,902.78	2,179.12		5,542.46
2008	474.40	2,967.83	2,249.72		5,691.95	474.40	2,967.83	2,249.72		5,691.95	474.40	2,967.83	2,249.72		5,691.95
2009	500.33	3,148.07	2,614.04		6,262.44	500.33	3,148.07	2,614.04		6,262.44	500.33	3,148.07	2,614.04		6,262.44
2010	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40	548.70	3,328.06	2,695.49	219.15	6,791.40
2011	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68	591.40	3,526.34	2,814.23	270.71	7,202.68
2012	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69	648.03	3,833.24	3,034.67	301.75	7,817.69
2013	668.30	3,982.24	3,158.85	324.68	8,134.07	668.30	3,982.24	3,158.85	324.68	8,134.07	668.30	3,982.24	3,158.85	324.68	8,134.07
2014	702.76	4,168.73	3,289.97	343.15	8,504.62	702.76	4,168.73	3,289.97	343.15	8,504.62	702.76	4,168.73	3,289.97	343.15	8,504.62
2015	825.89	4,508.41	3,572.25	256.68	9,163.23	825.89	4,508.41	3,572.25	256.68	9,163.23	825.89	4,508.41	3,572.25	256.68	9,163.23
2016	889.10	4,633.19	3,720.86	275.89	9,519.04	889.10	4,633.19	3,720.86	275.89	9,519.04	889.10	4,633.19	3,720.86	275.89	9,519.04
2017	944.21	4,678.21	3,776.39	437.70	9,836.50	944.21	4,678.21	3,776.39	437.70	9,836.50	944.21	4,678.21	3,776.39	437.70	9,836.50
2018	882.31	4,599.44	3,657.18	745.50	9,884.43	882.31	4,599.44	3,657.18	745.50	9,884.43	882.31	4,599.44	3,657.18	745.50	9,884.43
2019	885.97	5,050.42	3,596.70	1,014.48	10,499.97	1,002.15	5,036.10	3,620.60	1,010.49	10,669.35	988.02	4,799.62	3,655.11	1,014.48	10,451.97
2020	924.95	5,168.17	3,663.04	1,087.68	10,763.22	1,041.99	5,181.72	3,737.10	1,075.96	11,036.78	1,045.63	4,987.48	3,784.46	1,087.68	10,890.94
2021	965.86	5,299.15	3,738.82	1,143.26	11,045.60	1,088.79	5,346.30	3,869.05	1,123.40	11,427.54	1,115.84	5,212.13	3,935.62	1,143.26	11,379.58
2022	1,008.62	5,438.93	3,820.57	1,193.98	11,338.89	1,140.83	5,525.01	4,012.40	1,165.50	11,843.73	1,197.38	5,466.55	4,103.78	1,193.98	11,919.25
2023	1,053.17	5,584.58	3,906.02	1,241.01	11,638.88	1,197.08	5,715.01	4,165.06	1,203.33	12,280.48	1,289.80	5,747.37	4,286.45	1,241.01	12,504.99
2024	1,099.46	5,734.09	3,993.70	1,285.40	11,943.01	1,256.93	5,914.49	4,326.03	1,237.85	12,735.29	1,393.19	6,052.88	4,482.36	1,285.40	13,134.75
2025	1,147.46	5,886.08	4,082.56	1,328.00	12,249.59	1,320.02	6,122.29	4,494.81	1,269.82	13,206.92	1,507.93	6,382.28	4,690.88	1,328.00	13,808.21
2026	1,197.15	6,039.61	4,172.05	1,361.83	12,557.75	1,386.15	6,337.70	4,671.23	1,292.13	13,687.21	1,634.70	6,735.46	4,911.82	1,361.83	14,518.50
2027	1,248.50	6,194.03	4,261.64	1,395.27	12,866.79	1,455.22	6,560.33	4,855.35	1,313.06	14,183.96	1,774.38	7,112.75	5,145.25	1,395.27	15,275.00
2028	1,301.52	6,348.90	4,351.15	1,428.85	13,176.48	1,527.21	6,790.00	5,047.33	1,332.99	14,697.53	1,928.06	7,514.83	5,391.40	1,428.85	16,079.96
2029	1,356.21	6,503.90	4,440.32	1,463.03	13,486.60	1,602.16	7,026.68	5,247.42	1,352.26	15,228.52	2,096.98	7,942.66	5,650.65	1,463.03	16,936.12
2030	1,412.58	6,658.83	4,529.07	1,498.25	13,797.08	1,680.12	7,270.46	5,455.96	1,371.12	15,777.66	2,282.59	8,397.41	5,923.46	1,498.25	17,846.61
2031	1,470.65	6,813.55	4,617.35	1,557.29	14,107.96	1,761.18	7,521.52	5,673.32	1,412.18	16,368.20	2,486.50	8,880.47	6,210.38	1,557.29	18,837.41
2032	1,530.44	6,967.97	4,705.08	1,618.11	14,419.23	1,845.47	7,780.09	5,899.95	1,453.20	16,978.70	2,710.52	9,393.34	6,512.03	1,618.11	19,889.95
2033	1,591.98	7,122.04	4,792.23	1,681.06	14,730.93	1,933.11	8,046.46	6,136.31	1,494.31	17,610.18	2,956.65	9,937.73	6,829.09	1,681.06	21,008.51

Tabla 5. 1: Proyección total de la demanda eléctrica.

Como es visto en la Tabla 5. 2, para el 2033 la demanda alcanzara un valor de 14,730.93 GWh, 17,610.18 GWh y 21,008.51GWh, para el escenario pesimista, moderado y optimista. A partir de los resultados alcanzados, se puedo apreciar que estas alcanzaran

tasas levemente mayores las indicadas para el corto plazo, exceptuando el escenario pesimista, que nos indica un leve incremento en el crecimiento económico del país, véase Tabla 5. 2.

AÑO	ESCENARIO PESIMISTA (Δ GWh - %)	ESCENARIO MODERADO (Δ GWh - %)	ESCENARIO OPTIMISTA (Δ GWh - %)
	CTOT	CTOT	CTOT
2019-2023	2.54%	3.45%	4.38%
2023-2033	2.33%	3.54%	5.06%
2019-2033	2.39%	3.52%	4.86%

Tabla 5. 2: Tasa Anual Acumulativa.

En cuanto a la demanda individual de las distribuidoras, EDECHI continuará siendo la de mayor dinamismo con una tasa anual acumulativa del 4.58%, en el escenario moderado. Por el lado de EDEMET y ENSA, sus tasas se

encuentren en el orden de los 3.29% y 3.70% respectivamente. Finalmente, en lo que respecta a la demanda de los grandes usuarios se observa que tendrá en promedio un crecimiento del 2.76%.

POTENCIA MÁXIMA

A continuación, se presentan los resultados de la potencia máxima anual de ETESA (ver Tabla 5. 3), la cual fue estimada a partir del factor de carga

anual y la potencia media (que surge de las proyecciones de demanda). Debemos recordar que esta no contempla las pérdidas de transmisión.

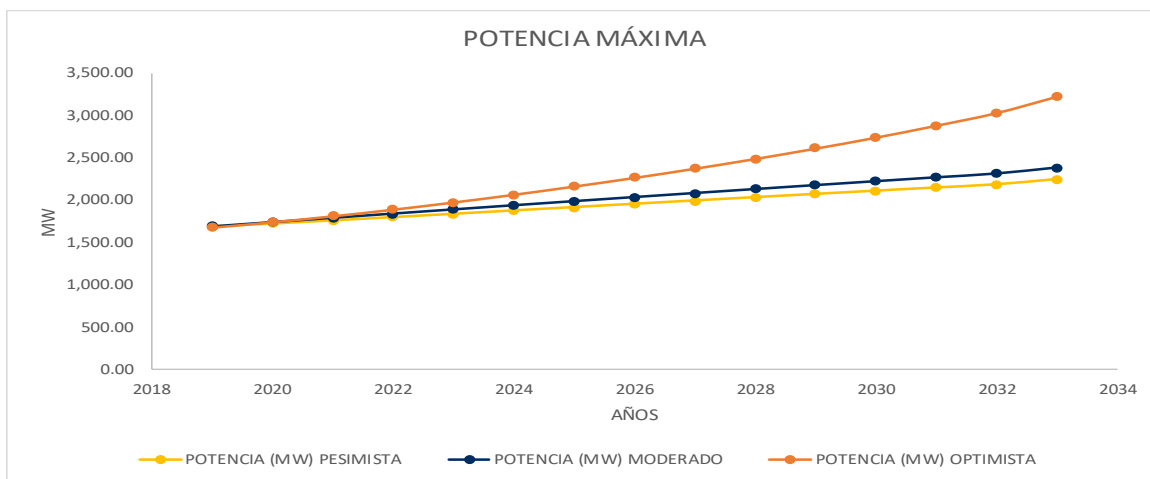


Gráfico 5. 2: Proyección de la potencia máxima anual.



POTENCIA (MW)			
AÑO	PESIMISTA	MODERADO	OPTIMISTA
2019	1,684.91	1,687.49	1,677.64
2020	1,719.28	1,738.35	1,741.00
2021	1,756.35	1,788.70	1,811.78
2022	1,794.76	1,838.57	1,890.09
2023	1,833.85	1,887.94	1,975.05
2024	1,873.20	1,936.82	2,066.27
2025	1,912.53	1,985.22	2,163.61
2026	1,951.70	2,033.14	2,265.94
2027	1,990.62	2,080.58	2,374.65
2028	2,029.24	2,127.54	2,490.01
2029	2,067.53	2,174.04	2,612.38
2030	2,105.49	2,220.06	2,742.15
2031	2,143.12	2,265.62	2,883.19
2032	2,180.42	2,310.72	3,032.56
2033	2,241.54	2,380.99	3,225.55

Tabla 5. 3: Potencia máxima anual por escenario.

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA MÁXIMA CON PERDIDAS DE TRANSMISIÓN

Como se indicó en las secciones anteriores, los resultados obtenidos para la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima anual, no contemplan las pérdidas de transmisión. Debido a lo antes expuesto, se realizaron los cálculos correspondientes para incluir estas pérdidas en los resultados finales, por lo cual, se mantuvo hasta el 2033 el valor de las pérdidas obtenidas en el año 2018. Este valor alcanzó un valor de 3.7%. A continuación, podremos apreciar estos valores, Véase Tabla 5. 4.

Año	Escenario Pesimista				Escenario Moderado				Escenario Optimista			
	Generación		Potencia		Generación		Potencia		Generación		Potencia	
	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
2007	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%
2008	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%
2009	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%
2010	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%
2011	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%
2012	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%
2013	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%
2014	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%
2015	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%
2016	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%
2017	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%
2018	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%
2019	10,887.39	0.97%	1,747.08	4.93%	11,063.02	2.60%	1,749.75	5.09%	10,840.41	0.53%	1,739.54	4.48%
2020	11,160.36	2.51%	1,782.72	2.04%	11,444.01	3.44%	1,802.49	3.01%	11,301.35	4.25%	1,805.24	3.78%
2021	11,453.16	2.62%	1,821.15	2.16%	11,849.19	3.54%	1,854.70	2.90%	11,814.62	4.54%	1,878.63	4.07%
2022	11,757.27	2.66%	1,860.99	2.19%	12,280.73	3.64%	1,906.41	2.79%	12,381.70	4.80%	1,959.83	4.32%
2023	12,068.33	2.65%	1,901.52	2.18%	12,733.60	3.69%	1,957.60	2.69%	12,997.53	4.97%	2,047.92	4.50%
2024	12,383.68	2.61%	1,942.31	2.15%	13,205.19	3.70%	2,008.29	2.59%	13,660.06	5.10%	2,142.51	4.62%
2025	12,701.57	2.57%	1,983.09	2.10%	13,694.23	3.70%	2,058.47	2.50%	14,369.08	5.19%	2,243.44	4.71%
2026	13,021.10	2.52%	2,023.71	2.05%	14,192.24	3.64%	2,108.16	2.41%	15,117.56	5.21%	2,349.54	4.73%
2027	13,341.55	2.46%	2,064.07	1.99%	14,707.31	3.63%	2,157.35	2.33%	15,915.37	5.28%	2,462.26	4.80%
2028	13,662.67	2.41%	2,104.11	1.94%	15,239.84	3.62%	2,206.04	2.26%	16,764.99	5.34%	2,581.89	4.86%
2029	13,984.22	2.35%	2,143.82	1.89%	15,790.41	3.61%	2,254.25	2.19%	17,669.41	5.39%	2,708.77	4.91%
2030	14,306.16	2.30%	2,183.18	1.84%	16,359.81	3.61%	2,301.98	2.12%	18,632.06	5.45%	2,843.33	4.97%
2031	14,628.51	2.25%	2,222.20	1.79%	16,972.15	3.74%	2,349.22	2.05%	19,680.07	5.62%	2,989.57	5.14%
2032	14,951.26	2.21%	2,260.88	1.74%	17,605.18	3.73%	2,395.98	1.99%	20,794.42	5.66%	3,144.46	5.18%
2033	15,274.46	2.16%	2,324.24	2.80%	18,259.96	3.72%	2,468.85	3.04%	21,979.80	5.70%	3,344.56	6.36%

Proyección de Demanda 2019 - 2033

Tabla 5. 4: Proyección de la demanda de energía y Potencia máxima, con pérdidas de transmisión.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco





CAPÍTULO 6

CURVAS TÍPICAS

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



CAPÍTULO 6

CURVAS TÍPICAS.

Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la Potencia Máxima consumida en función del tiempo. A continuación, se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras. A menos que se indique lo contrario, las curvas típicas son representación del día 2 de mayo de 2019.

EDEMET

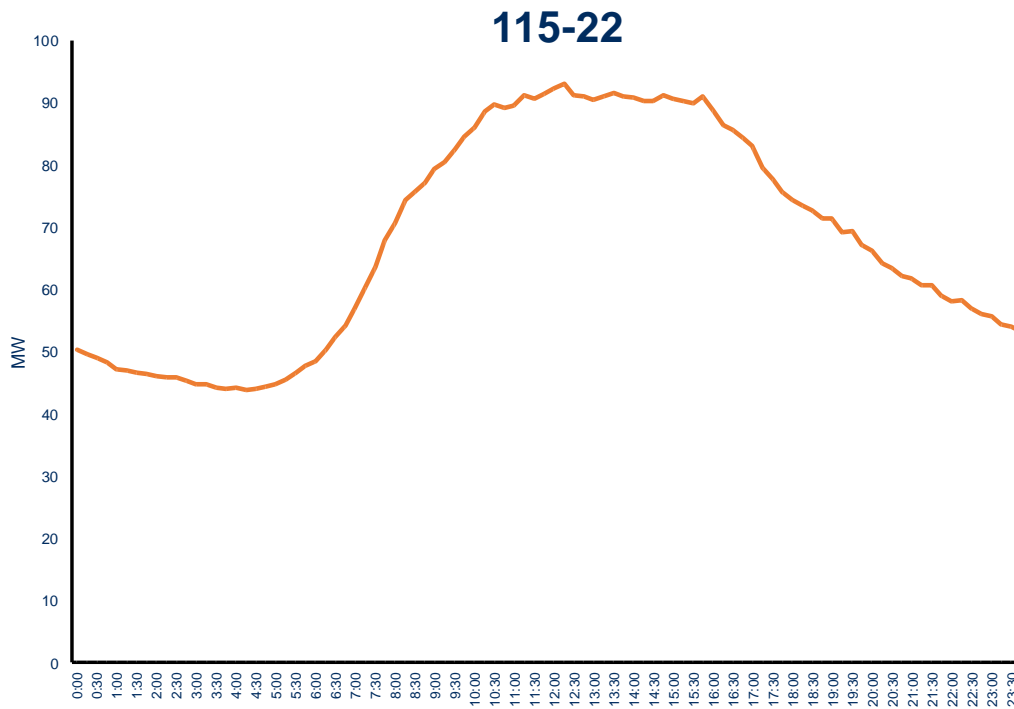


Gráfico 6. 1: Curva Típica de Carga – Línea 115-22.

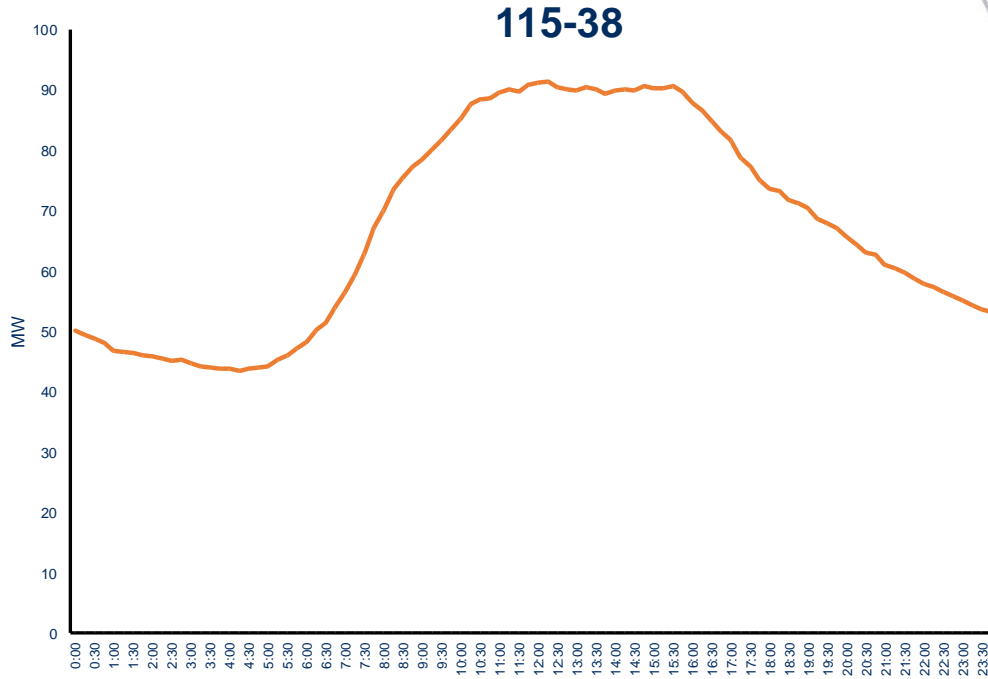


Gráfico 6. 2: Curva Típica de Carga - Línea 115-38.

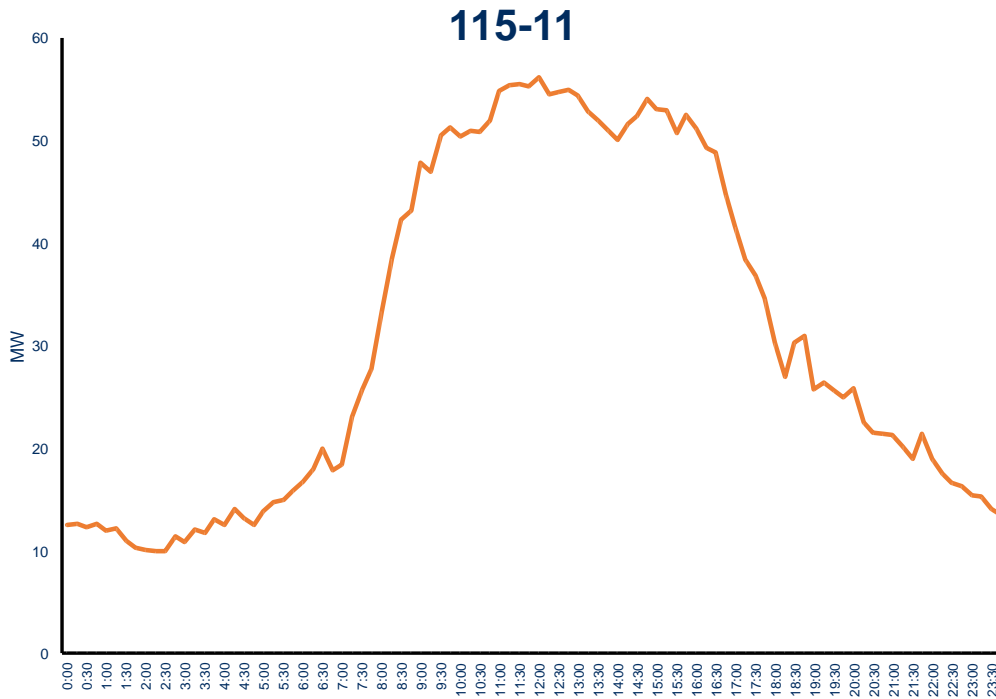


Gráfico 6. 3: Curva Típica de Carga Línea 115-11.



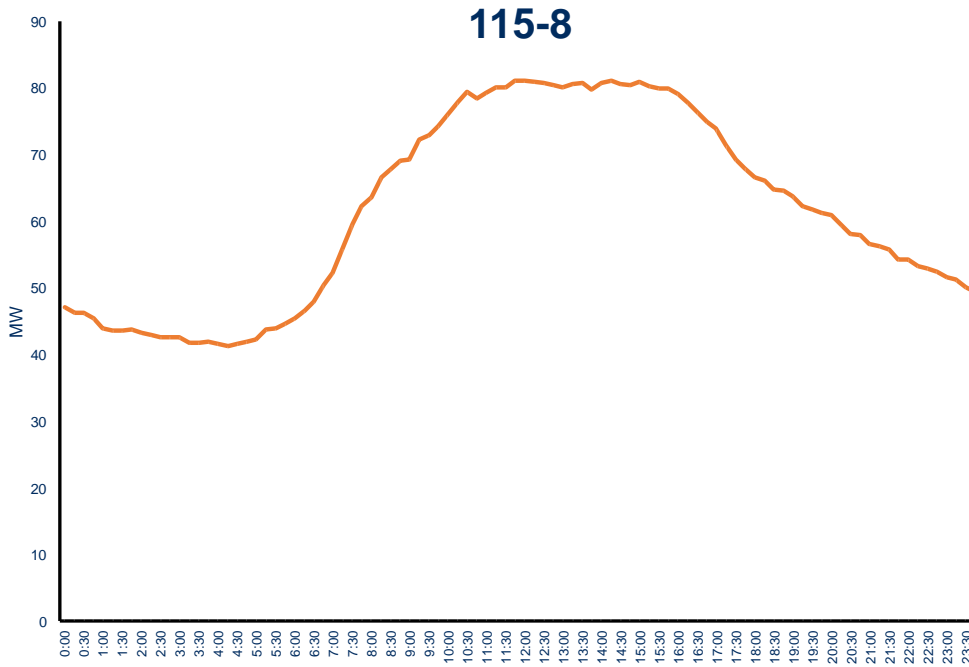


Gráfico 6. 4: Curva Típica de Carga - Línea 115-8.

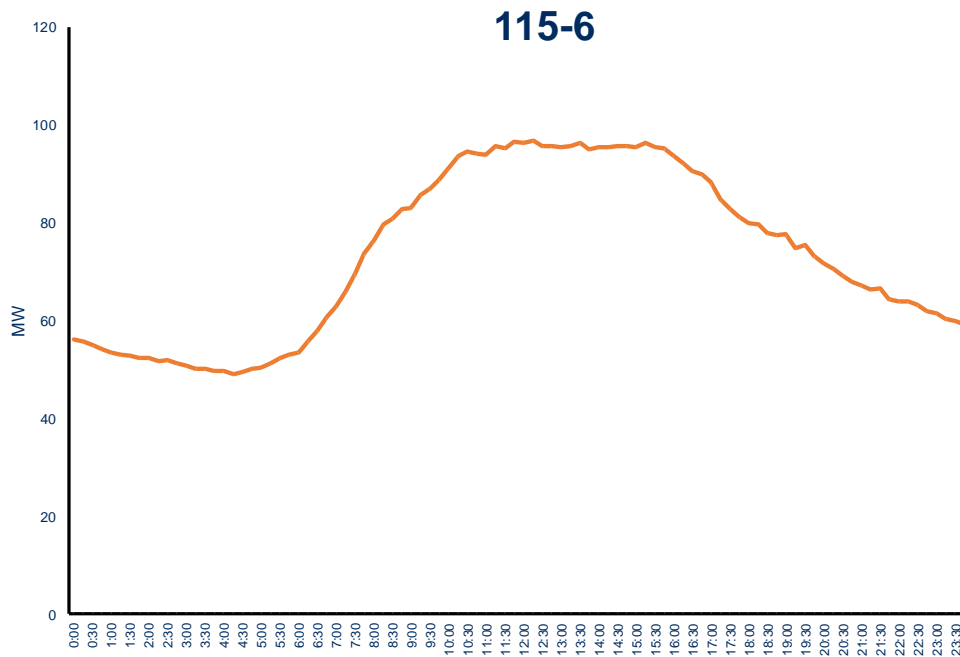


Gráfico 6. 5: Curva Típica de Carga - Línea 115-6.

AB

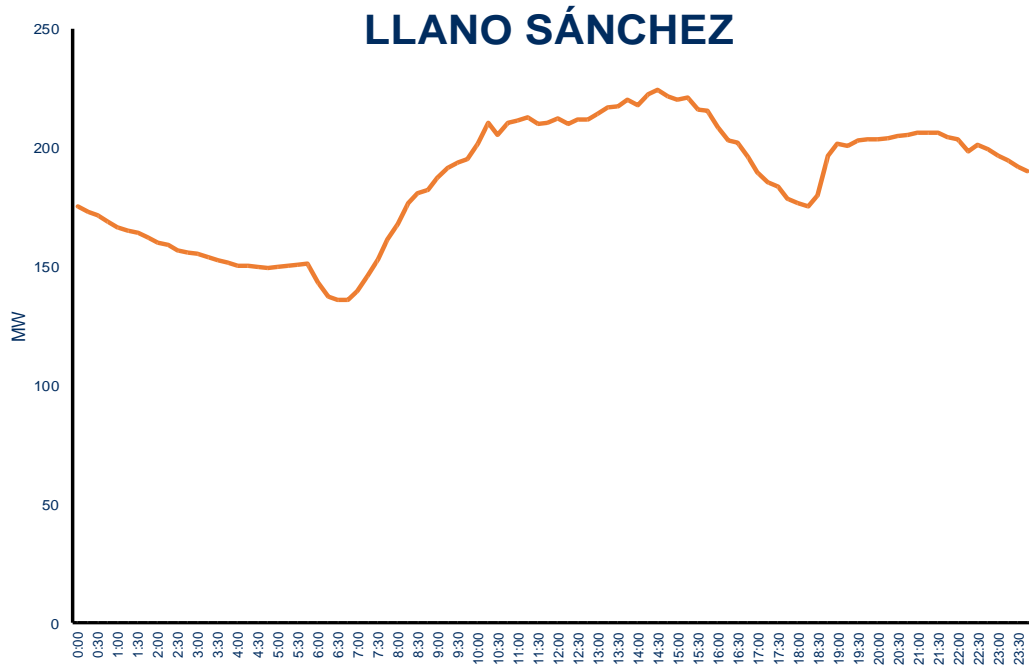


Gráfico 6. 6: Curva Típica de Carga – Llano Sánchez.

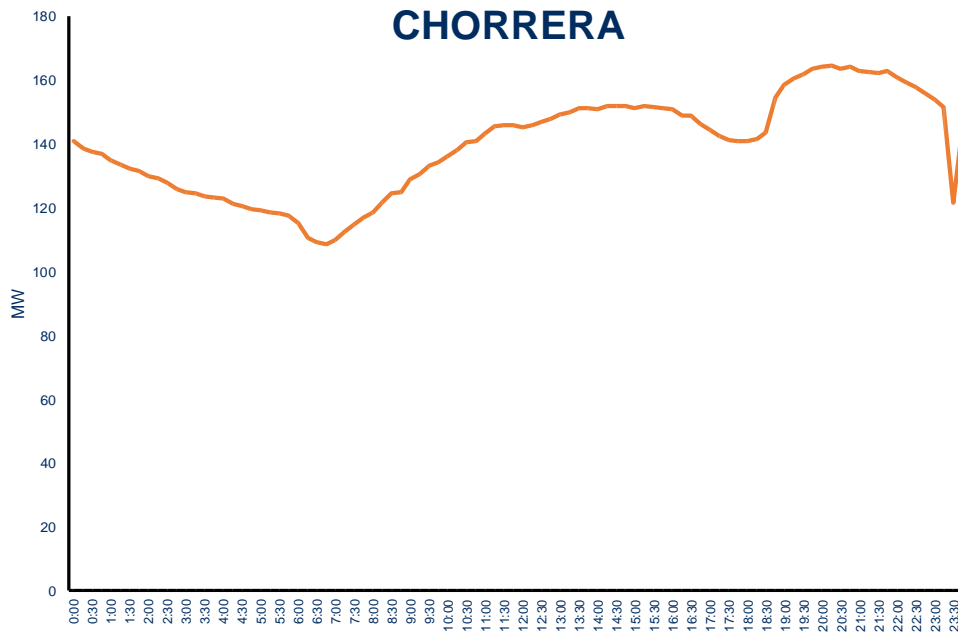


Gráfico 6. 7: Curva Típica De Carga - Chorrera.



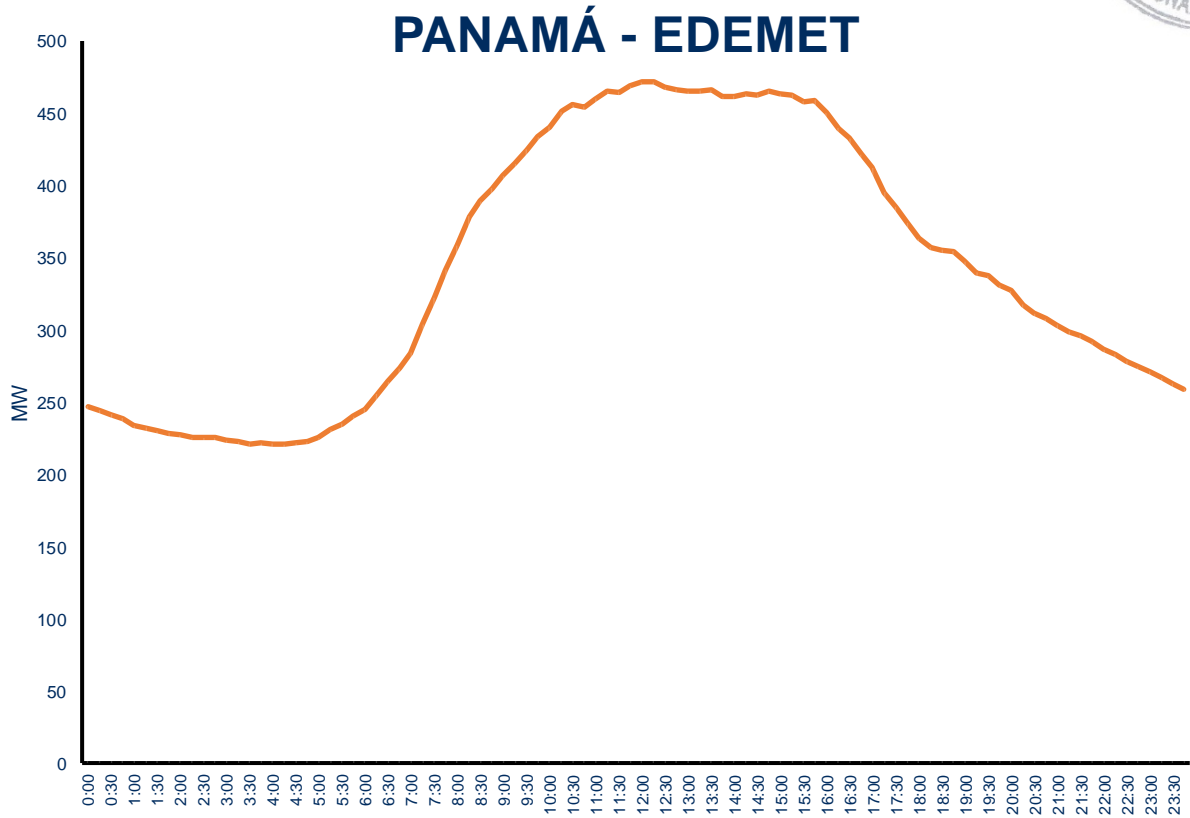


Gráfico 6. 8: Curva Típica de Carga – Panamá - EDEMET.

EDECHI

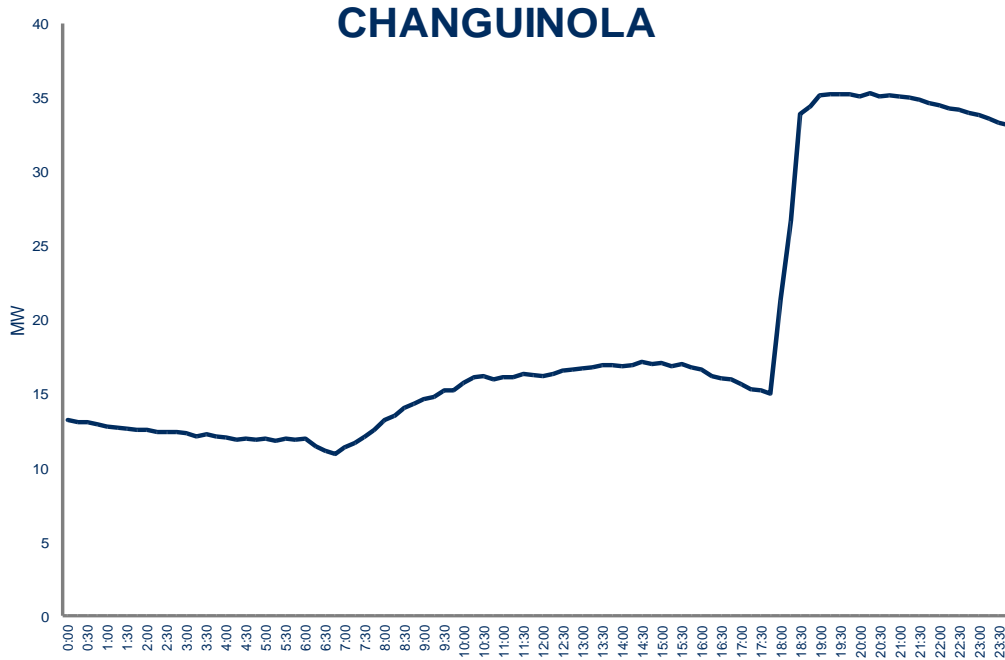


Gráfico 6. 9: Curva Típica De Carga - Changuinola.

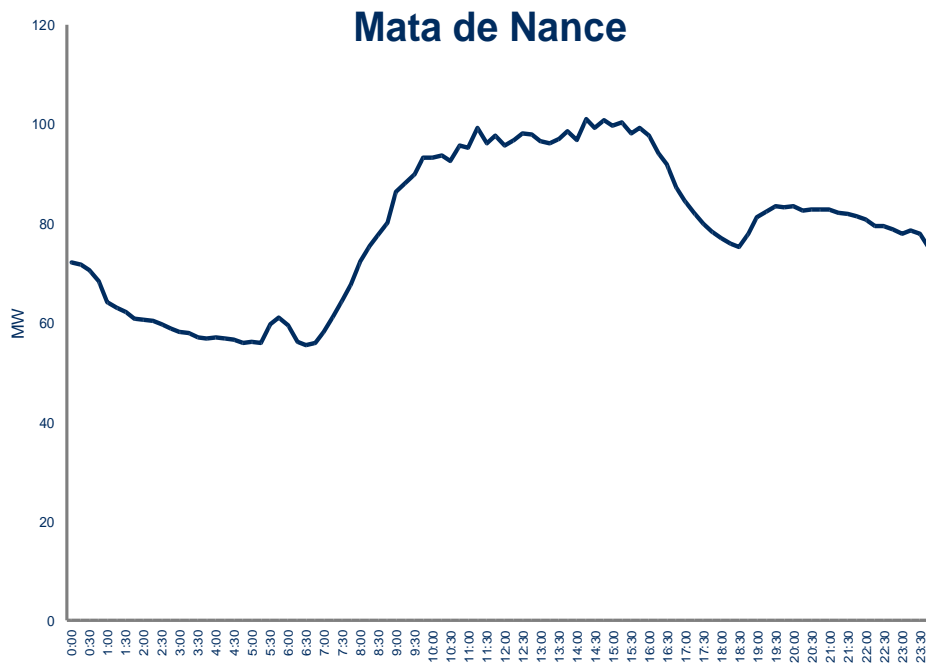


Gráfico 6. 10: Curva Típica De Carga – Mata de Nance.



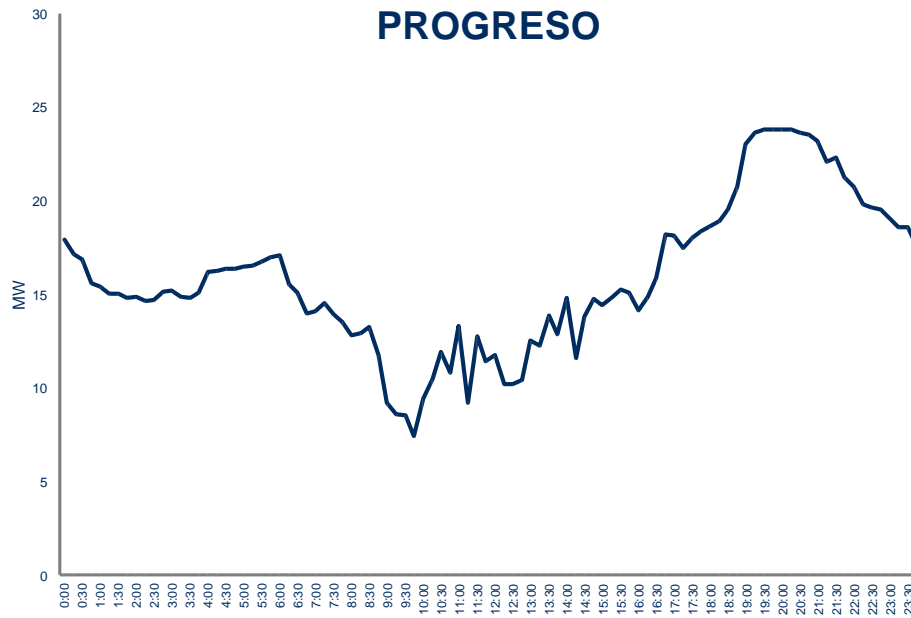


Gráfico 6. 11: Curva Típica de Carga - Progreso.

ENSA

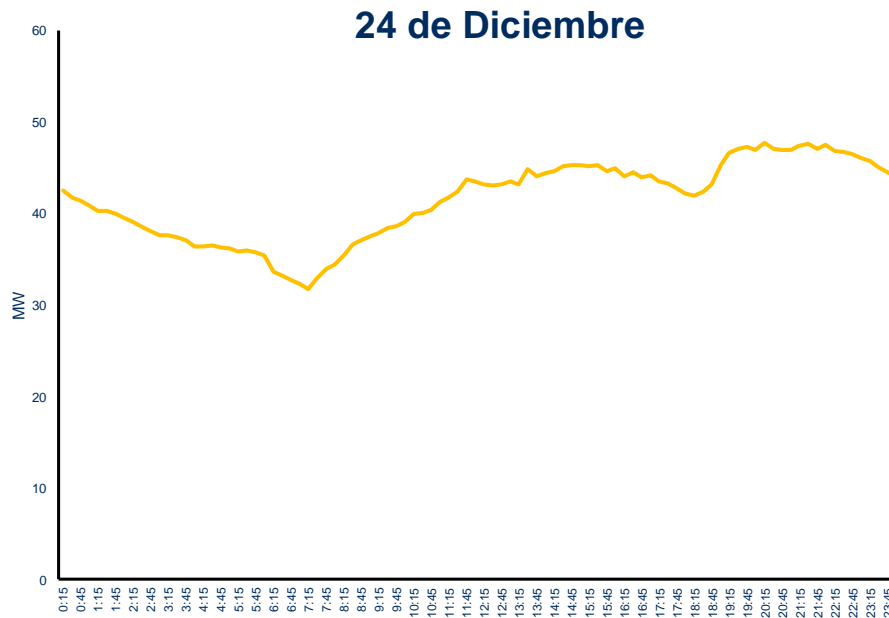


Gráfico 6. 12: Curva Típica de Carga - 24 de Diciembre.



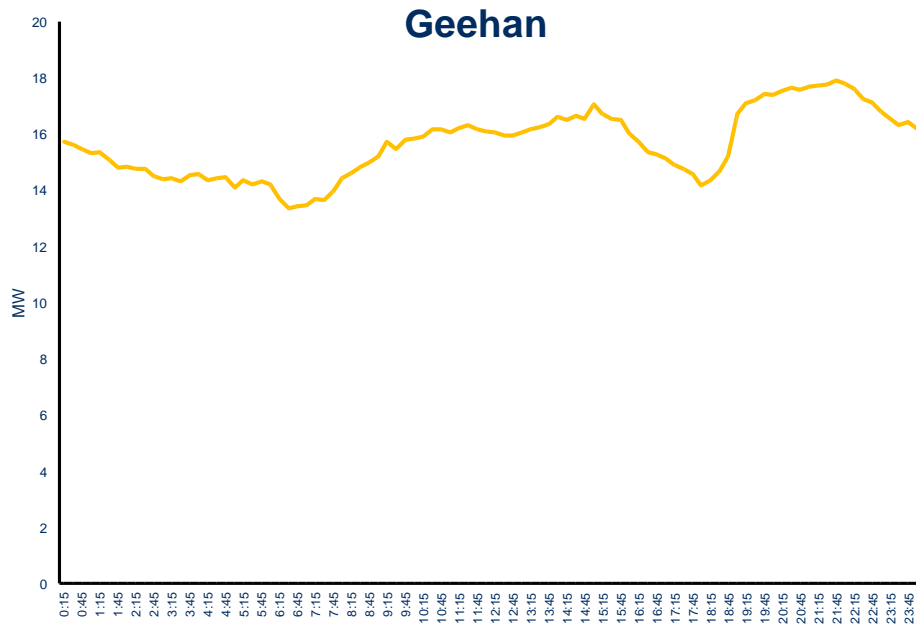


Gráfico 6. 13: Curva Típica de Carga - Geehan.

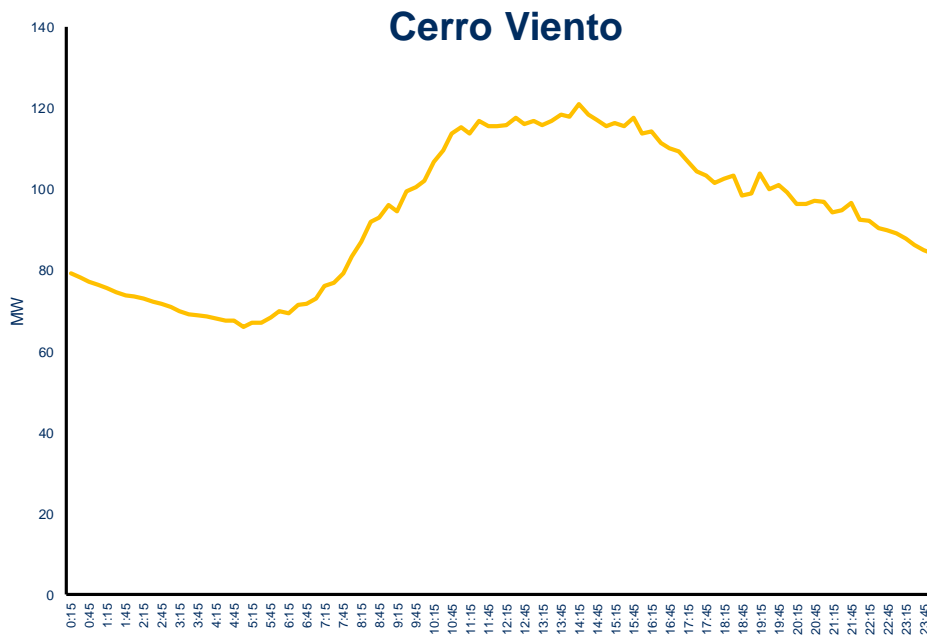


Gráfico 6. 14: Curva Típica de Carga - Cerro Viento.



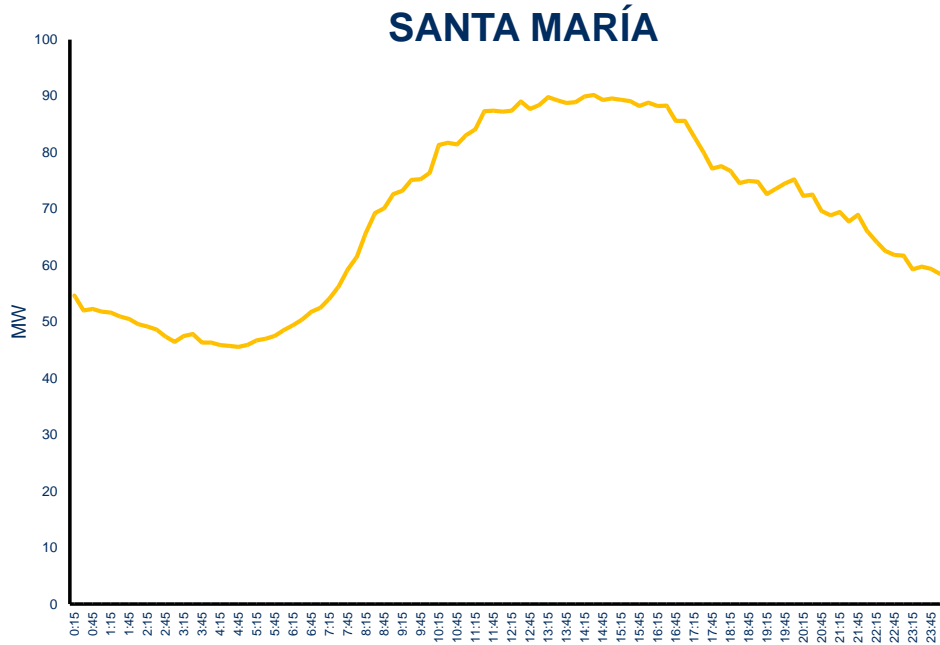


Gráfico 6. 15: Curva Típica De Carga – Santa María.

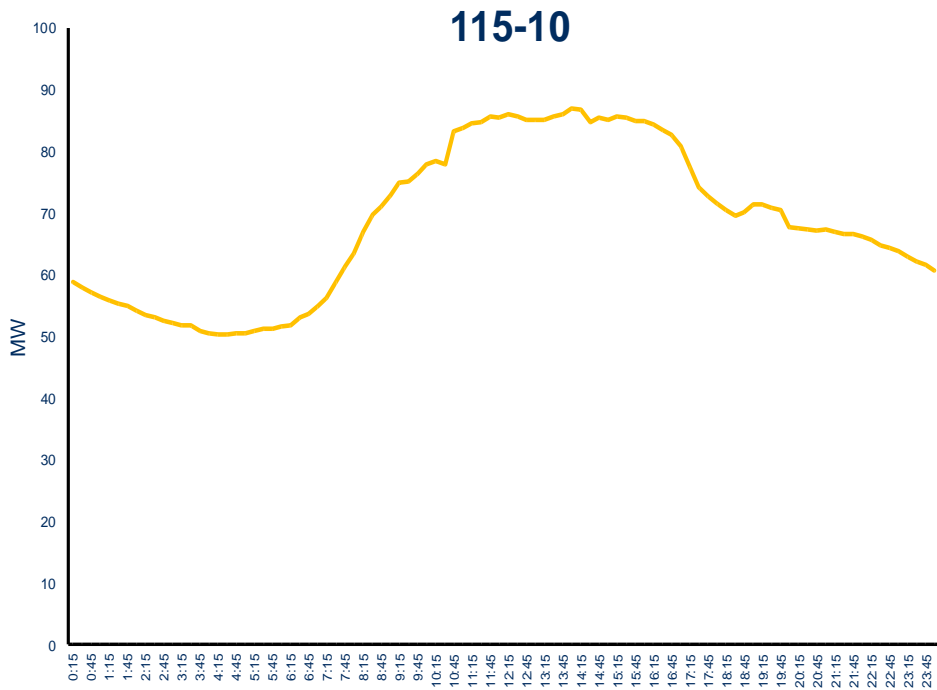


Gráfico 6. 16: Curva Típica De Carga - Línea 115-10.

Handwritten signature

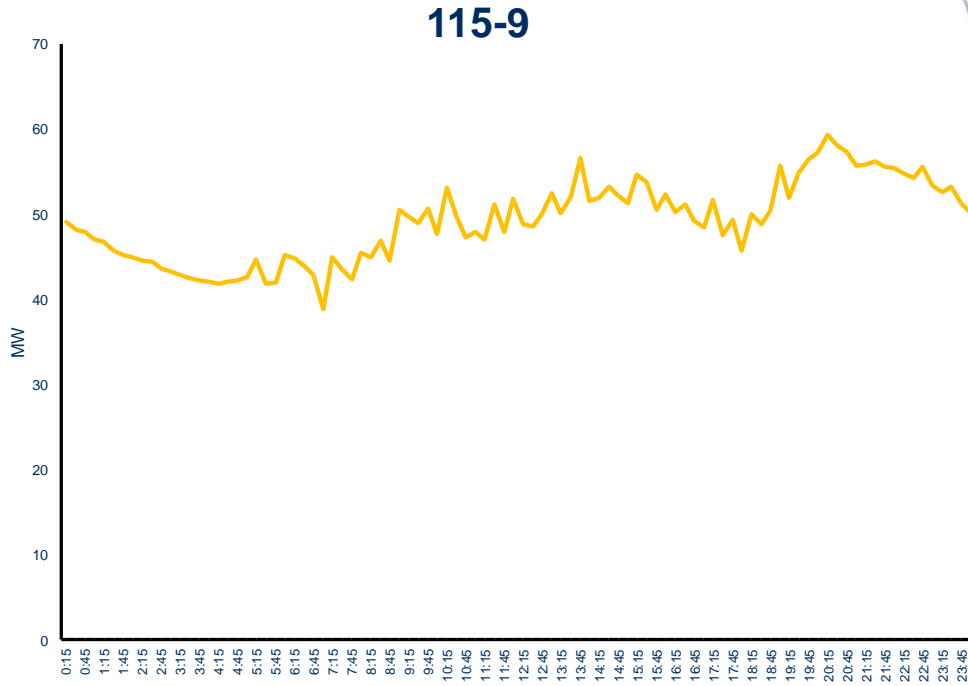


Gráfico 6. 17: Curva Típica De Carga – Línea 115-9.

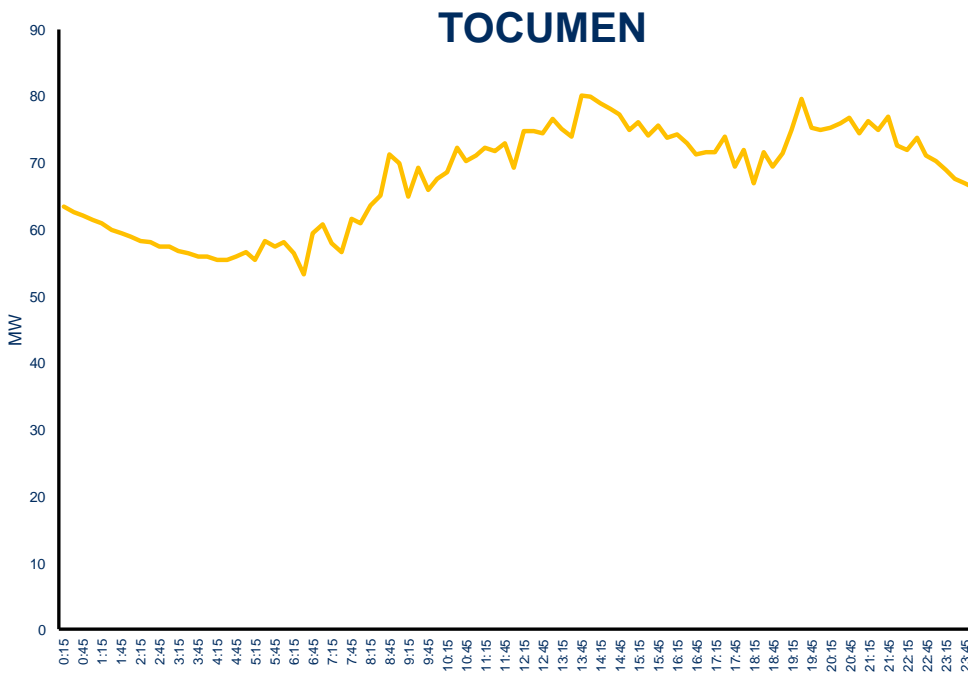


Gráfico 6. 18: Curva Típica De Carga – Tocumen.



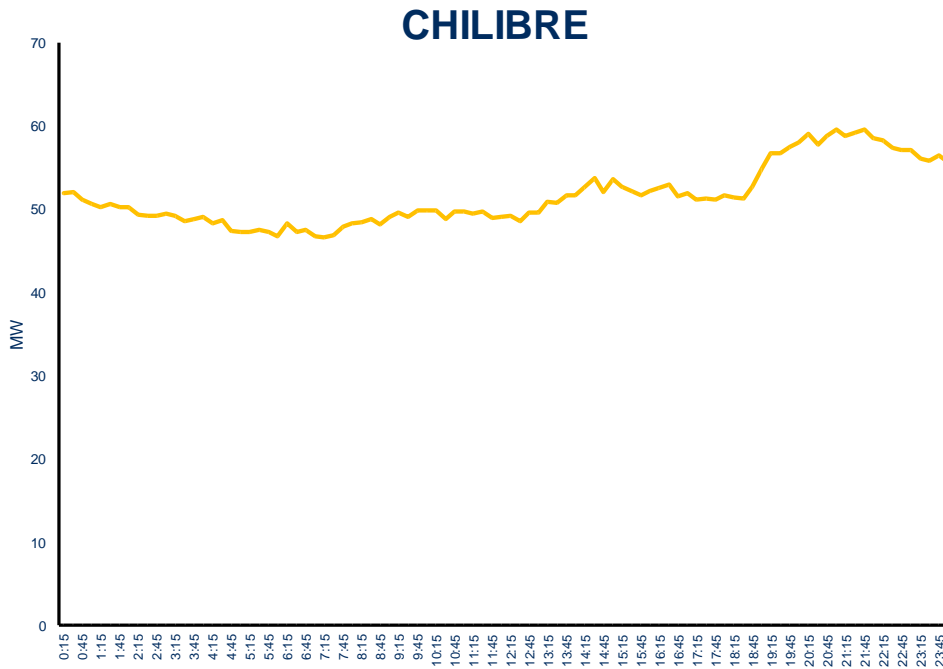


Gráfico 6. 19: Curva Típica De Carga - Chilibre.

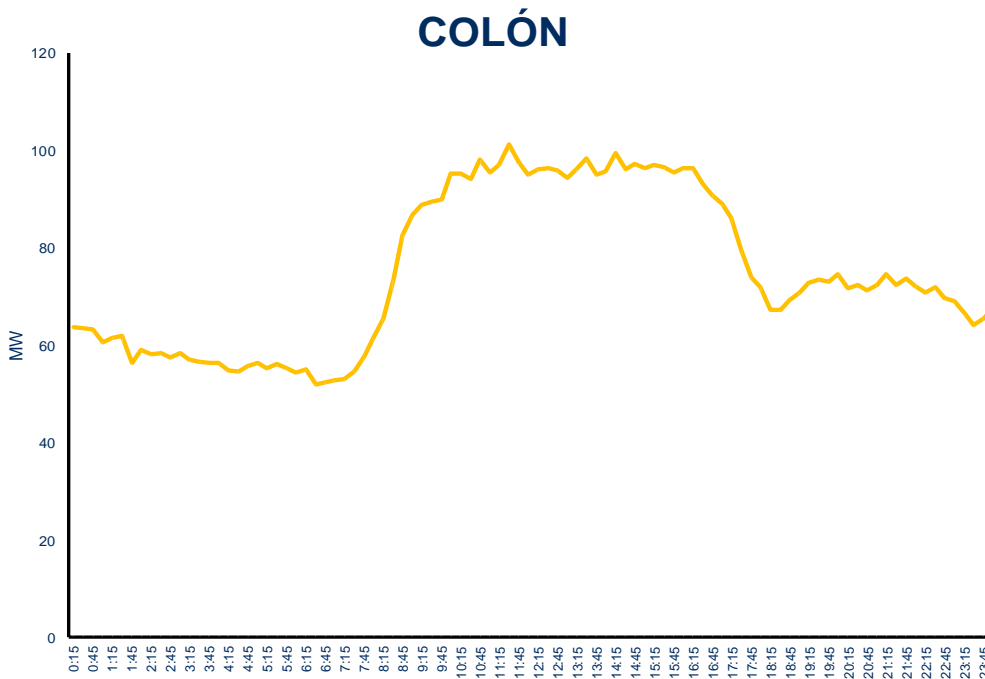


Gráfico 6. 20: Curva Típica de Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza).



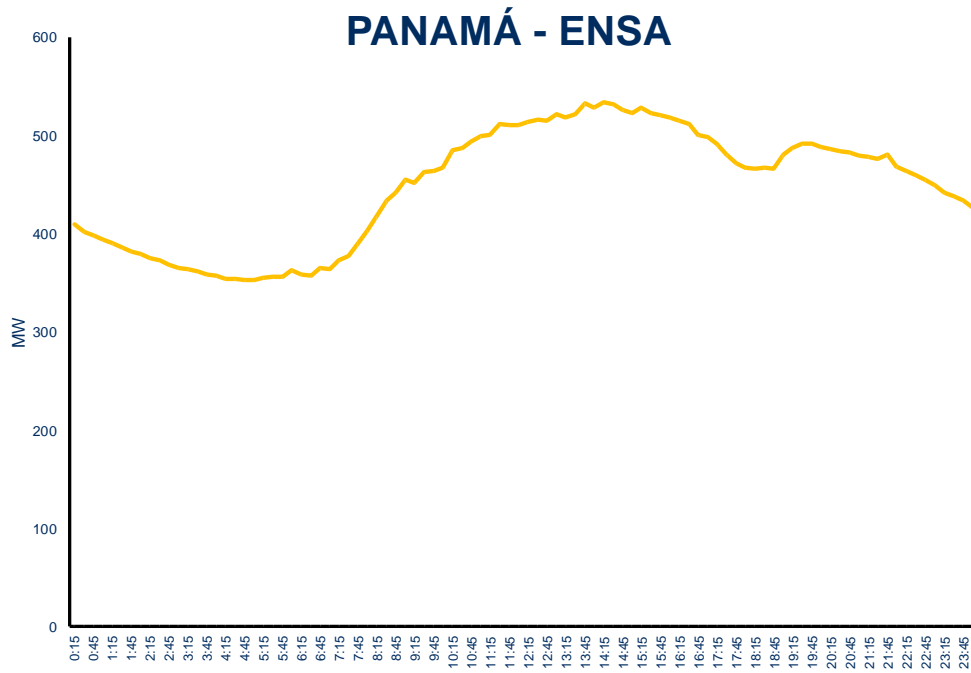


Gráfico 6. 21: Curva Típica de Carga ENSA – Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 De Diciembre).



GRANDES USUARIOS

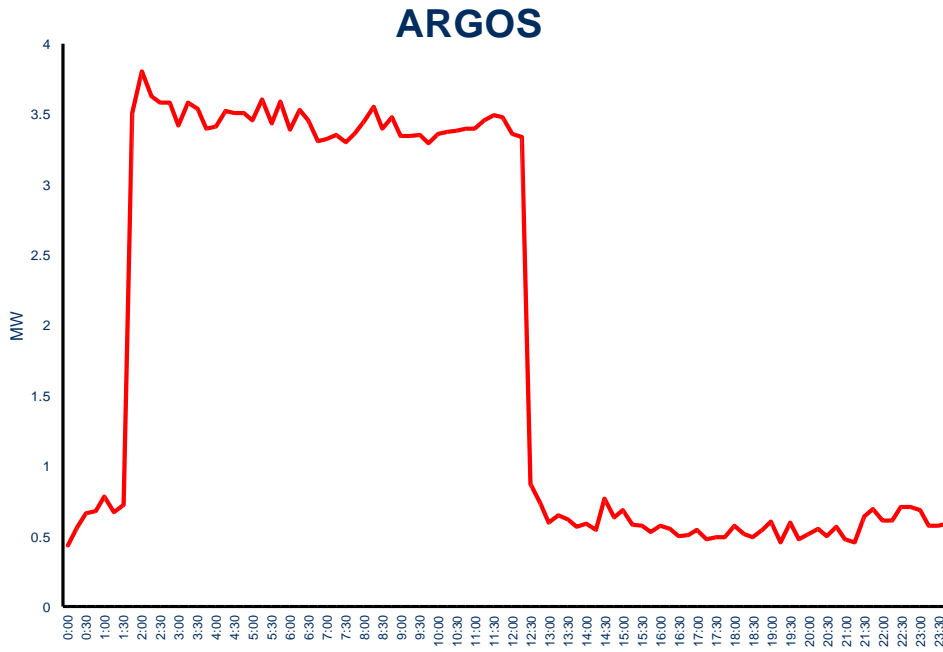


Gráfico 6. 22: Curva Típica de Carga – ARGOS.

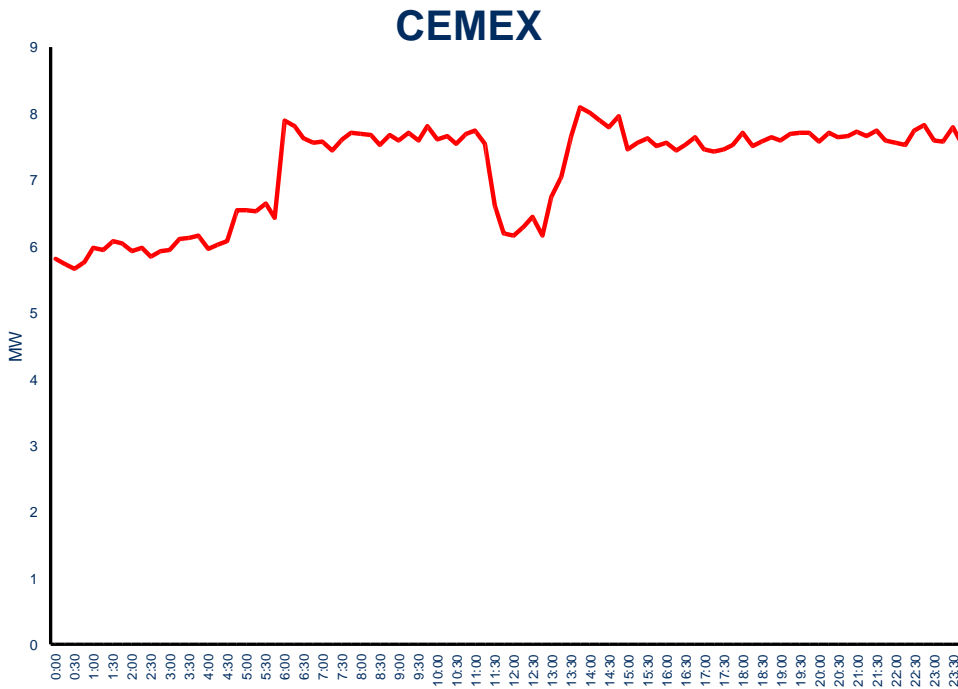


Gráfico 6. 23: Curva Típica de Carga – CEMEX.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco





CAPÍTULO 7

DESAGREGACIÓN POR BARRA

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



CAPÍTULO 7

DESAGREGACIÓN POR BARRA

En la siguiente página se presenta la desagregación de la Demanda Máxima de Generación, por participante consumidor y por barra.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2018. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores⁶, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

⁶ Notas: ENSA: nota -VI-031-2019 del 31 de enero de 2019; Naturgy: nota CM-154-19 (EDEMET y EDECHI) del 14 de febrero de 2019.



REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2019-2033 (MW)

PRONÓSTICO MODERADO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CARGA DEL SISTEMA (MW)	1687.49	1738.35	1788.70	1838.57	1887.94	1936.82	1985.22	2033.14	2080.58	2127.54	2174.04	2220.06	2265.62	2310.72	2380.99
CARGA DEL SISTEMA + MINERA + ACP (MW)	1951.49	2002.35	2052.70	2102.57	2151.94	2200.82	2249.22	2297.14	2344.58	2391.54	2438.04	2484.06	2529.62	2574.72	2644.99

ENSA	COD.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Tocumen	TOC	77.58	83.87	86.72	88.95	90.96	87.57	89.31	90.68	91.74	92.93	94.02	97.95	98.92	99.87	100.83
Cerro Viento	CVI	83.43	88.77	91.36	94.00	96.50	87.61	92.82	93.26	93.08	95.02	97.47	98.55	95.85	96.22	97.41
Llano Bonito	LBO13	20.05	22.57	24.66	27.01	29.61	32.50	36.51	40.30	46.10	48.79	50.74	52.96	55.93	59.71	62.27
Santa María	SMA	90.63	94.76	97.70	100.93	104.24	106.47	108.62	110.73	113.08	116.92	119.25	121.45	123.69	125.63	128.26
Monte Oscuro	MOS	49.30	46.57	44.41	44.06	44.19	44.51	44.65	45.12	45.95	47.03	48.12	49.21	50.29	51.38	52.47
Tinajitas	TIN	63.88	66.28	68.78	71.40	73.82	58.99	59.64	60.25	60.82	61.35	61.83	62.27	62.65	62.98	63.24
Geehan	PAC	20.29	21.34	22.11	23.08	24.32	24.99	25.75	26.58	27.62	28.99	29.61	30.29	30.64	29.96	30.25
Chilibre (incluye el IDAAN)	CHI115	38.90	39.58	33.56	34.06	34.56	35.05	35.55	36.05	36.54	37.04	37.54	38.03	38.53	39.03	39.52
Calzada Larga	CLA13.8	10.32	10.90	11.36	11.81	12.26	12.72	13.17	13.63	14.08	14.53	14.99	15.44	15.90	16.35	16.81
France Field	FF13.8	60.60	73.24	76.52	77.45	67.10	67.73	68.11	68.58	69.00	69.42	69.86	70.14	70.61	71.07	71.46
Bahía Las Minas	L.M.13B	24.75	25.62	28.40	29.16	29.92	30.68	31.45	32.21	32.97	33.73	34.49	35.25	36.01	36.77	37.53
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	32.71	33.50	34.28	30.17	26.63	27.30	27.96	28.65	29.33	30.00	30.69	31.31	32.00	32.70	33.37
24 de Diciembre	24DIC13	41.28	44.87	49.64	52.30	54.92	57.73	60.39	61.74	62.80	63.83	64.98	66.04	67.15	68.09	69.02
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A	40.78	45.73	49.99	52.00	53.40	54.57	55.96	56.96	57.50	57.71	57.93	58.15	58.37	58.59	58.80
Nueva S/E Santa Rita	STR13.8			5.38	5.43	5.47	5.51	5.56	5.60	5.65	5.69	5.74	5.78	5.83	5.87	5.91
Nueva S/E Argos	ARG			6.38	6.56	6.74	6.92	7.11	7.29	7.47	7.65	7.83	8.01	8.19	8.37	8.55
Nueva S/E Cativá	CAT513					13.68	14.05	14.44	14.72	15.06	15.41	15.73	16.23	16.52	16.80	17.14
Nueva S/E Gonzalillo	GON13						26.77	28.95	31.36	34.45	38.77	40.19	41.90	34.10	35.68	37.87
Nueva S/E Brisas del Golf	BGO													16.84	17.16	17.45
TOTAL ENSA		654.49	697.62	731.25	748.37	768.32	781.70	805.96	823.71	843.23	864.82	880.99	898.97	918.01	932.22	948.17

Tabla 7. 1: Desagregación por Barra (Parte 1)

EDEMET		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	149.12	152.34	155.53	139.04	128.25	130.50	132.81	135.11	137.31	139.72	142.19	144.79	147.44	150.25	152.93
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	1.46	1.49	1.52	1.54	1.56	1.59	1.62	1.64	1.67	1.70	1.73	1.76	1.79	1.83	1.86
El Higo	EHIG34	49.75	50.83	51.89	52.56	46.67	47.48	48.33	49.16	49.96	50.84	51.74	52.68	53.65	54.67	55.64
Chorrera	CHO34	77.34	79.03	80.89	81.92	82.88	84.38	85.88	87.38	88.79	90.32	91.93	93.60	95.30	97.12	98.85
San Francisco	SFR	119.04	121.24	119.78	118.31	119.75	121.74	123.75	125.74	127.64	129.69	131.84	134.06	136.33	138.71	141.00
Locería	LOC	106.53	108.50	100.77	99.46	100.42	101.87	103.31	104.72	106.03	107.45	108.94	110.48	112.04	113.67	115.20
Marañón	MAR	91.89	93.60	85.56	84.42	85.18	86.36	87.53	88.66	89.71	90.85	92.05	93.28	94.52	95.82	97.03
Centro Bancario	CBA	78.44	79.89	77.56	76.59	77.47	78.71	79.96	81.19	82.36	83.62	84.95	86.32	87.71	89.17	90.58
Nueva S/E Burunga	BUR34	42.71	43.60	44.16	56.58	57.33	58.36	59.39	60.42	61.41	62.47	63.59	64.75	65.94	67.18	68.39
Nueva S/E El Torno	TOR	24.25	24.76	25.07	25.41	25.86	26.32	26.77	27.21	27.69	28.18	28.69	29.22	29.77	30.31	30.88
Nueva S/E Bella Vista	BVI13			28.00	28.00	29.40	30.87	32.41	34.03	35.74	37.52	39.40	41.37	43.44	45.61	47.89
Nueva S/E La Floresta	LAF13				10.20	10.33	10.52	10.70	10.89	11.07	11.26	11.46	11.67	11.88	12.11	12.32
Nueva S/E Santiago 2	STG234				18.49	18.74	19.07	19.41	19.74	20.07	20.42	20.78	21.16	21.55	21.96	22.35
El Coco (Penonomé)	PEN2					19.21	19.63	19.97	20.30	20.67	21.00	21.41	21.79	22.19	22.56	23.02
TOTAL EDEMET		740.51	755.26	770.74	792.52	803.07	817.40	831.86	846.21	860.12	875.04	890.69	906.91	923.54	940.98	957.95
EDEMET (SERVICIO B)		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Miraflores	MIR44	18.65	18.99	19.39	7.22	7.32	7.45	7.58	7.71	7.84	7.98	8.12	8.27	8.42	8.58	8.73
Balboa	BAL44	21.46	21.86	22.32	22.60	22.91	23.31	23.73	24.13	24.53	24.96	25.40	25.87	26.34	26.84	27.32
Summit	SUM44	1.10	1.12	1.14	1.16	1.17	1.19	1.22	1.24	1.26	1.28	1.30	1.33	1.35	1.38	1.40
Gamboia	GAM2	1.13	1.15	1.18	1.19	1.21	1.23	1.25	1.27	1.29	1.32	1.34	1.36	1.39	1.41	1.44
Howard	HOW12	14.86	15.14	15.45	3.23	3.28	3.33	3.39	3.45	3.51	3.57	3.63	3.70	3.77	3.84	3.91
Nueva S/E Howard 115 KV	HOW115				12.42	12.59	12.81	13.04	13.26	13.48	13.71	13.96	14.21	14.47	14.75	15.01
Áreas Revertidas		58.46	59.57	61.17	50.10	50.77	51.68	52.59	53.50	54.38	55.32	56.31	57.33	58.39	59.49	60.56
TOTAL SERVICIO B		57.20	58.26	59.48	47.83	48.47	49.33	50.20	51.07	51.91	52.81	53.75	54.73	55.74	56.79	57.81
EDECHI		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Caldera 115 KV	CAL115	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07
Progreso 34.5 KV	PRO34	7.72	7.84	8.01	8.13	8.27	8.44	8.61	8.77	8.95	9.13	9.32	9.51	9.71	9.93	10.14
Progreso 115 KV	PRO115	1.32	1.34	1.37	1.39	1.42	1.45	1.47	1.50	1.53	1.56	1.60	1.63	1.66	1.70	1.74
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	70.06	71.21	69.10	70.13	71.33	72.87	74.24	75.69	77.18	78.77	80.39	82.08	83.83	85.68	87.53
San Cristóbal	SAC34	20.22	20.55	20.98	21.31	21.67	22.13	22.55	22.99	23.44	23.92	24.41	24.92	25.45	26.01	26.57
Cañazas (PTP)	CAN34	17.57	17.86	18.24	18.53	18.79	19.24	19.61	19.99	20.39	20.81	21.25	21.70	22.17	22.66	23.16
Isla Colon - Changuinola	CHA34	13.92	14.15	14.45	14.68	14.93	18.80	19.16	19.53	19.91	20.32	20.74	21.18	21.62	22.10	22.58
Boquerón III	BOQ34	9.74	9.90	10.06	10.27	10.43	10.61	10.83								
Boquerón IV	BOQ4								11.04	11.25	11.47	11.71	11.95	12.20	12.46	12.73
Veladero	VEL34			3.65	3.71	3.77	3.85	3.92	4.00	4.08	4.16	4.25	4.33	4.43	4.52	4.62
TOTAL EDECHI		140.59	142.90	145.91	148.21	150.65	157.44	160.44	163.57	166.78	170.21	173.73	177.37	181.14	185.13	189.14

Tabla 7. 2: Desagregación por Barra (Parte 2)

GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN (MW))

Grandes Clientes		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Argos	CPA115	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77
Cemex	CEMEX	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56
Manzanillo International Terminal	MIT	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Minera Panama	BOT34	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00
ACP	ACP	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
TOTAL Grandes Clientes (Sin Minera)		51.55	51.76	51.77	51.79	51.77	51.77	51.79	51.81	55.65	55.67	55.69	55.70	55.72	55.74	55.91
TOTAL Grandes Clientes Conectados el SPT		29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33

Pronostico de Carga del SIN	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Demanda Maxima	1,951.49	2,002.35	2,052.70	2,102.57	2,151.94	2,200.82	2,249.22	2,297.14	2,344.58	2,391.54	2,438.04	2,484.06	2,529.62	2,574.72	2,644.99
Demanda Media	1,679.14	1,721.79	1,764.02	1,805.83	1,847.24	1,888.23	1,928.82	1,969.00	2,008.78	2,048.17	2,087.16	2,125.76	2,163.96	2,201.78	2,260.71
Demanda Minima	1,346.61	1,379.23	1,411.54	1,443.53	1,475.20	1,506.57	1,537.62	1,568.36	1,598.79	1,628.92	1,658.75	1,688.28	1,717.51	1,746.44	1,791.52

Tabla 7. 3: Desagregación por Barra (Parte 3)

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



CAPÍTULO 8

ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE TRANSMISIÓN

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



CAPÍTULO 8

ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN

INTRODUCCIÓN

En todo proceso de planeamiento de un sistema eléctrico, es evidente que al momento de plantear o proponer variantes o alternativas se consideran ciertos criterios predefinidos en lo que se refiere al tipo de instalación que se propone (tecnología, tipos constructivos, materiales, etc.); en todos los casos adaptadas a las características del sistema bajo análisis.

Por tal motivo, nace la necesidad de definir para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión ciertos criterios constructivos que presuponen un análisis técnico-económico previo en función de variables asociadas al mercado y a la ubicación física de la obra (densidad de carga, calidad de servicio, nivel de contaminación, aspectos ambientales, etc.).

El objetivo de los estudios de planeamiento de mediano y largo plazo es determinar la alternativa óptima de expansión, y por lo tanto es relevante contar con los costos que

adecuadamente valoricen las diferencias entre alternativas. Adicionalmente, como se requiere incluir los costos en un esquema tarifario, resulta necesario determinar los costos de las instalaciones lo más cercano posible a su valor real de mercado.

Esta condición también impone, considerar en un mayor detalle los elementos de costos que intervienen en las obras planteadas; contemplando todos los ítems y considerando los gastos que se efectúen hasta su operación comercial.

A raíz de estas consideraciones, el informe presentado a continuación muestra de forma detallada y descriptiva dentro de sus secciones los últimos criterios tecnológicos utilizados en las líneas y las subestaciones para cumplir con los estándares de calidad y suministro y las metodologías utilizadas en el cálculo de los costos de componentes de transmisión.

CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES

Esta sección tiene como finalidad señalar aquellos criterios a utilizar en las instalaciones que se propongan para la expansión del sistema de transmisión, tomando en consideración las características del sistema actualmente en operación.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Generalidades

El Sistema de Transmisión Eléctrica de Panamá, Propiedad de ETESA, está conformado por líneas de transmisión que operan a voltajes de 230 kV y 115 kV. Actualmente, la longitud total de líneas de transmisión a nivel de 230 kV es de 2,710.43 km, divididas en 2,615.85 km en líneas de doble circuito y 94.58 km en líneas de circuito sencillo.

Por su parte, la longitud total de líneas de transmisión a nivel de 115 kV es de 307.70 km, divididas en 267.80 km en líneas de doble circuito y 39.90 km en líneas de circuito sencillo.

Tipos de Conductores

El crecimiento de la demanda eléctrica, la ubicación del potencial hídrico, la alta humedad asociada al clima tropical lluvioso, el sistema existente y la estrechez de nuestro país aunada a su posición costera, involucra que en el diseño de las líneas de transmisión se contemplen factores como el mayor transporte debido al desarrollo de nuevas centrales de generación, los efectos de la temperatura en los conductores, la flexibilidad y óptimo acople de nuevas tecnologías con el sistema existente y la susceptibilidad de los conductores al efecto de la corrosión

salina, la longitud de la línea, las características de la carga, entre otros.

En resumen, los criterios básicos generales utilizados por ETESA para seleccionar el tipo de conductor en una línea de transmisión son:

- la selección de la configuración geométrica de las fases.
- la determinación de los tipos de conductores a evaluar.
- el análisis del diámetro mínimo aceptable.
- el análisis preliminar, en función del Valor Presente Neto, para la

selección de la faja de calibres de los conductores.

- e. el análisis de sensibilidad de las alternativas.

A partir de diversos estudios realizados, ETESA ha implementado para las líneas de transmisión de 230 KV y 115KV el conductor ACAR - Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación de Aluminio – 1200kcmil (24/13)⁷, el conductor ACAR 750 kcmil (18/19) y el conductor ACSR/AW - Conductor de Aluminio Reforzado con Acero

Revestido de Aluminio - 636 kcmil (26/7), GROSBEAK/AW, respectivamente. En los últimos años se ha incluido la utilización de consultores de alta temperatura de operación, como el 605 kcmil ACSS y el 713 kcmil ACCC.

En el Anexo Tomo I - 4 de éste capítulo se detallan los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor que garantizan la optimización de los conductores.

Estructuras

Varias familias de estructuras han sido consideradas para cubrir los requerimientos de las líneas de transmisión de ETESA, incluyendo estructuras de diversos tipos constructivos para uno y dos circuitos. Las estructuras de acero galvanizados, auto soportantes, con silueta del tipo tronco-piramidal y de base cuadrada son las de mayor aplicación en Panamá.

La nueva tendencia en el diseño de las líneas, respecto a las estructuras a utilizar, estipula considerar ciertos aspectos como lo son:

- a. Optimización: La eficiencia mecánica de la estructura y el aspecto económico involucra que en el diseño se contemplen las

características de aplicación mecánica del conjunto de estructuras definidos.

- b. Peso de la estructura: Las cargas mecánicas y la altura de la estructura involucra que en el diseño se contemplen el peso de las estructuras.
- c. Esfuerzos mecánicos: La velocidad del viento es una de las principales cargas del dimensionamiento de la estructura, lo que involucra que en el diseño se contemplen el modelado de los datos de viento y determinación de la velocidad de viento de referencia para el proyecto en base a la metodología IEC 826.
- d. Perfil topográfico: La ubicación de las estructuras en el terreno

⁷ Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado "Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de

transmisión 230KV", en Octubre de 1997.

involucra que en el diseño se contemple el levantamiento de un perfil topográfico de la línea de transmisión considerando:

- d.1. Las distancias de seguridad verticales para las condiciones de potencia máxima y de emergencia.
- d.2. Las distancias laterales de seguridad y el límite de la franja de servidumbre.
- d.3. La separación entre líneas en el tramo de paralelismo.
- d.4. Las características de aplicación geométrica de las estructuras, tales como ángulo en la línea, vanos

- adyacentes, alturas.
- d.5. Las distancias eléctricas en la estructura: ángulos de balance de la cadena, ángulo de salida de la grapa del cable conductor.
- d.6. Los límites de ángulo de inclinación del conductor e hilos de guarda en la salida de la grapa.
- d.7. Las condiciones de mejor ubicación de cada estructura con confirmación a través de inspección de campo.
- d.8. Las cargas mecánicas de las cadenas de aisladores.

Aislamientos de las Líneas

A partir de las características electromecánicas de los aisladores, ETESA ha implementado en sus líneas de transmisión aisladores de porcelana o vidrio ANSI 52-5 ó ANSI 52-3 para los voltajes correspondiente a 230 KV y 115 KV, respectivamente con la única variante en la cantidad de aisladores.

Cabe mencionar que recientemente se ha utilizado la tecnología de polímero en áreas urbanas con limitaciones de servidumbre debido a la flexibilidad de su estructura en relación al tamaño del aislador y su mejor comportamiento con el problema de la contaminación.

Con el objetivo de mantener los índices de confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, la tendencia en el diseño de las líneas, respecto al nivel

de aislamiento a utilizar, considera ciertos aspectos como lo son:

- a. Criterio de Sobre voltaje de 60Hz: el mismo comprende dos factores, las sobretensiones a 60Hz y el problema de la contaminación. El primero, contempla la distancia del conductor-estructura en la condición de viento extremo, mientras que el segundo, permite determinar el tipo y cantidad de aisladores a utilizar de acuerdo al nivel de contaminación en el área del proyecto.
- b. Impulso de Maniobra: los voltajes transitorios que se generan como consecuencia de maniobras que se efectúan en el sistema tales como: interrupción de fallas, energización y desenergización de

líneas involucra que en el diseño se contemplen estudios de simulación a condiciones de viento moderado para verificar el comportamiento del sistema ante estas circunstancias.

c. Descargas atmosféricas (rayos):

los impulsos ocasionados por las descargas atmosféricas directas e inducidas sobre las líneas involucran que en el diseño se contemple el estudio minucioso del comportamiento de los rayos sobre las líneas de transmisión a condiciones de viento mínimo.

Herrajes y Accesorios

Existe una gran variedad de herrajes y accesorios que pueden ser usados en las líneas de transmisión. Su selección dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Tipo de aislador seleccionado
- Calibre del conductor
- Calibre del hilo de guarda
- Resistencia Mecánica deseada
- Los mantenimientos deseados
- La experiencia obtenida en proyectos de características similares.

Por tal motivo, en el diseño de las líneas, ETESA normalizó la utilización de los herrajes largos denominados “herrajes para el mantenimiento de línea en caliente”, los cuales poseen una configuración apropiada para realizar dicho mantenimiento.

Hilo de Guarda

La finalidad básica de los hilos de guarda de una línea de transmisión es la protección de los conductores contra la incidencia directa de descargas atmosféricas (rayos). Como función secundaria, los hilos de guarda deben servir de retorno para las corrientes de secuencia cero durante la operación normal y, especialmente, durante las fallas fase-tierra. Debido a este último efecto, su influencia se hace sentir de forma tajante, en el dimensionamiento de las mallas de tierra de

subestaciones, ya que la parte de corriente de retorno por los hilos de guarda, en el primer vano adyacente a la subestación, aliviará la malla de tierra, resultando en menores tensiones de paso y toque.

De esta forma se observa que la selección de los hilos de guarda es de suma importancia y es por tal motivo que ETESA ha establecido como requisitos mínimos en el diseño de la línea el cumplimiento de ciertos factores como lo son:

- a. Un adecuado ángulo de protección entre hilo de guarda y conductor. Con base a la experiencia y a diversos estudios se determinó el ángulo 0° como apropiado.
- b. Una adecuada distancia en el vano medio: la distancia que debe existir entre el conductor más alto y el hilo de guarda en el vano medio debe ser tal que no ocurra un flameo entre ambos y que a la vez exista un adecuado acoplamiento.

Finalmente, la decisión de la selección del hilo de guarda estará basada en consideraciones mecánicas más que eléctricas; por lo tanto, un buen hilo de guarda deberá tener una buena resistencia mecánica y ser resistente a la corrosión. Uno de los materiales que reúne estos requisitos es el Acero Revestido de Aluminio, muy comúnmente utilizado en las actuales líneas de transmisión, y denominado Alumoweld (marca registrada de Copperweld).

Hilo de Guarda OPGW – Optical Power Ground Wire

La nueva tendencia en la selección de un hilo de guarda implica que el mismo, además de cumplir con sus funciones tradicionales, pueda abrir un compás en la búsqueda de nuevos focos que aseguren la confiabilidad y seguridad de la operación del sistema tales como comunicación, datos, tele protección, tele comandos, etc.

Y es por tal motivo que recientemente, ETESA ha incorporado dentro de sus proyectos el hilo de guarda OPGW, el cual, tiene el doble propósito de proveer las características físicas y eléctricas del hilo de guarda convencional y al mismo tiempo proveer las propiedades de transmisión de datos y comunicación a través de la fibra óptica.

SUBESTACIONES

Generalidades

Como parte integral del sistema de transmisión, las subestaciones funcionan como un punto de conexión y/o transformación para las líneas de transmisión, los alimentadores de sub-transmisión, las plantas de generación y los transformadores de elevación y reducción.

El diseño de las subestaciones tiene como objetivo brindar confiabilidad, seguridad, flexibilidad al sistema y continuidad en el servicio con el menor

costo de inversión satisfaciendo los requerimientos del sistema.

El sistema de transmisión de ETESA cuenta con diecisiete (17) subestaciones eléctricas, de las cuales once (11) de ellas son subestaciones transformadoras de voltaje, mientras que las seis (6) restantes son subestaciones seccionadoras puras: cuatro (4) a nivel de 230 kV y dos (2) a nivel de 115 kV:

S/E Transformadoras y Seccionadoras			S/E Seccionadoras Puras	
230/115/34.5 KV	115/34.5 KV	230/115/13.8 KV	115 KV	230 KV
Chorrera	Caldera	Panamá	Cáceres	Guaquitas
Llano Sánchez	Charco Azul **	Panamá II	Santa Rita	Veladero
Mata de Nance				Cañazas
Progreso				El Higo
Changuinola				
Boquerón 3 *				
San Bartolo				

Tabla 8. 1: Subestaciones de ETESA.

Nota:

* Boquerón 3: 230/34.5 KV

** Charco Azul: 115/4.16 KV

A continuación, se detallan los criterios tecnológicos de cada uno de los componentes principales que se consideran en el diseño de las Subestaciones.



Ubicación

La ubicación de una subestación estará sujeta a la función para la cual fue diseñada. Es decir, la función de las subestaciones seccionadoras es la de brindar mayor estabilidad al sistema cuando las líneas de transmisión son largas, por lo que no es necesario que

estén ubicadas en un radio cerca de los centros de carga, en comparación a las subestaciones transformadoras; sin embargo, ambas deben contar con un terreno de fácil acceso, alto, plano, no muy rocoso y que excluya la posibilidad de inundación.

Configuración del Sistema

La selección de la configuración del sistema determina el arreglo eléctrico y físico del equipo electromecánico y de la subestación. Al diseñar subestaciones de transmisión, factores como la confiabilidad, la economía, seguridad y simplicidad del sistema son los que marcarán el patrón a seguir en la designación del esquema adecuado; los cuales, a su vez, estarán ligados con la funcionalidad e importancia de la subestación. Las subestaciones de ETESA tienen las siguientes configuraciones:

Configuración Barra Sencilla:

Es el esquema con el menor costo debido a su simplicidad. Sin embargo, factores como: la imposibilidad de hacer mantenimientos o extensiones de las barras sin desenergizar la subestación, la desenergización de toda la subestación por fallas producidas en la barra o en los interruptores y su exclusivo uso en lugares donde las cargas puedan ser interrumpidas o tengan otros arreglos alternos de alimentación no brindan confiabilidad al sistema. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación de Charco Azul y el patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez.

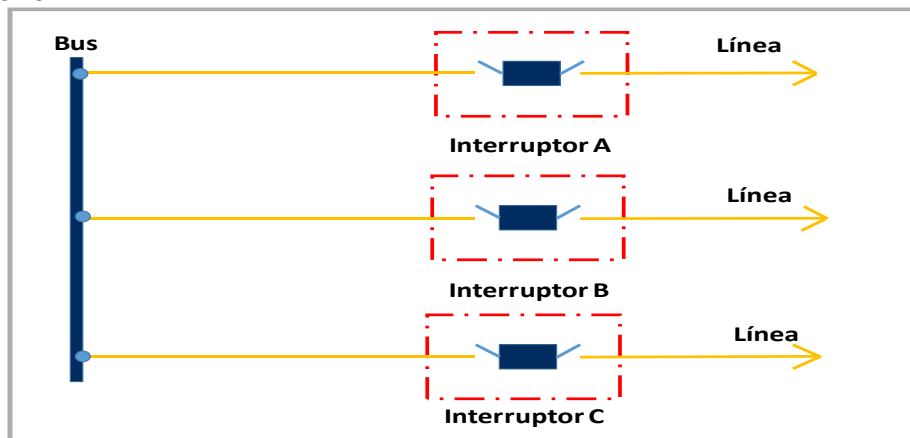


Figura 8. 1: Configuración Barra sencilla.

Configuración Barra Principal y de Transferencia:

Este tipo de configuración adiciona una barra de transferencia a la configuración barra sencilla, enlazando a ambas a través de un interruptor. Dentro de las ventajas que brinda esta configuración se pueden mencionar: un bajo costo inicial, la flexibilidad de brindar mantenimiento a cualquier interruptor y la posibilidad de utilizar equipos de protección en la barra principal. Sin embargo, también existen desventajas que se deben analizar como lo son: el requerimiento de un interruptor extra para “amarrar” las barras, el proceso complicado de transferir la carga al momento de realizar mantenimientos y la desenergización de la subestación entera debido a fallas producidas en la barra o en los interruptores. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación Cáceres.

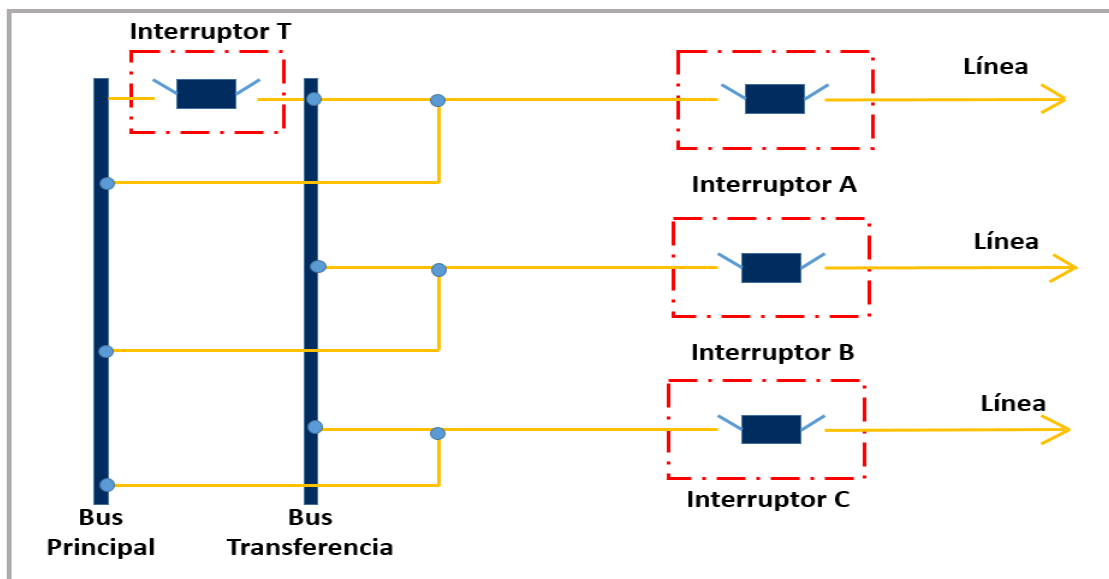


Figura 8. 2: Configuración Barra principal y de transferencia.

Configuración Interruptor y Medio:

Es el esquema más comúnmente utilizado debido a su flexibilidad en la operación, alta confiabilidad, simplicidad, la posibilidad de transferir la carga mediante los interruptores, la posibilidad de realizar mantenimientos en una de las barras en cualquier momento y la continuidad del servicio aun cuando existan fallas en una de las barras. Dentro de las desventajas podemos mencionar la necesidad de un interruptor y medio por circuito, lo cual la hace más costosa.

La configuración de las subestaciones de ETESA, en su mayoría es en esquema de interruptor y medio, ya que el sistema, desde su concepción a inicios de la década de 1970 fue diseñado y construido de esta manera, tomando en cuenta las características propias del sistema, siendo este longitudinal con líneas muy largas, lo que ameritaba un diseño capaz de brindar un alto grado de confiabilidad y seguridad. Todos los patios de 230, 115 y 34.5 KV de las distintas subestaciones

tienen esta configuración, a excepción del patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez y la subestación Charco Azul, las cuales tienen configuración de barra sencilla, y la subestación Cáceres, con configuración de barra principal y transferencia; cabe mencionar que esta fue la primera subestación del sistema, construida a fines de la década de 1960.

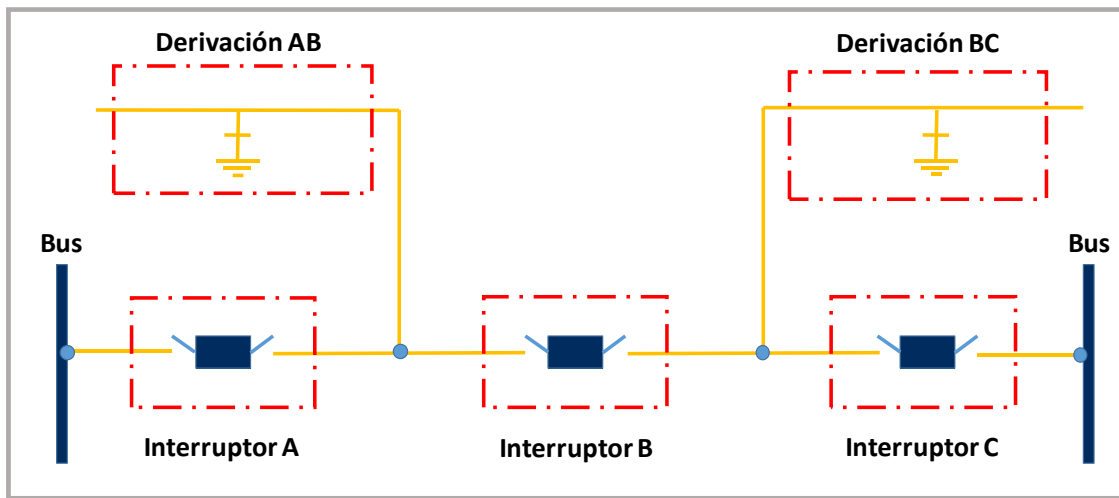


Figura 8. 3: Configuración Interruptor y Medio

Tipos de Interruptores

Aun cuando la tecnología de gas SF6 fue descubierta en 1900, no fue hasta 1947 cuando se produjo en escalas industriales en los Estados Unidos.

Esta tecnología ha reemplazado por completo a los interruptores de aceite debido a ciertas ventajas como lo son:

1. Menor posibilidad de contaminación ambiental.

2. Menor peso de los interruptores, lo que resulta en menor costo de las obras civiles.
3. Facilidad de transporte.
4. Menor tiempo de instalación.
5. Más económicos.
6. Requerimientos de mantenimientos menores.

Adicionalmente, el hexafloruro de

azufre (SF₆) cuenta con dos propiedades claves las cuales son:

- el gas tiene una excelente fuerza dieléctrica.
- el gas posee una constante de tiempo térmico baja, alta absorción de electrones libres y alta estabilidad química lo que permite mayor capacidad en la extinción de los arcos eléctricos.

Conforme se mejora el diseño de interruptores de SF₆ de alta tensión, mayor importancia cobra la rapidez del

Protecciones

ETESA utiliza dos tipos de protecciones dependiendo del largo de la línea de transmisión. Para una línea corta representada por un SIR > 4 (Source Impedance Ratio) ⁸, se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas (SIR < 0.5) se utilizan las protecciones de distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial se utiliza la protección direccional de sobrecorriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

Cada línea tiene dos protecciones, una primaria y otra secundaria completamente independientes. Esto es por confiabilidad, ya que, si en algún momento una de las protecciones

mecanismo de operación. Dicho mecanismo ha de transformar el interruptor de un perfecto conductor en un perfecto aislador.

En la búsqueda de fiabilidad y simplicidad, ETESA ha implementado el mecanismo de operación por resorte. El principio de almacenamiento de energía, extremadamente fiable, permite que siempre esté disponible la energía suficiente para cerrar el interruptor y con ello tensar el resorte de disparo.

quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformador de Corriente) y PT (Transformador de Voltaje); tienen caminos independientes de disparo, inicio de recierre, envío y recibo de tono y de alarmas y secuencia de eventos.

El recerrador debe programarse para realizar recierres monofásicos. Éste debe bloquearse cada vez que ocurre un disparo tripolar porque por normas de seguridad de operación, ETESA no admite recierre tripolar.

Para asegurar que las fallas a lo largo de la línea sean despejadas

⁸ SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este término indica la tasa de la

fuerza de la corriente que fluye desde la fuente detrás del relé a la impedancia de la línea

simultáneamente se usa el esquema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip). El PUTT requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permisivo de disparo. Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto. ETESA tiene dos canales de comunicación por línea. En el caso de las líneas paralelas, éstas comparten ambos canales de comunicación. De esta forma, en cada canal se transmiten cuatro señales:

- a. envío/recibo de las protecciones de la línea 1
- b. envío/recibo de las protecciones de la línea 2
- c. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 1
- d. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 2

Compensaciones

Con el objetivo de analizar la necesidad de la adición de compensación reactiva capacitiva (banco de capacitores) al Sistema Principal de Transmisión, los técnicos de ETESA realizan simulaciones en estado estable (flujos de potencia) para verificar si para las condiciones de demanda máxima los niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se verifica que las unidades generadoras se encuentren proporcionando el reactivo necesario de acuerdo a su curva de capacidad.

Para la condición de demanda mínima, se verifica si es necesario la adición de compensación reactiva inductiva (banco de reactores) de tal forma que absorba el exceso de reactivo producido por las líneas de transmisión durante las horas de valle nocturno, análisis que se logra comprobando primeramente que las unidades generadoras del sistema estén absorbiendo el reactivo de acuerdo a lo especificado en su curva de capacidad de forma tal que se mantengan los niveles de tensión del sistema dentro de los rango permisibles.

A partir de la Subestación Panamá II, ETESA ha implementado una nueva tecnología en el área de protecciones, la misma está basada en relevadores con microprocesadores debido a las grandes ventajas que presentan; por ejemplo, la opción de programar las funciones lógicas requeridas, un menor requerimiento de mantenimiento en comparación a los relés electromecánicos, la facilidad de contar con registros de fallas y de eventos, el acceso vía remoto, entre otras.

En el Anexo Tomo I - 4 de este capítulo se presenta un breve resumen de los aspectos más relevantes y requerimientos técnicos mínimos de las protecciones utilizadas por ETESA en los diseños de líneas de transmisión y subestaciones.

COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN

LÍNEAS

A fin de estimar los costos de los componentes de las líneas de transmisión se tomarán como referencia los costos del listado de precios presentado en las licitaciones adjudicadas realizadas por ETESA más recientemente:

- a. Contrato GG-101.-2015, Reemplazo de Línea de Transmisión 230 KV Mata de Nance – Boquerón III – Progreso – Frontera.
- b. LICITACIÓN N°2013-2-78-0-99-LV-003105, Tercera Línea de Transmisión Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá (230kV).
- c. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000739 Línea Chagres - Panamá II (230 KV) y Chagres – Santa Rita (115 KV).
- d. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-003075 Adición segundo circuito línea Guasquitas – Changuinola 230 KV.
- e. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000047 Repotenciación línea Panamá – Panamá II 230 KV.
- f. Ofertas para la licitación para las líneas Santa Rita – Panamá 2 (Chagres – Panamá 2) y Cáceres – Santa Rita (Chagres – Santa Rita).

Producto de la relación existente entre el tamaño-peso del conductor y los tipos de estructuras, las características del

diseño de la línea (circuito sencillo o doble) y del nivel de tensión definido, podemos resumir que las estimaciones de los costos dependerán directamente del tipo de conductor seleccionado, la tensión y del diseño establecido.

La metodología a utilizar por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitáramos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

- a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico.
Mediante "Benchmarking" se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla 8. 2).
- b. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles.
Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de la línea. Así, se clasifican las líneas según la tensión 230KV ó 115KV sin diferenciar si las torres son de circuito sencillo o doble, además que se establece el caso puntual de la línea de circuito sencillo con torres previstas para doble circuito.
- c. Paso 3: Cálculo de Otros Costos.

Esta sección involucra los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver Tabla 8. 4).

Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2010 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y

zinc, de acuerdo a sus costos internacionales. El costo del acero y zinc se actualizó en base al Steel Review, publicación de MEPS, sección World Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams; el aluminio en base al London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.



ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO
(Miles de B./)		
1	Costo de Torres de Acero	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	50.11
	Línea 750 ACAR 230 KV	47.19
	Línea 1200 ACAR 230 KV	62.92
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	66.81
	Línea 636 ACSR 230 KV	79.70
	Línea 750 ACAR 230 KV	62.92
	Línea 1200 ACAR 230 KV	83.90
	Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	90.62
	Línea 1200 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	111.83
	2	Costo de Aisladores y Herrajes
115 KV		4.67
230 KV		8.17
230 KV 2 cond. por fase		14.28
3	Costo de Conductores	
	Conductor 636 ACSR	22.89
	Conductor 750 ACAR	23.88
	Conductor 1200 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	28.95 47.96
4	Costo de Hilo de Guarda y Accesorios	
	OPGW	7.34
	7No.8	2.13
5	Costo de Sistema de Puesta a Tierra	
	115 KV	3.92
	230.00	5.17
	230 KV 2 cond. por fase	5.91

Tabla 8. 2: Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B./ Km.).



Detalle	Torres para Circuito Sencillo o Doble		Circuito Sencillo con Torres previstas para Doble	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
	%			
Montaje	22%	28%	28%	28%
Obras Civiles	25%	26%	32%	26%

Tabla 8. 3: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles.

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	5%
Inspección	5%
Interes Durante Construcción	6%

Tabla 8. 4: Detalle Porcentual de Otros Costos

Costos Unitarios de Líneas B./km (Miles)	
Líneas - Plan 2019	
115 KV	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	196.57
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	245.80
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	285.72
230 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	319.21
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	208.34
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	307.40
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	251.66
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	376.55
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	244.86
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	329.28

Tabla 8. 5: Costo Unitario de las líneas de transmisión

SUBESTACIONES

Con la finalidad de evaluar los costos de componentes de las subestaciones se adoptó una metodología que implica la estimación del costo de los equipos o instalaciones tomados en consideración como si necesitáramos construirlos actualmente, es decir su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Se establecieron cuatro categorías para los equipos y actividades:

- a. Equipos de Costos Unitarios: aquellos equipos que se pueden manejar con cantidades definidas.
- b. Equipos de Costos por Lote: aquellos equipos o sistemas que por sus características es difícil establecer una cantidad determinada de elementos, y dependen mucho del diseño de la subestación y condiciones propias del proyecto.
- c. Otras Actividades del proyecto.
- d. Otros Costos asociados al Proyecto.

Cálculo de Costos de Equipos Unitarios

Adicional al análisis de los costos reales de obras de suministro, montaje y obras civiles para subestaciones adjudicadas en las licitaciones realizadas en los últimos cinco años, ETESA utilizó un proceso denominado "benchmarking", el cual involucra un estudio de mercado, para determinar los precios de los componentes de las instalaciones más económicos sin degradar el estándar de calidad de los mismos. A continuación, se detallan las licitaciones comprendidas en el estudio y seguidamente se presentan los costos unitarios obtenidos:

- Contrato GG-131-2017 Suministro, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de equipos electromecánicos y estructuras para la adición de bancos de capacitores en las S/E Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez 230 KV.
- Contrato GG-034-2017 Reemplazo y Adición de Equipos en Subestaciones para el proyecto de reemplazo de Líneas de Transmisión del Proyecto Mata de Nance – Progreso 230 KV.
- Contrato GG-069-2017 Suministro de Reactores y equipos de potencia de 20 MVAR en las S/E Guasquitas y Changuinola.
- Contrato GG-037-2016 Suministro de equipos, materiales y servicio de compensadores estáticos de potencia reactiva (STATCOM) en las S/E Panamá I y Llano Sánchez.
- Contrato GG-069-2016 Suministro de Autotransformadores de Potencia en las S/E Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Panamá.

- Contrato GG-100-2015 Reemplazo de Reactores de 34.5 KV de las S/E Mata de Nance y Llano Sánchez y reemplazo de interruptores de potencia de 34.5 KV.
- Contrato GG-112-2015 Suministro, Montaje, Comisionado, Puesta en Servicio y Obras Civiles de los bancos de capacitores de 230 KV en las S/E Panamá II y Chorrera.
- Contrato GG-058-2014 Adición de Autotransformador No. 3 de la S/E Panamá II.
- Contrato GG-020-2013 Adición de Bancos de Capacitores en las S/E Panamá y Panamá II.
- Contrato GG-045-2013 Construcción de S/E San Bartolo 230/115/34.5 KV.
- Contrato GG-072-2013 Suministro, Obras Civiles, Montaje y Pruebas y Reemplazo de interruptores de 230 kv S/E Panamá.
- Contrato GG-084-2013 Reemplazo de transformadores T2 y TT2 de la S/E Chorrera y T1 de la S/E Llano Sánchez.
- Contrato GG-094-2013 Adición de transformador T2 de la S/E Boquerón III.
- Contrato GG-020-2013 Suministro, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de equipos electromecánicos y estructuras para la adición de bancos de capacitores de 120 MVAR en las S/E Panamá II 230 KV y 50 MVAR en la S/E Panamá 115 KV.
- Contrato GG-079-2012 Suministro y construcción de la S/E El Higo 230/34.5 KV.
- Contrato GG-017-2012 Suministro, Obras Civiles y Montaje del Transformador T4 de la S/E Panamá.
- Contrato GG-036-2011 Suministro del Transformador T4 de S/E Panamá.

S/E

ITEM N°	DESCRIPCION	Costo Unitario Suministrado B/.
1	Interruptores 115 KV	86,190
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	17,539
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	8,940
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	11,967
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA	2,500,000
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	2,300,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	218,000
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	812,900
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	50,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	230,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	124,000
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	21,320
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	14,000
16	Pararrayos 192 KV	6,750
17	Pararrayos 96 KV	4,641
18	CT 230 KV	12,750
19	CT 115 KV	11,000
20	PT 230 KV	15,067
21	PT 115 KV	11,600
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	35,870
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	3,500,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	2,500,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	2,150,000
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	810,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	160,000
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	335,000
29	Banco de Capacitores 115 kV 20 MVAR	203,000
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	74,065
31	Interruptores 34.5 KV	50,000
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	7,400
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	14,202
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	9,000
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	480,000
36	Pararrayos 34.5 KV	1,468
37	PT 34.5KV	6,775
38	CT 34.5 KV	6,900

Tabla 8. 6: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones


Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote

Debido a que las Subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras⁹, y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras, es importante evidenciar que la relación del ítem por lotes aplicada indistintamente a todas las subestaciones de forma generalizada produciría un VNR alejado a los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se plantea una metodología de cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems¹⁰ mostrados en la Tabla 8. 7 para cada uno de estos grupos.

La metodología a utilizar por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitáramos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

- a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico.
Mediante "Benchmarking" y comparación de la lista de precio de las distintas Licitaciones realizadas para subestaciones se realiza una comparación de precios entre los

valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla 8. 26).

- b. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles.

Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de los equipos principales de las subestaciones. Así, se clasifican las subestaciones según la tensión 230KV ó 115KV. Se hace el cálculo para esquemas de subestaciones de interruptor y medio, que son las más utilizadas en el sistema de transmisión de ETESA.

- c. Paso 3: Cálculo de Otros Costos.

Esta sección involucra los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver Tabla 8. 4).

Cabe resaltar que para el cálculo de las subestaciones con equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Panamá, Panamá II, Veladero, San Bartolo,

⁹ Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

¹⁰ Costos referentes a Sistemas de puesta a

tierra, servicios auxiliares, herrajes, estructuras y soportes, equipos de protección, control y monitoreo, equipos de comunicaciones, cables, conductores y ductos.

Llano Sánchez y Chorrera, mientras que para el cálculo de las subestaciones sin equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Guasquitas,

Mata de Nance y Changuinola obteniendo como resultado las siguientes relaciones:

DETALLE	% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación
Sistema de puesta a tierra	5.00
Servicios auxiliares	12.00
Herrajes, Estructuras y Soportes	50.00
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	70.00
Equipo de Comunicaciones	15.00
Cables, conductores, ductos, etc.	25.00

Tabla 8. 7: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítems¹¹ se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones bajo el mismo criterio utilizado durante

la sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

DETALLE	% sobre Subtotal Suministro
Montaje	15.00
Obras Civiles Generales	25.00

Tabla 8. 8: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

¹¹ Costos referentes a montajes y obras civiles.



Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems¹² se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

DETALLE	% sobre Total Costo Base
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	3.00
IDC	6.00
EIA	0.19

Tabla 8. 9: Relación Porcentual de Otros Costos

Cálculo de Costos de Terreno

Los costos para los terrenos de cada Subestación, se obtuvieron de la información presentada en el Estudio de Actualización de Activos 2003.

Cálculo del VNR para las Subestaciones

Para el cálculo del VNR para las subestaciones se estableció la siguiente metodología:

Paso 1: Obtención del Subtotal de equipos de costos unitarios.

El Subtotal de equipos de costos unitarios se obtiene a partir de una suma-producto de todas las cantidades de los equipos por subestación ya

definidas con los costos unitarios de dichos equipos.

Paso 2: Obtención del Subtotal de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación.

El Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación se obtiene a partir de la resta del valor obtenido en el paso 1 y

¹² Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción.

el monto de los equipos de transformación.

Paso 3: Subtotal Suministros: El Subtotal Suministros se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.2. al Subtotal obtenido en el paso 2. De esta forma se estaría determinando el valor de los equipos por lote. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los equipos por lote y el Subtotal obtenido en el paso 1.

Paso 4: Total Costo Base: El Total del Costo Base se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.3. al Subtotal obtenido en el paso 3. De esta forma se estaría determinando el valor de los montajes y obras civiles; seguidamente se realiza una sumatoria

que involucra los valores obtenidos de los montajes y obras civiles y el Subtotal obtenido en el paso 3.

Paso 5: Costo Total o VNR: El Costo Total o VNR se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.4. al Subtotal obtenido en el paso 4. De esta forma se estaría determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción); seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.

Costos Unitarios de Subestaciones B/.	
Plan 2019	
Adición 1 int. 115 KV	1,242,177
Adición 2 int. 115 KV	2,151,339
Adición 3 int. 115 KV	3,393,516
Adición 1 int. 230 KV	2,129,301
Adición 2 int. 230 KV	3,824,330
Adición 3 int. 230 KV	5,953,632

Tabla 8. 10: Costo Unitario de Subestaciones.

En el Anexo Tomo I - 4 se presenta el detalle de los costos de líneas de transmisión y subestaciones, así como los criterios básicos para la selección óptima de conductores y requerimientos de protecciones de líneas y subestaciones.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco





CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES Y REFERENCIAS

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES Y REFERENCIAS

CONCLUSIONES

La proyección de la demanda eléctrica es muy importante para la decisión de procesos en el sector eléctrico. Estos procesos abarcan la planificación de proyectos de generación y transmisión. Para proyectar la demanda de energía eléctrica se contemplaron un sin número de variables socioeconómicas, como, el Producto Interno Bruto, la Población y el Índice Mensual de Actividad Económica. También se consideraron variables como la temperatura. Se utilizaron todas las antes mencionadas para ajustar nuestra proyección lo mejor posible.

A partir del análisis y de los cálculos realizados, utilizando la información más reciente y disponible, se pudo determinar que el crecimiento de la demanda eléctrica en el corto plazo podría presentar tasas de crecimiento por el orden de 2.54% a 4.38%. Para el caso de largo plazo (2019 – 2033) se obtuvo que la demanda de energía eléctrica podría variar entre 2.39% y 4.86%. Como es visto, entre ambos casos, la proyección de corto plazo y largo plazo, existe una estrechez de 0.15 % a 0.48%. Esto se da, ya que, la fuerza de los factores positivos macroeconómicos que se perciben y conjugan al presente para dichos años, especialmente a las expectativas

relacionadas a la operación de la ampliación del Canal de Panamá y a la modernización de las principales actividades del país, a efecto de la materialización de otros magno proyectos estatales de infraestructura, dentro de las medidas económicas gubernamentales anti-cíclicas, a los cuales están intrínsecamente relacionadas las hipótesis de crecimiento económico utilizadas, en el caso moderado, como las opciones optimista y a la propia opción pesimista.

A pesar de que la economía panameña los últimos años ha presentado menores tasas de crecimiento que los vistos en otros años, los resultados obtenidos en las proyecciones realizadas para el PIB, se tiene que Panamá podrá alcanzar tasas crecimiento económico por el orden de 3.43% y 7.42%, para el periodo de 2019- 2033. Esto se verá afectado dependido de la operación del Canal de Panamá, proyectos futuros y la mina.

Como es visto, la tendencia de comportamiento de la demanda eléctrica, se ve relacionada con la tendencia del producto interno bruto, esto nos indica que estas dos mantienen una relación directamente proporcional dado a que al aumentar una la otra de igual forma aumenta.

REFERENCIAS

1. ¿Qué nos dejó el 2018? (2018). Retrieved from <https://www.indesa.com.pa/wp-content/uploads/2018/11/Cafe-Prensa.pdf>
2. TÉRMINOS ELÉCTRICOS Y DE FACTURACIÓN GENERALES. (n.d.). Retrieved from https://www.cnfl.go.cr/documentos/eficiencia/terminos electricos_y_de_facturacion.pdf
3. Corrección del Factor de Potencia. (n.d.). Retrieved from <http://www.electricistas.cl/images/Factor.pdf>
4. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (n.d.). Estadísticas Semestrales – Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Retrieved June 25, 2019, from Estadísticas Semestrales 2000- 2018 website: https://www.asep.gob.pa/?page_id=12922
5. Censo, I. N. de E. y. (n.d.). Instituto Nacional de Estadística y Censo - Panamá. Retrieved June 25, 2019, from TASA BRUTA DE NATALIDAD Y TASA DE MORTALIDAD FETAL EN LA REPÚBLICA: AÑOS 1960, 1970, 1980, 1990, 2000, 2010 Y 2017 website: https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID_SUB CATEGORIA=6&ID_PUBLICACION=902&ID_IDIOMA=1&ID_CATEGORIA=3
6. Centro Nacional de Despacho. (n.d.). Centro Nacional de Despacho - ETESA - Estadísticas. Retrieved June 25, 2019, from Datos Históricos del Mercado - 2019 website: http://www.cnd.com.pa/informes.php?tipo_informe=43&cat=5
7. CEPAL. (2017). América Latina y el Caribe: Estimaciones y proyecciones de población | Static Page | Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Retrieved June 25, 2019, from América Latina y el Caribe: Estimaciones y proyecciones de población website: <https://www.cepal.org/es/temas/proyecciones-demograficas/estimaciones-proyecciones-poblacion-total-urbana-rural-economicamente-activa>
8. Comisión Nacional de Energía, C. (n.d.). Resumen realizado sobre la base de estudio contratado por la Comisión Nacional de Energía al Programa de Gestión. Retrieved from <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/resumen2.pdf>
9. ENSA. (n.d.). ¿Qué es el factor de carga? - Preguntas Frecuentes | ENSA. Retrieved June 25, 2019, from ¿Qué es el factor de carga? website: <https://www.ensa.com.pa/preguntas-frecuentes/medidor/que-es-el-factor-de-carga>

10. Instituto Nacional de Estadística y Censo. (n.d.). Instituto Nacional de Estadística y Censo - Panamá. Retrieved June 25, 2019, from Avance de Cifras del Producto Interno Bruto: Anual y Trimestral 2018 website:
https://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx?ID_SUBCATEGORIA=26&ID_PUBLICACION=923&ID_IDIOMA=1&ID_CATEGORIA=4
11. Instituto Nacional de Estadística y Censo. (n.d.). Instituto Nacional de Estadística y Censo - Panamá. Retrieved June 25, 2019, from Cuadro 10. ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR EN LOS DISTRITOS DE PANAMÁ Y SAN MIGUELITO Y PODER ADQUISITIVO DEL BALBOA: AÑOS 2013-18 website:
https://www.contraloria.gob.pa/inec/Avance/Avance.aspx?ID_CATEGORIA=2&ID_CIFRAS=10
12. Oficial, G. (n.d.). Gaceta Oficial Digital. Retrieved from <http://www.energia.gob.pa/energia/wp-content/uploads/sites/2/2017/06/Plan-Energetico-Nacional-2015-2050.pdf>

REFERENCIAS DE PORTADAS

Capítulo 1

- <https://www.revistapetroquimica.com/hubo-mas-oferta-demanda-electrica/>

Capítulo 2

- <https://cretiabusiness.com/trucos-para-graficas-de-tablas-dinamicas-de-excel/>
- <https://www.dinero.com/internacional/articulo/entra-en-vigencia-la-reglamentacion-de-uso-de-datos-de-europa/258834>
- <https://www.coopnazonaf.com/index.php/blog/89-crecen-activos-de-cooperativa>

Capítulo 3

- <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.3840.high.1543077698.204a0933ef5bd4b159394c909d8cd2254069331c.sieb1510-siemens-lausward-panorama-digitallayer-licht-neutral-rg.jpg/sieb1510-siemens-lausward-panorama-digitallayer-licht-neutral-rg.jpeg>

Capítulo 4

- <https://www.valoraanalitik.com/wp-content/uploads/2019/02/pib.jpg>
- <https://blogs.iadb.org/bidinvest/wp-content/uploads/sites/35/2017/06/cuantocuestacalcularlaenergia-864x520.jpg>

Capítulo 5

- <https://globalpowerjournal.com/wp-content/uploads/2019/01/1513846186266-740x431@2x.jpg>
- https://www.am.pictet/-/media/pam/pam-common-gallery/heroes/fullbleed/pictet-per-te/tech/smartcity_fotolia_hfarm_201810.png

Capítulo 6

- <https://www.revistacompensar.com/wp-content/uploads/2017/12/20-de-diciembre-9-2.jpg>
- https://destinonegocio.com/wp-content/uploads/2019/02/shutterstock_789098959-1-1.jpg

Capítulo 7

- <http://celmec.com/wp-content/uploads/2017/11/Patio-115-KV-llegada-del-Tx2.jpg>
- Capítulo 8

- <https://petroquimex.com/wp-content/uploads/2018/12/Codigo-Red-1.jpg>

Capítulo 9

- <https://representingyourselfcanada.com/access-to-justice-annotated-bibliography/>

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

Tomo II Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo 1

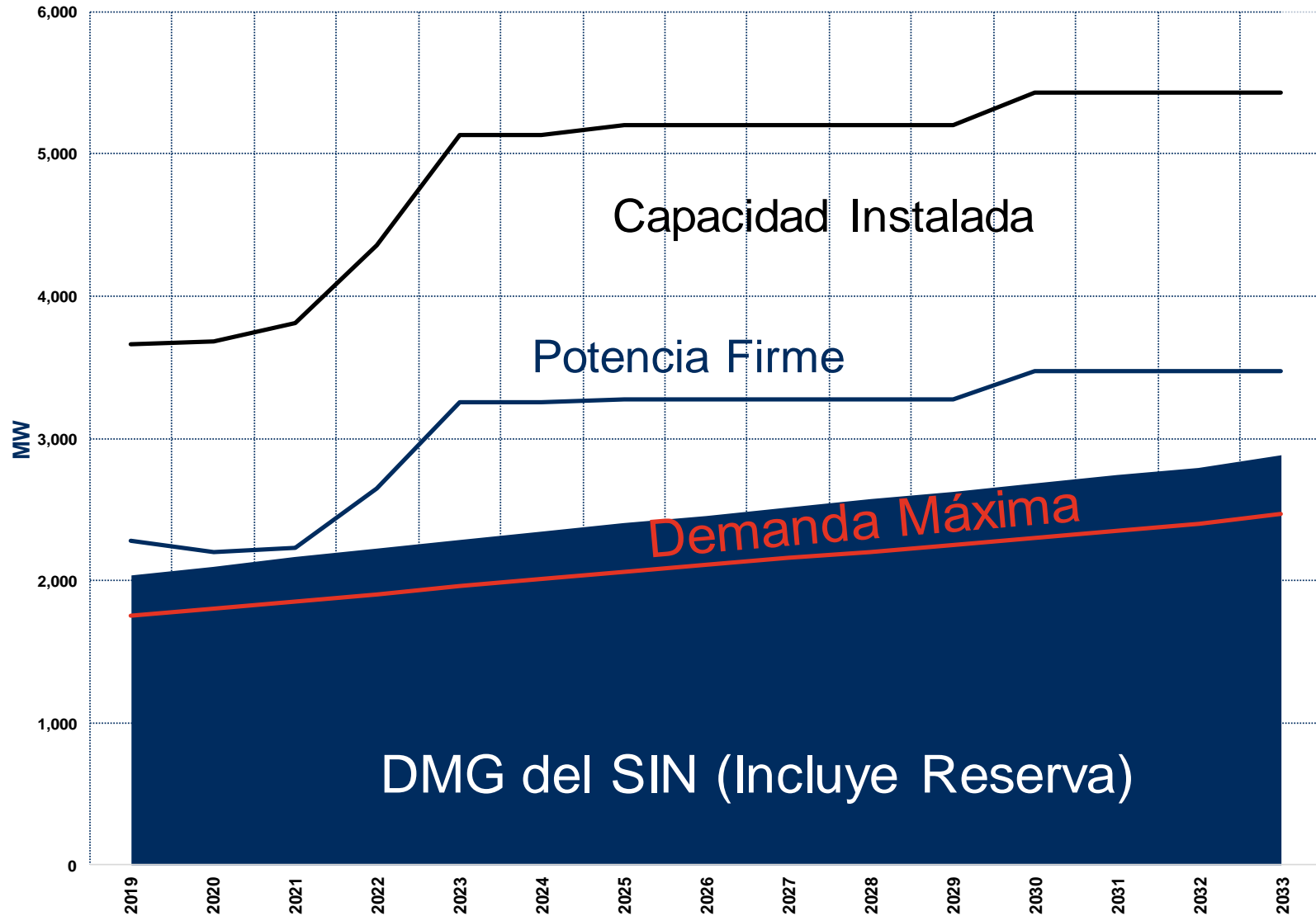
Salidas del Escenario Referencia:

Escenario Business as usual (BaU)

Escenario Tendencial considerando:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.
- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite siempre bajo criterio de mínimo costo.
- Considerar fuentes eólicas, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2023.
- Considerar fuentes solares adicionales a partir del año 2021.

Gráfico N° A1.1 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario Referencia



Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario Referencia

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	212.40	212.40	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.77	9.70	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66
AES Panamá, S.A.	Bayano	260.00	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.20	46.00	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.76	54.00	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
AES Panamá, S.A.	Estí	120.00	120.00	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
Alternegy, S.A.	Lorena	37.60	33.84	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	62.78	60.89	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
Bortex, S.A.	Gualaca	25.60	25.47	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Caldera Energy Corp.	Mendre	19.75	19.75	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	19.47	18.62	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	0.97	0.79	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8.12	7.80	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Electron Investment	Monte Lirio	53.75	53.72	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba I	5.14	5.14	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba 2	6.33	6.33	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300.00	300.00	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	9.86	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.13	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	8.20	7.20	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.40	2.40	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.90	27.60	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	27.68	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	2.05	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.50	15.44	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	26.80	26.77	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	1.88	1.83	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	21.00	19.90	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	13.49	12.52	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	5.25	5.25	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.30	12.00	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	8.40	8.23	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.31	30.00	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	6.33	6.30	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.70	8.26	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	6.71	6.71	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	75.00	72.84	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.80	56.80	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Ideal Panamá, S.A	Baitún	85.90	85.90	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	0.60	0.60	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	1.73	1.70	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11.00	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.16	6.10	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08
Salto de Francoil S.A.	Los Planetas I	4.82	4.20	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Salto de Francoil S.A.	Los Planetas 2	8.89	7.38	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Total Hidroeléctrico		1755.69	1755.69	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10



Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario Referencia (Continuación)

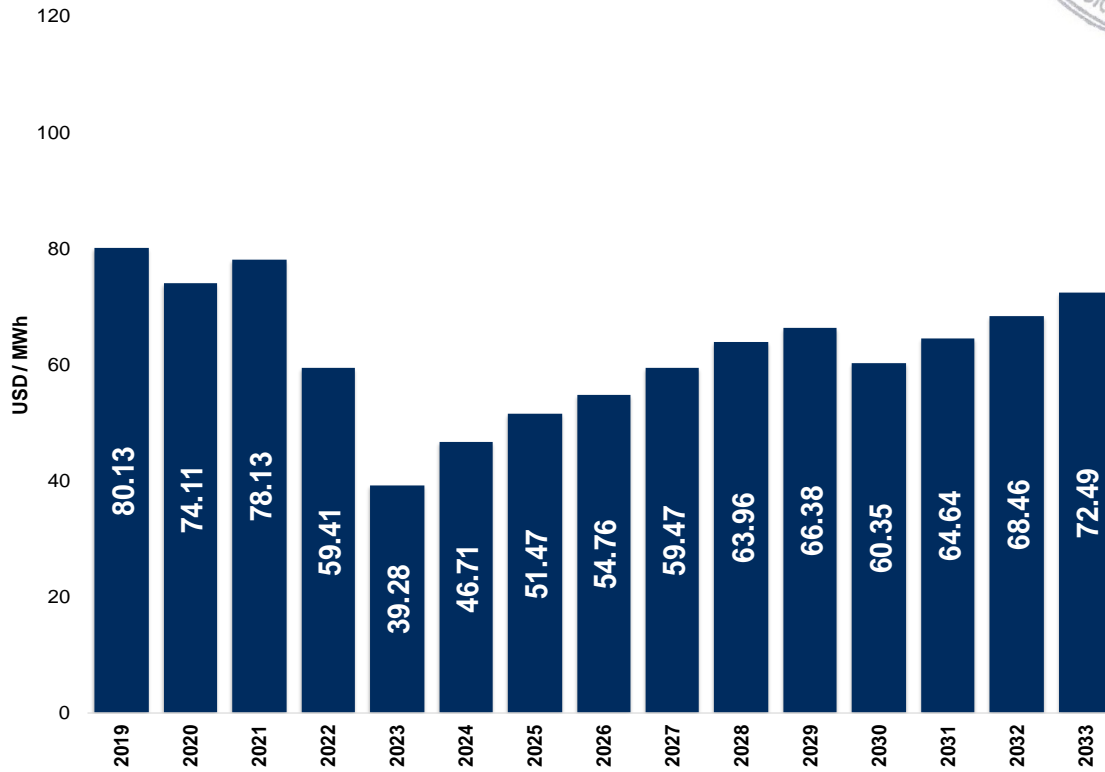
Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.57	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Electron Investment	Pando	37.00	33.30	25.13		25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	4.74	1.94				1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.11	n/d					n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80	2.30					2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64	2.55					2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00	1.28					1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	63.00	22.31							22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	210.94	180.89														180.89	180.89
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	12.95	12.95														12.95	12.95
Total Hidroeléctrico Futuro		370.41	359.05	251.89	2.54	0.00	27.67	29.61	35.74	35.74	58.05	58.05	58.05	58.05	58.05	251.89	251.89	251.89	251.89

Proyectos Termoeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	153.00**	137.00**	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tropiternica, S.A.	Tropiternica	5.10	5.10	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34
Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10	424.70	412.29				412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29
Panamá NG Power, S.A.	Telfers	670.00	656.16	603.00					603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00
Total Termoeléctrico Futuro		1133.20	1085.96	1019.63	4.34	4.34	4.34	416.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63

Proyectos Solares (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	0.96	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00	10.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00	2.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Jaquito Solar 10 MW, S.A.	Jaquito Solar	9.99	9.99	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95	9.95	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	60.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99	19.99	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58	10.58	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95	19.95	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16	5.16	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00	3.00	0.00				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99	7.99	0.00				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora de Energía Renovable, S.A.	Campo Solar La Victoria	10.00	10.00	0.00				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	60.00	0.00				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SDR Energy Panama, S.A.	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80	19.80	0.00				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 20	9.96	9.96	0.00					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	25.90	0.00					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90	25.90	0.00					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Solar Futuro		324.03	324.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Proyectos Eólicos (Futuros) MW	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00	66.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Eólico Futuro		66.00	66.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



CUADRO N° A1.2: Costos Marginales del Escenario Referencia


Costo Marginal de Demanda \$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2019	84.29	90.60	91.61	99.14	92.47	86.37	79.79	77.62	71.35	64.60	60.20	63.53	80.13
2020	75.65	84.76	86.71	96.08	88.42	81.14	77.45	65.96	61.59	52.67	55.43	63.49	74.11
2021	85.37	96.28	93.96	100.78	96.80	91.87	83.09	72.34	64.01	49.52	47.44	56.14	78.13
2022	63.07	67.40	67.39	81.08	73.36	62.23	58.73	55.24	51.04	41.21	43.29	48.90	59.41
2023	46.57	54.51	54.99	58.20	52.90	48.85	41.40	32.25	28.63	12.48	15.21	25.39	39.28
2024	47.43	58.94	58.46	61.67	57.13	55.40	51.87	45.71	40.89	27.43	25.81	29.78	46.71
2025	51.96	62.90	61.79	64.29	60.27	58.43	54.32	49.17	45.53	33.91	35.42	39.69	51.47
2026	59.37	68.01	64.66	68.75	63.28	59.97	56.45	51.29	49.40	34.31	36.52	45.16	54.76
2027	61.83	70.11	66.64	68.30	65.99	63.39	61.93	58.29	56.48	44.78	43.92	51.99	59.47
2028	68.65	73.87	68.89	72.51	67.79	65.70	63.53	60.85	60.77	55.95	51.56	57.46	63.96
2029	70.72	74.99	70.50	76.18	70.02	66.19	65.28	64.50	63.80	62.22	52.95	59.20	66.38
2030	62.01	71.78	67.92	71.88	66.72	64.48	62.55	58.48	56.18	51.80	43.06	47.31	60.35
2031	67.11	74.58	70.63	76.28	69.75	66.21	64.34	62.78	61.59	57.80	50.97	53.62	64.64
2032	70.89	76.66	72.76	80.27	73.04	67.78	66.00	64.47	64.85	64.49	60.22	60.10	68.46
2033	74.08	79.55	75.80	90.80	78.33	70.06	68.42	66.85	66.98	70.47	64.54	64.01	72.49



CUADRO N° A1.3: Informe Final de Generación del Escenario Referencia

Planta	Informe Final de Generación														
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Algarobos	47.44	47.24	46.57	47.71	46.82	46.84	47.30	46.89	48.11	48.74	49.09	55.85	55.11	56.44	57.15
Bajo de Mina G3	0.50	0.70	0.77	0.78	0.73	0.67	0.82	0.81	0.77	0.73	0.71	1.26	1.30	1.37	1.29
Bocas del Toro (Chanquinol)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1082.08	1046.32	1084.85	1067.85
Bajo de Totumas	30.17	29.56	29.03	30.01	30.63	29.96	30.33	29.83	29.83	29.53	29.87	33.26	32.44	33.65	33.34
Baitún G3	1.48	2.09	2.27	2.13	2.63	2.21	2.36	2.39	2.16	2.09	2.01	3.77	3.86	4.15	3.89
Baitún	311.98	294.47	289.49	292.18	281.63	283.42	292.52	299.22	290.75	292.20	294.07	420.85	424.55	428.87	423.44
Bajo de Mina	210.57	197.74	194.43	195.88	196.43	195.30	200.13	203.24	196.65	196.35	196.97	270.70	272.47	273.54	271.39
Barriles	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bayano	638.16	600.32	642.68	639.03	562.61	581.32	628.33	630.59	635.58	639.01	667.51	632.73	641.53	666.62	680.99
Barro Blanco Minicentral	12.69	12.89	12.92	12.91	12.74	12.76	12.90	12.83	13.00	13.01	12.96	13.23	13.25	13.26	13.26
Barro Blanco	96.45	99.16	95.53	95.72	96.13	94.83	97.72	97.89	97.11	95.36	96.64	107.83	106.48	108.17	107.08
Bonyc	156.68	154.76	156.71	154.78	158.61	155.34	152.23	153.01	157.19	155.17	157.45	172.67	165.95	173.35	172.41
Bocas del Toro Minicentral (0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	99.41	99.41	99.41	99.41
Bugaba I	20.60	20.05	19.75	19.89	19.56	19.54	20.10	20.35	20.28	20.11	20.20	22.52	22.96	23.28	22.86
Bugaba 2	12.29	13.01	12.65	13.32	13.56	12.27	12.62	14.36	12.80	13.61	12.56	17.39	17.33	19.01	18.52
Burica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.91	1.55	1.58	1.42	1.61	20.17	18.97	19.48	19.35
Caña Blanca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chanquinola I	234.13	1241.67	1258.91	1258.44	1271.25	1248.34	1234.41	1244.88	1246.13	1260.63	1077.48	1422.29	1401.91	1429.09	1419.81
Chuspa	0.00	0.00	0.00	0.00	47.07	47.26	47.55	47.52	47.93	48.19	46.77	49.08	50.16	50.13	51.37
Cochea	63.24	62.52	61.97	62.94	61.00	59.77	61.98	63.31	62.04	61.28	61.36	68.75	69.06	70.41	70.00
Colorado	0.00	0.00	0.00	1.12	21.63	21.57	22.23	22.04	21.59	21.84	21.80	21.62	23.83	24.06	23.96
Concepción	26.31	24.89	25.20	26.05	26.20	26.16	26.80	26.47	25.82	26.70	24.64	37.54	38.76	38.03	41.43
Cotito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Cuchilla	49.79	46.98	45.45	45.92	45.53	45.98	46.74	46.52	45.94	47.11	46.99	49.67	49.15	48.86	50.57
Dolega	23.18	23.31	23.08	23.27	23.18	22.92	23.16	23.15	23.25	23.20	23.24	23.91	23.69	24.05	23.95
El Alto G4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.63	0.60	0.65	0.65	0.64	0.60	0.59	1.15	1.00	1.11	0.88
El Alto	238.13	232.01	229.92	231.90	231.67	229.68	235.56	239.18	232.12	231.29	231.44	297.49	298.74	302.18	297.34
El Fraile	27.39	28.59	27.63	27.23	28.95	27.52	27.33	28.73	28.43	28.02	27.88	30.27	30.46	32.46	31.39
El Recodo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Embalse Ficticio La Espera	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Esti	658.39	642.94	647.87	652.35	639.47	630.99	647.51	652.57	645.79	656.14	649.63	730.59	733.95	758.59	750.43
La Estrella	260.25	259.37	256.99	261.44	257.21	255.21	257.40	257.55	260.32	261.88	262.25	261.50	258.55	268.04	268.84
Fortuna	1679.29	1547.88	1660.26	1642.29	1535.52	1598.50	1629.79	1592.30	1631.06	1636.76	1669.75	1583.93	1606.80	1655.75	1609.68
Gualaca	140.53	137.07	137.64	138.77	134.86	133.65	136.90	138.36	137.01	139.65	138.25	154.09	154.98	159.45	158.00
Las Cruces	40.48	42.39	41.60	41.01	41.45	40.06	41.86	42.19	41.83	40.53	41.42	44.79	45.87	46.80	46.08
Los Valles	320.10	304.70	300.85	304.53	302.83	301.84	302.74	303.55	302.02	304.46	303.76	302.38	299.98	309.06	310.54
La Herradura	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Huaca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Potra (Bajo Frio)	83.58	80.34	79.99	80.19	79.85	78.83	81.24	83.27	80.55	80.39	80.55	125.93	126.75	128.61	126.31
Las Cruces	5.55	5.69	5.55	5.55	5.56	5.35	5.46	5.56	5.55	5.55	5.59	6.06	6.00	6.05	6.09
Lorena	180.55	175.91	176.68	178.18	172.95	171.33	175.68	177.64	175.83	179.37	177.50	205.74	206.91	212.80	210.87
La Potra G4 (Bajo Frio)	0.91	1.34	1.74	1.55	2.24	1.85	2.06	2.08	1.63	1.47	1.37	3.61	3.63	3.98	3.62
Monte Lirio	263.55	250.28	244.44	248.92	250.92	250.13	253.10	251.96	250.44	247.81	249.33	304.38	303.07	305.21	303.29
Macho Monte	16.53	14.60	13.56	13.52	13.77	13.88	13.32	13.21	13.47	13.55	13.81	13.47	13.40	13.53	13.56
Macano	1.15	1.12	1.09	1.10	1.16	1.12	1.14	1.15	1.15	1.17	1.09	2.38	2.48	2.40	2.67
Mendre II	43.67	43.79	42.77	43.08	43.55	42.52	43.32	43.29	42.59	43.67	42.59	52.11	51.88	52.69	52.53
Mendre	130.44	130.76	128.04	128.85	130.11	127.36	129.50	129.42	127.55	130.45	127.55	138.93	138.32	140.48	140.05
Mini Chan	68.17	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79
Ojo de Agua	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Paso Ancho	33.46	32.36	32.48	32.74	33.31	32.83	33.16	32.96	32.83	31.98	32.44	36.00	35.73	36.98	36.14
Pando	0.00	168.40	166.35	168.09	170.06	167.30	170.52	171.06	169.10	166.55	167.68	196.99	196.23	200.81	197.87
Pedregalito II	12.35	11.45	11.69	12.12	12.44	12.37	13.09	12.74	11.91	12.40	11.03	35.97	36.93	36.07	39.83
Pedregalito I	27.12	25.23	25.52	26.50	26.97	27.00	28.19	27.62	26.42	27.09	24.71	57.23	58.75	57.38	63.37
Las Perlas Norte	18.31	17.03	17.34	17.97	18.17	18.13	18.70	18.42	17.72	18.49	16.76	34.06	35.15	34.52	37.57
Las Perlas Sur	13.74	12.65	12.86	13.43	13.64	13.59	14.17	13.84	13.08	13.86	12.29	34.06	35.15	34.52	37.57
Los Planetas 2	51.10	51.22	50.42	51.14	50.60	50.08	50.47	50.95	50.82	50.65	50.77	60.26	59.78	60.54	60.73
Los Planetas I	22.44	22.57	22.34	22.53	22.39	22.07	22.34	22.43	22.47	22.47	22.47	27.29	27.05	27.57	27.46
Prudencia	272.30	265.52	266.25	269.17	261.10	257.92	265.01	268.40	264.84	269.88	267.40	314.28	315.12	325.26	321.31
RP-490	9.32	8.85	8.82	9.24	9.22	9.31	9.72	9.37	8.96	9.42	8.48	17.93	18.52	17.91	19.86
Rio Piedra	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Andres	0.00	41.90	41.51	41.64	41.55	41.10	41.90	42.58	41.77	41.45	41.81	45.84	46.24	46.91	46.17
Salsipuedes (Bajo Frio)	72.64	69.35	69.52	69.36	68.77	68.07	70.32	72.59	69.58	69.62	69.73	123.52	124.52	126.10	124.11
San Andrés II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Bartolo Minicentral	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Bartolo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
El Sindigo	0.00	0.00	0.00	0.00	58.55	58.62	59.14	58.50	58.47	59.47	59.42	63.81	62.33	64.39	64.83
San Lorenzo	45.37	45.58	44.09	44.71	45.28	43.49	44.74	45.22	44.52	44.61	44.66	48.70	47.95	50.07	49.91
Santa María 82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tizingal	0.00	0.00	0.00	0.00	5.89	5.58	5.79	5.70	5.60	5.56	5.51	9.91	9.63	10.06	9.76
La Yeguada	27.47	27.71	26.99	27.16	27.32	26.68	27.27	27.62	27.53	26.82	26.87	26.58	27.41	27.32	27.02
Bunker C (No. 6 fuel oil)	179.16	183.81	111.41	10.50	0.00	0.00	0.00	0.52	0.00	0.00	0.35	0.27	1.86	1.78	9.83
Carbón (bituminoso)	301.18	261.76	281.27	53.70	0.36	1.09	1.43	6.67	1.90	7.03	10.59	2.48	6.45	14.41	35.12
Gas Natural	2422.92	2244.08	2002.37	2974.82	3676.69	4053.42	4546.44	4907.36	5330.99	5979.07	6205.76	4745.86	5368.41	5848.28	6574.58
Diesel (No. 2 fuel oil)	0.00	0.00</													



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

Tomo II Plan Indicativo de Generación

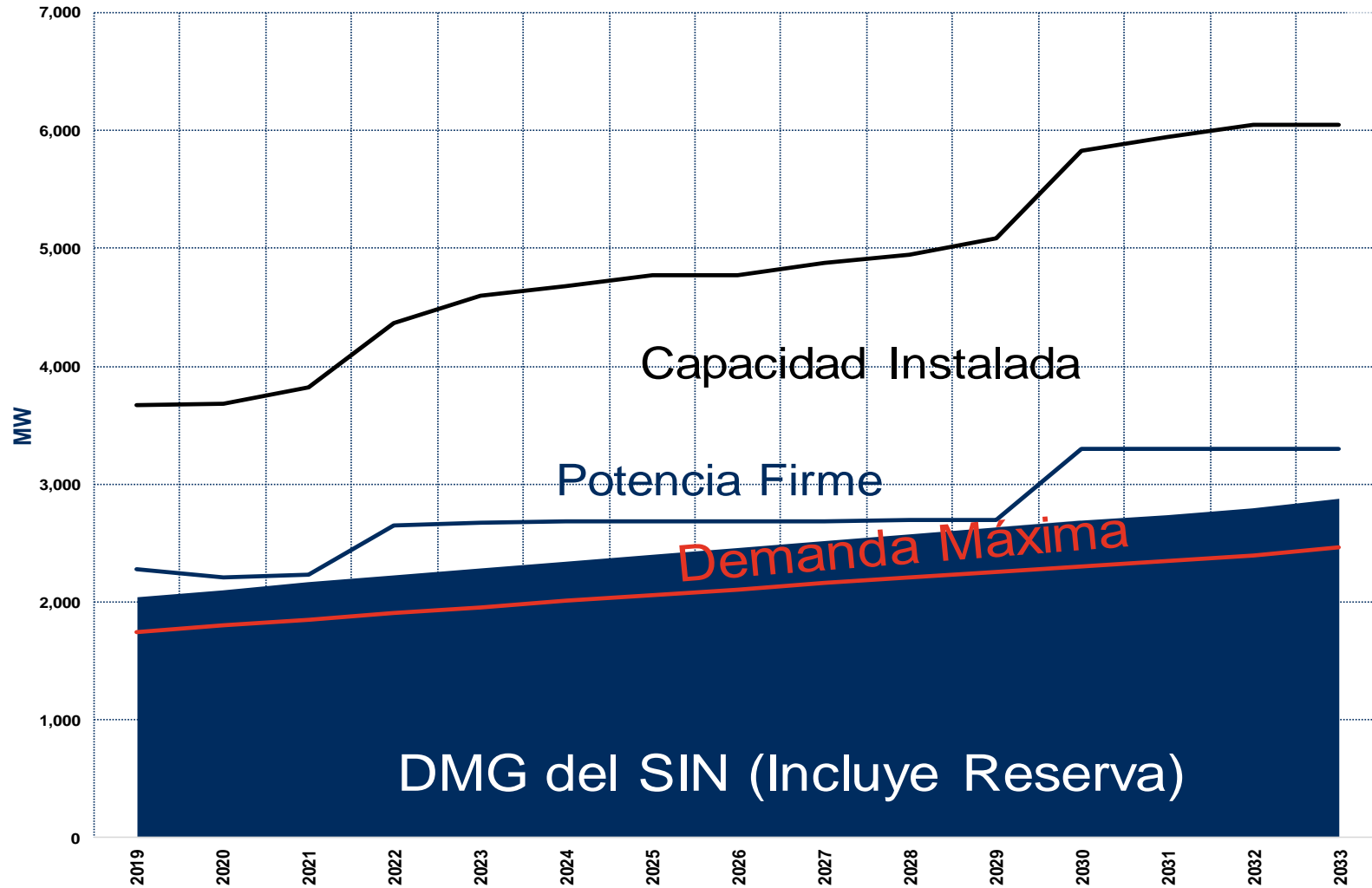
Tomo II - Anexo 2

Salidas del Escenario Alternativo I:

Escenario renovable considerando:

La mayor cantidad de recursos renovables disponibles en el país. Se agregan 2505.31 MW de capacidad al sistema actual, donde el 7.34% corresponde a proyectos hidroeléctricos (183.87 MW), el 45.23% corresponde a plantas termoeléctricas (1133.20 MW) y el 47.43% restante en proyectos renovables (Eólicos – 639.40 MW, Solar – 548.85 MW).

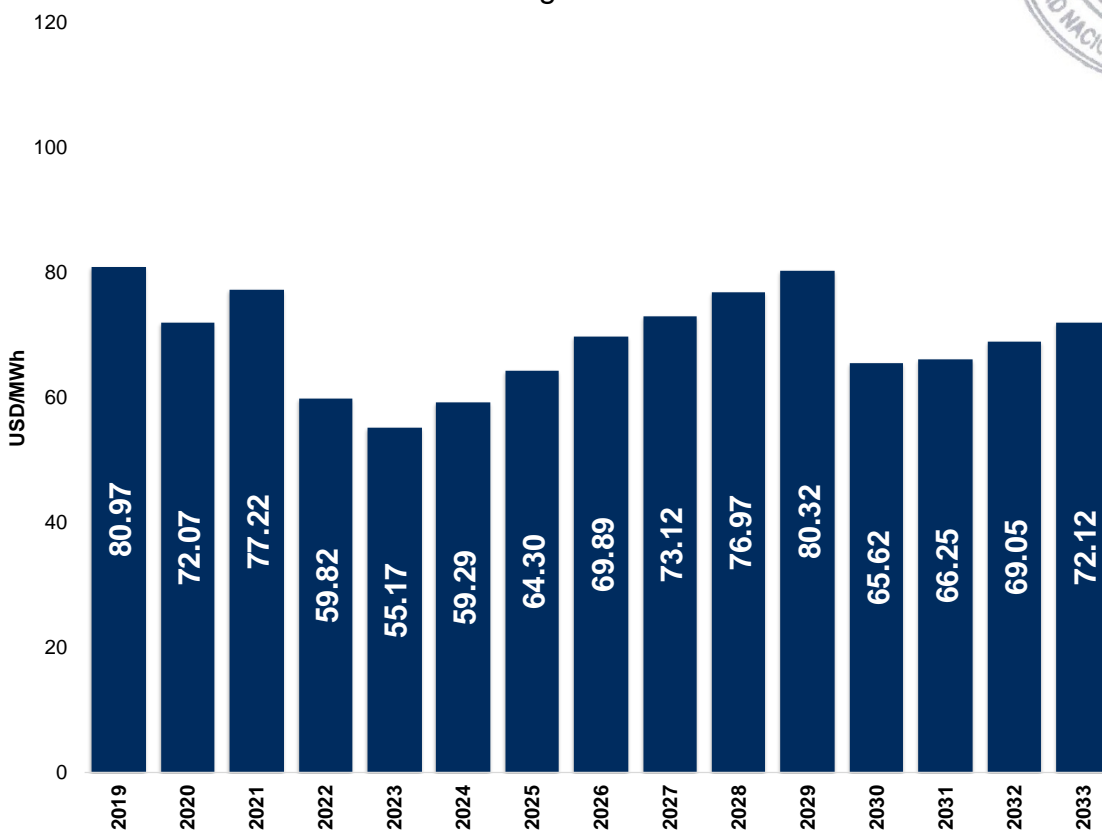
Gráfico N° A2.1 Balance de Potencia vs Demanda del Alternativo I



Cuadro N° A2.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo I

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	212.40	212.40	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.77	9.70	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66
AES Panamá, S.A.	Bayano	260.00	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.20	46.00	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.76	54.00	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
AES Panamá, S.A.	Estí	120.00	120.00	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
Alternegy, S.A.	Lorena	37.60	33.84	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	62.78	60.89	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
Bontex, S.A.	Gualaca	25.60	25.47	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Caldera Energy Corp.	Mendre	19.75	19.75	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	19.47	18.62	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	0.97	0.79	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8.12	7.80	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Electron Investment	Monte Lirio	53.75	53.72	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba I	5.14	5.14	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba 2	6.33	6.33	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300.00	300.00	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarobos	9.86	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.13	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	8.20	7.20	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.40	2.40	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.90	27.60	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	27.68	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	2.05	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.50	15.44	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	26.80	26.77	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	1.88	1.83	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	21.00	19.90	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04
Generadora Rio Chico S.A.	Pedregalito II	13.49	12.52	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	5.25	5.25	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.30	12.00	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	8.40	8.23	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.31	30.00	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	6.33	6.30	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.70	8.26	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	6.71	6.71	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	75.00	72.84	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.80	56.80	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Ideal Panamá, S.A	Baitún	85.90	85.90	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	0.60	0.60	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	1.73	1.70	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11.00	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.16	6.10	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08
Salto de Francoi S.A.	Los Planetas I	4.82	4.20	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Salto de Francoi S.A.	Los Planetas 2	8.89	7.38	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Total Hidroeléctrico		1755.69	1755.69	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10



CUADRO N° A2.2: Costos Marginales del Escenario Alternativo

**Costo Marginal de Demanda
\$/MWh**

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2019	85.99	91.46	91.68	101.20	93.50	88.15	84.04	78.30	72.22	66.66	57.88	60.59	80.97
2020	73.61	82.95	84.89	94.04	84.99	78.92	74.60	64.59	60.12	50.50	54.27	61.34	72.07
2021	80.75	92.82	91.36	100.31	93.03	89.73	80.49	72.44	64.75	51.12	51.24	58.55	77.22
2022	65.61	67.61	65.77	72.68	66.32	60.78	57.91	55.81	53.32	48.10	47.97	55.91	59.82
2023	61.32	66.47	64.17	69.90	64.30	58.76	56.08	52.37	49.69	39.73	35.35	43.91	55.17
2024	63.12	70.45	66.75	75.46	68.62	62.15	59.78	56.08	55.73	45.49	39.74	48.13	59.29
2025	68.24	72.89	69.54	76.77	71.28	66.06	64.21	61.31	60.11	55.76	49.51	55.89	64.30
2026	73.02	76.80	74.13	86.31	82.63	73.34	68.09	64.03	62.66	61.45	57.10	59.10	69.89
2027	76.59	80.13	77.67	92.04	83.19	73.55	69.56	66.79	65.98	67.10	59.10	65.77	73.12
2028	79.38	82.46	79.16	93.88	88.64	78.78	73.58	69.80	68.58	72.74	64.94	71.72	76.97
2029	82.65	83.19	82.39	96.38	95.37	84.19	77.76	71.81	70.28	74.17	71.87	73.77	80.32
2030	67.95	74.33	68.39	72.24	68.99	66.06	64.27	61.89	60.77	63.52	58.24	60.81	65.62
2031	65.85	73.83	68.06	72.36	70.02	67.18	64.84	62.90	62.98	66.33	60.17	60.52	66.25
2032	64.40	74.14	70.36	76.68	72.96	69.23	67.13	66.03	65.93	70.11	67.08	64.51	69.05
2033	70.38	77.78	71.54	81.57	74.91	70.90	68.99	67.74	67.91	72.64	71.18	69.95	72.12



CUADRO N° A2.3: Informe Final de Generación del Escenario Alternativo I

Planta	Informe Final de Generación														
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Algarobos	48.92	49.87	48.69	48.21	49.28	48.93	46.66	48.76	48.86	49.11	47.35	56.13	55.07	55.40	57.20
Bajo de Mina G3	0.65	0.80	0.72	0.77	0.77	0.73	0.69	0.67	0.73	0.84	0.76	1.28	1.23	1.25	1.28
Bocas del Toro (Changuinola)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bajo de Totumas	30.58	30.41	30.02	29.71	30.17	30.44	29.09	29.90	30.22	30.59	29.32	32.82	32.71	32.34	33.31
Baitún G3	1.98	2.30	2.03	2.12	2.23	2.08	1.97	1.97	2.04	2.36	2.08	3.79	3.73	3.90	3.87
Baitún	315.30	303.30	295.24	290.96	291.82	300.64	288.59	288.89	299.27	306.05	287.43	418.53	423.48	422.75	425.87
Bajo de Mina	212.56	203.26	198.93	195.49	197.96	203.17	194.69	194.36	200.79	204.61	191.50	267.98	271.29	270.10	271.35
Barriles	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.70	0.69	0.68	0.69	0.71	0.68	0.70	0.76	0.78	0.78
Bayano	631.68	620.91	636.39	582.24	607.99	661.13	648.33	651.68	651.86	646.44	793.99	593.88	618.31	637.83	619.77
Barro Blanco Minicentral	12.69	13.02	12.90	12.99	12.95	12.97	13.03	12.98	12.86	13.03	12.97	13.27	13.26	13.25	13.27
Barro Blanco	95.05	98.24	95.73	95.76	98.26	98.32	93.95	96.02	95.82	98.20	95.36	106.97	105.06	108.47	106.72
Bonyic	156.03	160.21	154.30	155.05	156.46	153.56	152.87	156.88	154.36	156.31	152.94	172.72	171.81	171.39	175.36
Bocas del Toro Minicentral (0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bugaba 1	20.41	20.60	20.12	20.11	20.02	20.59	20.19	20.02	20.33	20.98	20.08	22.29	22.66	22.77	23.05
Bugaba 2	12.88	14.66	13.81	12.95	13.22	13.75	12.00	13.10	13.04	13.51	11.78	17.54	16.82	17.49	19.22
Burica	0.00	0.00	0.00	0.00	1.72	1.39	1.10	1.25	0.99	1.12	1.49	17.21	17.33	16.79	16.69
Caña Blanca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Changuinola I	242.72	1277.52	1252.84	1236.93	1261.29	1247.08	1232.02	1261.91	1258.39	1248.10	1056.69	1330.04	1324.58	1339.27	1355.08
Chuspa	0.00	0.00	0.00	0.00	45.79	46.92	47.04	47.87	46.27	46.75	46.36	49.83	49.87	50.73	50.81
Cochea	62.84	65.08	62.84	62.26	62.74	63.28	61.92	62.13	62.11	63.33	61.75	69.66	69.30	71.71	71.65
Colorado	0.00	0.00	0.00	1.01	21.68	21.96	21.68	21.51	21.60	22.06	21.44	21.82	23.71	23.81	23.88
Concepción	27.16	26.94	24.49	26.28	24.45	26.20	25.12	26.65	25.34	24.65	25.13	39.17	37.45	39.68	40.18
Cotito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.04	19.71	19.53	19.69	20.20	19.44	19.91	24.19	24.36	24.39
La Cuchilla	50.77	48.79	47.27	47.20	45.45	45.05	46.16	45.33	45.28	45.17	45.24	49.33	48.51	48.84	49.60
Dolega	23.10	23.48	23.20	23.12	23.12	23.14	23.32	23.10	23.11	23.06	23.16	23.93	24.01	24.02	23.98
El Alto G4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.56	0.59	0.55	0.52	0.65	0.78	0.57	1.14	0.94	1.05	0.99
El Alto	242.15	239.47	233.46	230.41	233.56	237.42	228.87	228.94	235.61	241.50	227.03	295.35	296.92	297.52	297.63
El Fraile	28.53	28.83	27.48	28.59	27.50	27.55	27.60	27.84	27.74	28.87	28.46	30.21	29.82	31.89	33.10
El Recodo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	41.24	41.62	43.66	47.17	46.86	46.23
Embalse Ficticio La Espera	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Estí	659.42	667.83	663.58	646.56	645.55	652.43	634.18	651.67	638.78	650.58	650.48	728.03	726.80	740.34	766.62
La Estrella	262.37	271.42	264.96	259.62	264.75	265.74	259.75	266.27	261.28	264.22	260.22	264.38	260.61	263.53	267.89
Fortuna	1675.04	1636.43	1654.16	1644.26	1585.66	1594.40	1620.96	1676.26	1586.37	1663.72	1773.10	1564.68	1590.09	1610.21	1724.46
Gualaca	140.19	141.21	140.49	137.17	136.86	138.87	134.80	138.29	136.34	137.89	137.42	152.99	153.56	156.18	161.08
Las Cruces	39.88	42.75	41.45	41.40	41.81	41.38	40.41	39.49	40.36	41.06	40.61	44.20	44.95	46.97	45.89
Los Valles	321.75	311.81	304.69	302.01	306.25	307.09	303.53	305.95	303.04	304.37	299.98	304.42	301.74	302.97	306.98
La Herradura	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.25	21.80	21.70	21.96	22.49	21.49	22.00	24.68	24.94	24.99
La Huaca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Potra (Bajo Frio)	86.25	84.25	80.65	79.88	80.93	82.63	78.94	79.08	81.83	84.61	78.99	124.73	125.87	125.89	126.79
Las Cruces	5.53	5.56	5.61	5.62	5.51	5.47	5.76	5.76	5.75	5.83	5.86	6.17	6.15	6.17	6.18
Lorena	180.09	181.46	180.49	176.05	175.64	178.32	172.87	177.54	174.94	177.02	176.38	204.13	205.04	208.43	214.94
La Potra G4 (Bajo Frio)	1.34	1.67	1.36	1.33	1.54	1.51	1.39	1.30	1.43	1.70	1.24	3.66	3.50	3.74	3.59
Monte Lirio	261.46	254.62	254.27	248.81	250.07	255.48	250.43	247.52	254.53	255.79	243.55	300.08	302.41	299.07	301.96
Macho Monte	16.93	15.14	13.94	13.31	12.83	12.64	12.78	12.94	12.82	12.95	13.26	13.50	12.70	12.69	12.55
Macano	1.19	1.19	0.99	1.15	1.08	1.14	1.11	1.15	1.12	1.08	1.10	2.47	2.40	2.47	2.54
Mendre II	43.82	44.33	43.91	43.09	43.07	43.38	42.32	43.04	43.19	42.91	41.96	51.79	52.03	51.85	52.49
Mendre	130.83	132.19	131.07	128.90	128.84	129.67	126.84	128.75	129.16	128.42	125.88	138.08	138.73	138.23	139.96
Mini Chan	68.17	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79
Ojo de Agua	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Paso Ancho	33.29	33.62	33.48	32.92	32.97	33.34	33.22	32.98	33.60	33.53	32.15	36.17	35.19	34.78	35.47
Pando	0.00	171.91	171.19	168.33	168.79	171.71	169.84	167.21	172.18	173.44	164.88	195.41	194.23	193.78	195.92
Pedregalito II	12.88	13.13	10.95	11.98	11.21	12.57	11.48	12.63	11.70	11.18	12.11	37.53	35.71	37.70	38.35
Pedregalito I	27.95	28.22	24.53	26.57	24.74	27.44	25.46	27.65	25.64	24.90	26.39	59.72	56.81	59.98	61.02
Las Perlas Norte	18.89	18.76	16.78	18.15	16.73	18.31	17.17	18.60	17.48	16.76	17.34	35.54	33.99	36.00	36.43
Las Perlas Sur	14.29	14.19	12.39	13.51	12.39	13.74	12.69	13.92	13.08	12.33	12.92	35.54	33.99	36.00	36.43
Los Planetas 2	50.83	51.68	50.62	50.42	50.58	50.87	50.52	50.58	50.34	50.34	50.23	60.27	60.47	60.55	60.43
Los Planetas I	22.38	22.83	22.45	22.32	22.36	22.41	22.49	22.27	22.31	22.31	22.34	27.41	27.46	27.49	27.48
Prudencia	272.10	275.33	272.53	265.35	265.26	269.40	260.48	267.42	264.42	266.85	265.15	311.82	313.65	318.29	328.17
RP-490	9.71	9.66	8.57	9.37	8.67	9.35	8.80	9.54	8.88	8.57	9.08	18.81	17.89	18.87	19.34
Río Piedra	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Andres	0.00	42.50	41.64	41.23	41.44	42.36	41.23	41.17	41.88	42.53	41.16	45.56	45.62	46.33	46.81
Salsipuedes (Bajo Frio)	75.29	73.17	69.65	69.10	70.20	71.82	68.13	68.40	70.91	73.61	68.21	122.46	123.73	123.64	124.63
San Andrés II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Bartolo Minicentral	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.82	6.90	6.77	6.87	6.90	6.77	6.81	6.75	6.79
San Bartolo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	41.33	39.33	37.91	40.11	38.34	40.80	47.13	50.96	47.89
El Sindigo	0.00	0.00	0.00	0.00	58.56	59.25	58.74	57.63	59.03	58.84	58.05	63.31	63.88	64.01	64.58
San Lorenzo	45.17	46.00	43.98	44.45	45.05	44.86	43.14	44.00	44.11	45.08	44.23	48.49	48.24	49.90	49.01
Santa Maria 82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tizingal	0.00	0.00	0.00	0.00	5.66	5.68	5.39	5.74	5.72	5.95	5.37	9.81	9.38	9.78	9.77
La Yeguada	26.94	27.55	26.89	27.39	27.28	27.59	27.05	26.49	27.09	27.72	26.81	26.88	26.90	27.56	27.40
Bunker C (No. 6 fuel oil)	240.08	167.06	129.99	9.18	2.78	1.98	4.28	16.83	15.88	15.24	19.43	0.28	0.00	0.17	2.22
Carbón (bituminoso)	332.20	241.39	235.93	22.55	13.30	23.44	32.78	87.00	72.41	105.58	118.35	3.07	2.24	10.59	13.88
Gas Natural	2396.96	2127.47	1978.86	3079.99	2549.33	2759.91	3138.56	3585.55	3749.21	4170.44	4230.93	5280.75	5353.66	5784.66	6413.74



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

Tomo II Plan Indicativo de Generación

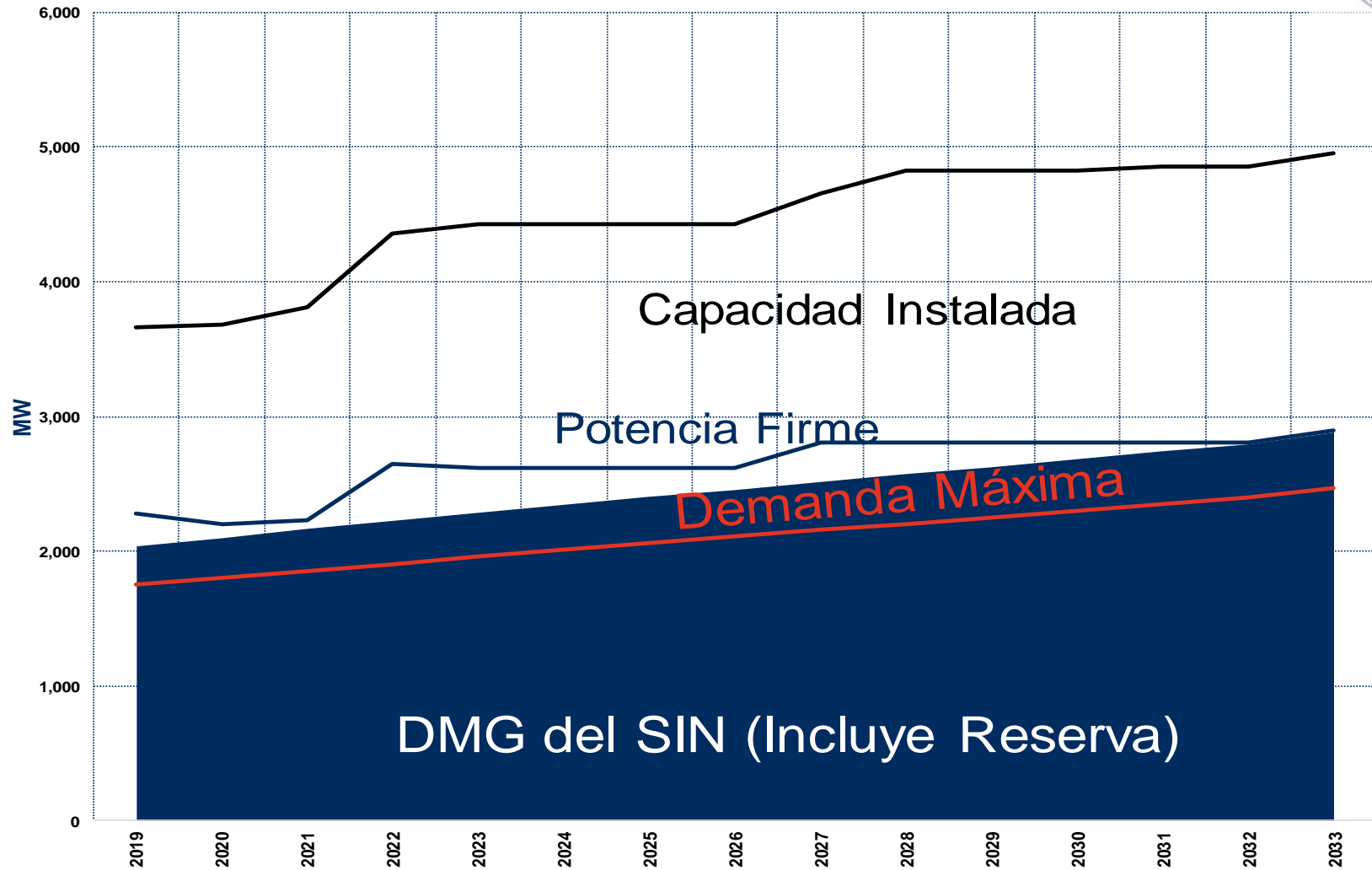
Tomo II - Anexo 3

Salidas del Escenario Alternativo II:

Escenario Retiro de Plantas considerando:

En este escenario, al igual que los anteriores, se consideran proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos y de fuentes renovables similares a los que se contemplan en la actualidad, con la excepción de que se presenta el retiro de plantas térmicas sin contratos a partir de 2023. Se debe resaltar que este, utiliza la demanda del caso de referencia.

Gráfico N° A3.1 Balance de Potencia vs Demanda del Alternativo II



Cuadro N° A3.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo II

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	212.40	212.40	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.77	9.70	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66
AES Panamá, S.A.	Bayano	260.00	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.20	46.00	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.76	54.00	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
AES Panamá, S.A.	Estí	120.00	120.00	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
Alternegy, S.A.	Lorena	37.60	33.84	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	62.78	60.89	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
Bortex, S.A.	Gualaca	25.60	25.47	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Caldera Energy Corp.	Mendre	19.75	19.75	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	19.47	18.62	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	0.97	0.79	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8.12	7.80	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Electron Investment	Monte Lirio	53.75	53.72	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba I	5.14	5.14	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba 2	6.33	6.33	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300.00	300.00	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	9.86	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.13	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	8.20	7.20	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.40	2.40	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.90	27.60	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	27.68	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	2.05	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.50	15.44	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	26.80	26.77	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	1.88	1.83	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	21.00	19.90	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	13.49	12.52	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	5.25	5.25	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.30	12.00	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	8.40	8.23	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.31	30.00	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	6.33	6.30	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.70	8.26	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	6.71	6.71	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	75.00	72.84	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.80	56.80	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Ideal Panamá, S.A	Baitún	85.90	85.90	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	0.60	0.60	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	1.73	1.70	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11.00	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.16	6.10	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08
Salto de Franconi S.A.	Los Planetas I	4.82	4.20	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Salto de Franconi S.A.	Los Planetas 2	8.89	7.38	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Total Hidroeléctrico		1755.69	1755.69	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10



Cuadro N° A3.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo II (Continuación)

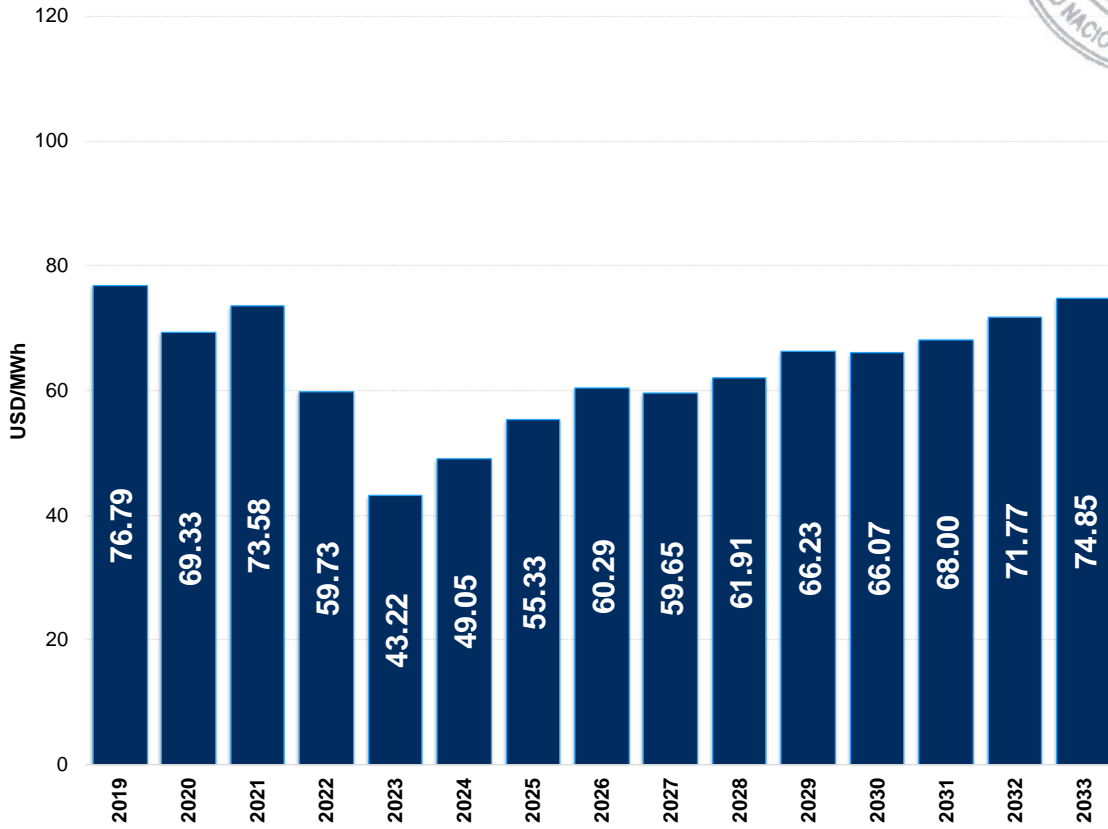
Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
					Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.57	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Electron Investment	Pando	37.00	33.30	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	4.74	1.94				1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.11	n/d					n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	63.00	22.31					22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80	2.30					2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64	2.55					2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00	1.28					1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	210.94	180.89										180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	12.95	12.95										12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95
Total Hidroeléctrico Futuro		370.41	359.05	251.89	2.54	0.00	27.67	29.61	58.05	58.05	58.05	58.05	251.89	251.89	251.89	251.89	251.89	251.89	251.89

Proyectos Termoeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
					Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	153.00**	137.00**	0.00										
Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10	5.10	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34
Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10	424.70	412.29				412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29
Panamá NG Power, S.A.	Telfers	670.00	656.16	603.00					603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00	100.00	85.00															85.00
Total Termoeléctrico Futuro		1233.20	1185.96	1104.63	4.34	4.34	4.34	416.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1104.63

Proyectos Solares (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
					Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	0.96	0.00															
Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00	10.00	0.00															
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00	2.00	0.00															
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	9.99	0.00															
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95	9.95	0.00															
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	60.00	0.00															
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99	19.99	0.00															
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58	10.58	0.00															
Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95	19.95	0.00															
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16	5.16	0.00															
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00	3.00	0.00															
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99	7.99	0.00															
Generadora de Energía Renovable, S.A.	Campo Solar La Victoria	10.00	10.00	0.00															
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	60.00	0.00															
SDR Energy Panamá, S.A.	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80	19.80	0.00															
	Solar Zona Cocle 20	9.96	9.96	0.00															
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	25.90	0.00															
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90	25.90	0.00															
	Solar Zona Herrera 01	8.00	8.00	0.00															
	Solar Zona Cocle 12	9.99	9.99	0.00															
	Solar Zona Cocle 02	40.00	40.00	0.00															
	Solar Zona Cocle 09	5.00	5.00	0.00															
Total Solar Futuro		387.02	387.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Proyectos Eólicos (Futuros) MW	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
					Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00	66.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Cocle 04	80.00	80.00	0.00					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Panamá 01	32.00	32.00	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Panamá 02	136.00	136.00	0.00										0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Cocle 05	22.00	22.00	0.00													0.00	0.00	0.00
Total Eólico Futuro		336.00	336.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



CUADRO N° A3.2: Costos Marginales del Escenario Alternativo II


Costo Marginal de Demanda \$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2019	80.75	86.33	86.74	98.29	88.81	82.84	79.54	73.90	68.66	62.83	54.78	58.01	76.79
2020	70.72	78.78	80.21	91.67	81.45	76.16	72.15	62.07	58.11	48.68	51.97	60.03	69.33
2021	77.22	87.90	86.05	95.47	88.03	85.75	76.67	68.70	62.28	49.48	49.40	56.01	73.58
2022	66.72	68.76	65.96	71.72	66.41	61.47	59.04	56.43	53.46	48.09	46.60	52.11	59.73
2023	47.50	57.13	57.56	59.27	55.64	51.44	46.70	37.02	34.66	21.95	19.99	29.84	43.22
2024	47.88	62.77	60.51	62.11	59.57	55.18	50.42	46.13	44.65	33.67	29.41	36.34	49.05
2025	56.87	66.87	63.13	64.43	62.35	60.21	57.65	52.97	51.68	44.38	38.79	44.62	55.33
2026	62.87	70.34	66.19	68.01	64.82	63.02	60.57	57.81	57.45	52.32	48.35	51.73	60.29
2027	60.58	69.99	66.56	68.92	65.35	63.03	60.49	55.84	56.37	50.33	47.15	51.18	59.65
2028	60.20	69.97	67.19	69.39	66.58	65.07	61.96	59.16	59.00	55.39	52.29	56.77	61.91
2029	66.92	73.49	69.78	72.25	69.42	66.34	64.26	62.73	62.10	62.46	60.59	64.49	66.23
2030	67.35	74.55	69.92	73.45	70.05	66.33	64.54	63.08	62.33	63.19	57.38	60.71	66.07
2031	68.49	76.03	71.12	75.97	71.47	68.49	66.33	64.36	64.05	66.56	60.07	63.06	68.00
2032	71.46	78.31	73.80	81.87	76.06	70.75	69.04	67.59	66.97	71.20	66.28	67.92	71.77
2033	76.76	80.89	76.06	84.60	76.80	72.33	70.99	69.25	68.97	74.89	73.10	73.56	74.85



CUADRO N° A3.3: Informe Final de Generación del Escenario Alternativo II

Planta	Informe Final de Generación														
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Algarobos	48.97	49.95	48.74	48.22	48.85	48.78	46.63	48.69	48.64	48.88	47.32	56.01	55.04	55.92	57.21
Bajo de Mina G3	0.65	0.80	0.72	0.77	0.77	0.73	0.69	0.67	0.73	0.84	0.76	1.28	1.23	1.25	1.28
Bocas del Toro (Chanquinol)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	975.66	975.93	972.05	1033.56	1023.94	1060.63	1072.95
Bajo de Totumas	30.58	30.41	30.02	29.71	30.17	30.44	29.09	29.90	30.22	30.59	29.32	32.82	32.71	32.34	33.31
Baitún G3	1.98	2.30	2.05	2.13	2.59	2.36	2.10	2.07	2.10	2.43	2.14	3.79	3.74	3.89	3.85
Baitún	315.14	303.09	295.16	290.73	286.70	296.66	285.96	287.59	298.67	305.36	286.57	418.38	423.27	422.55	425.92
Bajo de Mina	212.56	203.26	198.93	195.49	197.96	203.17	194.69	194.36	200.79	204.61	191.50	267.98	271.29	270.10	271.35
Barriles	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bayano	631.02	623.56	625.29	693.55	523.55	591.00	619.65	660.81	600.81	626.05	647.04	618.94	598.39	634.19	628.24
Barro Blanco Minicentral	12.70	13.02	12.90	12.99	12.92	12.94	13.02	12.98	12.85	13.00	12.97	13.25	13.26	13.26	13.27
Barro Blanco	95.04	98.24	95.73	95.76	98.30	98.35	93.96	96.02	95.84	98.22	95.36	106.99	105.07	108.47	106.72
Bonvic	156.03	160.21	154.30	155.05	156.46	153.56	152.87	156.88	154.36	156.31	152.94	172.72	171.81	171.39	175.36
Bocas del Toro Minicentral (0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	99.41	99.41	99.41	99.41	99.41	99.41	99.41
Bugaba 1	20.46	20.60	20.13	20.12	19.87	20.57	20.18	19.98	20.26	20.93	20.08	22.27	22.64	22.77	23.05
Bugaba 2	12.90	14.66	13.85	12.96	13.03	13.68	11.97	13.01	12.94	13.37	11.80	17.51	16.81	17.50	19.16
Burica	0.00	0.00	0.00	0.00	1.74	1.39	1.10	1.25	0.99	1.12	1.49	17.21	17.33	16.79	16.69
Caña Blanca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Changuinola I	242.22	1277.97	1250.95	1239.87	1255.30	1244.92	1229.54	1089.86	1331.94	1319.22	1321.04	1394.95	1394.83	1412.22	1421.66
Chuspa	0.00	0.00	0.00	0.00	45.79	46.92	47.04	47.87	46.27	46.75	46.36	49.83	49.87	50.73	50.81
Cochea	63.05	64.97	62.86	62.28	62.18	63.21	61.91	62.03	61.91	63.17	61.71	69.55	69.26	71.69	71.66
Colorado	0.00	0.00	0.00	1.01	21.68	21.96	21.68	21.51	21.60	22.06	21.44	21.82	23.71	23.81	23.88
Concepción	27.16	26.94	24.49	26.28	24.45	26.20	25.12	26.65	25.34	24.65	25.13	39.17	37.45	39.68	40.18
Cotito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Cuchilla	50.77	48.79	47.27	47.20	45.45	45.05	46.16	45.33	45.28	45.17	45.24	49.33	48.51	48.84	49.60
Dolega	23.11	23.47	23.21	23.13	23.05	23.14	23.32	23.09	23.10	23.05	23.16	23.92	24.00	24.02	23.98
El Alto G4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.56	0.59	0.55	0.52	0.65	0.78	0.57	1.14	0.94	1.05	0.99
El Alto	242.15	239.47	233.46	230.41	233.56	237.42	228.87	228.94	235.61	241.50	227.03	295.35	296.92	297.52	297.63
El Fraile	28.53	28.83	27.48	28.59	27.50	27.55	27.60	27.84	27.74	28.87	28.46	30.21	29.82	31.89	33.10
El Recodo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Embalse Ficticio La Espera	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Estí	659.78	666.41	663.53	650.24	638.76	655.25	633.09	654.43	641.78	652.50	638.54	732.80	728.61	742.92	767.13
La Estrella	262.58	271.44	265.09	259.73	262.61	264.99	259.55	265.90	260.37	263.41	260.10	263.95	260.46	263.45	267.91
Fortuna	1674.48	1631.80	1650.37	1673.17	1559.98	1628.04	1614.73	1705.82	1606.21	1687.72	1694.65	1599.19	1588.37	1625.69	1719.42
Gualaca	140.26	140.94	140.54	137.79	135.03	138.73	134.04	138.38	136.54	137.79	135.06	153.71	153.68	156.50	160.88
Las Cruces	39.90	42.76	41.45	41.41	41.74	41.33	42.19	41.38	41.74	41.76	41.15	45.26	45.87	47.79	46.47
Los Valles	321.73	311.87	304.71	302.04	305.83	306.73	303.38	305.77	302.49	304.06	299.93	304.23	301.68	302.93	306.99
La Herradura	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Huaca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Potra (Bajo Frio)	86.23	84.24	80.67	79.88	80.64	82.52	78.87	79.03	81.86	84.59	78.96	124.72	125.85	125.87	126.79
Las Cruces	5.52	5.55	5.60	5.61	5.58	5.52	5.60	5.55	5.63	5.70	5.70	6.14	6.11	6.13	6.13
Lorena	180.19	181.10	180.55	176.87	173.18	178.14	171.85	177.66	175.20	176.88	173.22	205.08	205.14	208.82	214.60
La Potra G4 (Bajo Frio)	1.36	1.68	1.33	1.33	1.90	1.65	1.46	1.36	1.40	1.72	1.27	3.67	3.53	3.76	3.60
Monte Lirio	261.46	254.62	254.27	248.81	250.06	255.48	250.43	247.52	254.53	255.79	243.55	300.08	302.41	299.07	301.96
Macho Monte	16.93	15.14	13.94	13.31	12.83	12.64	12.78	12.94	12.82	12.95	13.26	13.50	12.70	12.69	12.55
Macano	1.19	1.19	0.99	1.15	1.08	1.14	1.11	1.15	1.12	1.08	1.10	2.47	2.40	2.47	2.54
Mendre II	43.82	44.30	43.91	43.09	43.06	43.38	42.31	43.04	43.17	42.83	41.95	51.79	52.02	51.84	52.48
Mendre	130.83	132.13	131.07	128.89	128.80	129.66	126.82	128.74	129.11	128.20	125.84	138.09	138.70	138.21	139.93
Mini Chan	68.17	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79
Ojo de Agua	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Paso Ancho	33.29	33.62	33.48	32.92	32.97	33.34	33.22	32.98	33.60	33.53	32.15	36.17	35.19	34.78	35.47
Pando	0.00	171.91	171.19	168.33	168.79	171.71	169.84	167.21	172.18	173.44	164.88	195.41	194.23	193.78	195.92
Pedregalito II	12.88	13.13	10.95	11.98	11.21	12.57	11.48	12.63	11.70	11.18	12.11	37.53	35.71	37.70	38.35
Pedregalito I	27.95	28.22	24.53	26.57	24.74	27.44	25.46	27.65	25.64	24.90	26.39	59.72	56.81	59.98	61.02
Las Perlas Norte	18.89	18.76	16.78	18.15	16.73	18.31	17.17	18.60	17.48	16.76	17.34	35.54	33.99	36.00	36.43
Las Perlas Sur	14.29	14.19	12.39	13.51	12.39	13.74	12.69	13.92	13.08	12.33	12.92	35.54	33.99	36.00	36.43
Los Planetas 2	50.83	51.68	50.62	50.42	50.58	50.87	50.52	50.58	50.34	50.34	50.23	60.27	60.47	60.55	60.43
Los Planetas I	22.38	22.81	22.46	22.32	22.29	22.41	22.49	22.26	22.31	22.30	22.34	27.40	27.46	27.49	27.48
Prudencia	272.24	274.81	272.63	266.50	261.81	269.14	259.05	267.80	264.76	266.65	260.72	313.15	313.80	318.84	327.70
RP-490	9.71	9.66	8.57	9.37	8.67	9.35	8.80	9.54	8.88	8.57	9.08	18.81	17.89	18.87	19.34
Río Piedra	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Andrés	0.00	42.50	41.64	41.23	41.44	42.36	41.23	41.17	41.88	42.53	41.16	45.56	45.62	46.33	46.81
Salsipuedes (Bajo Frio)	75.27	73.16	69.67	69.11	69.91	71.71	68.07	68.35	70.93	73.60	68.19	122.44	123.70	123.61	124.62
San Andrés II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Bartolo Minicentral	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Bartolo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
El Sindigo	0.00	0.00	0.00	0.00	58.55	59.25	58.74	57.63	59.03	58.84	58.05	63.31	63.88	64.01	64.58
San Lorenzo	45.17	46.00	43.98	44.45	45.05	44.86	43.14	44.00	44.11	45.08	44.23	48.49	48.24	49.90	49.01
Santa María 82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tizingal	0.00	0.00	0.00	0.00	5.66	5.68	5.39	5.74	5.72	5.95	5.37	9.81	9.38	9.78	9.77
La Yeguada	26.94	27.55	26.89	27.39	27.27	27.59	27.05	26.49	27.09	27.72	26.81	26.88	26.90	27.56	27.40
Bunker C (No. 6 fuel oil)	223.83	159.20	131.77	10.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.58	0.00	1.43	1.94
Carbón (bituminoso)	422.50	349.80	337.90	39.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural	2367.20	2098.43	1945.88	2842.64	3347.14	3610.23	4117.24	4766.08	4231.84	4286.28	4805.94	4689.16	5075.71	5739.44	6373.06
Diesel (No. 2 fuel oil)	0.00														

Plan de Expansión del Sistema Interconectado
Nacional
2019 – 2033

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

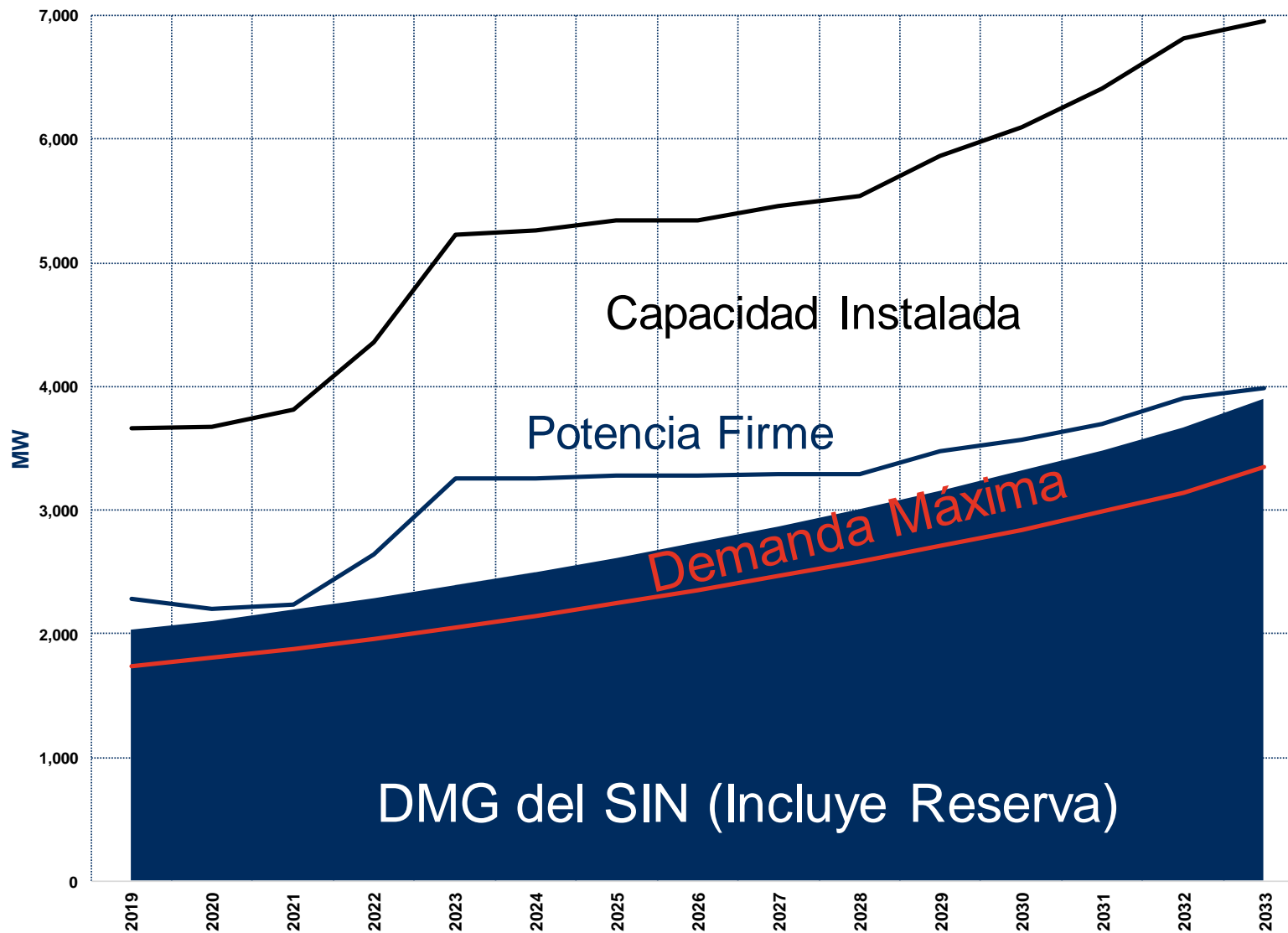
Tomo II - Anexo 4

Salidas del Escenario Alternativo III:

Escenario Demanda Alta considerando:

En este escenario, se utiliza el pronóstico de demanda alta, calculado con el ME – SiProDE, presente en el Tomo I – Estudios Básicos 2019-2033.

Gráfico N° A4.1 Balance de Potencia vs Demanda del Alternativo III



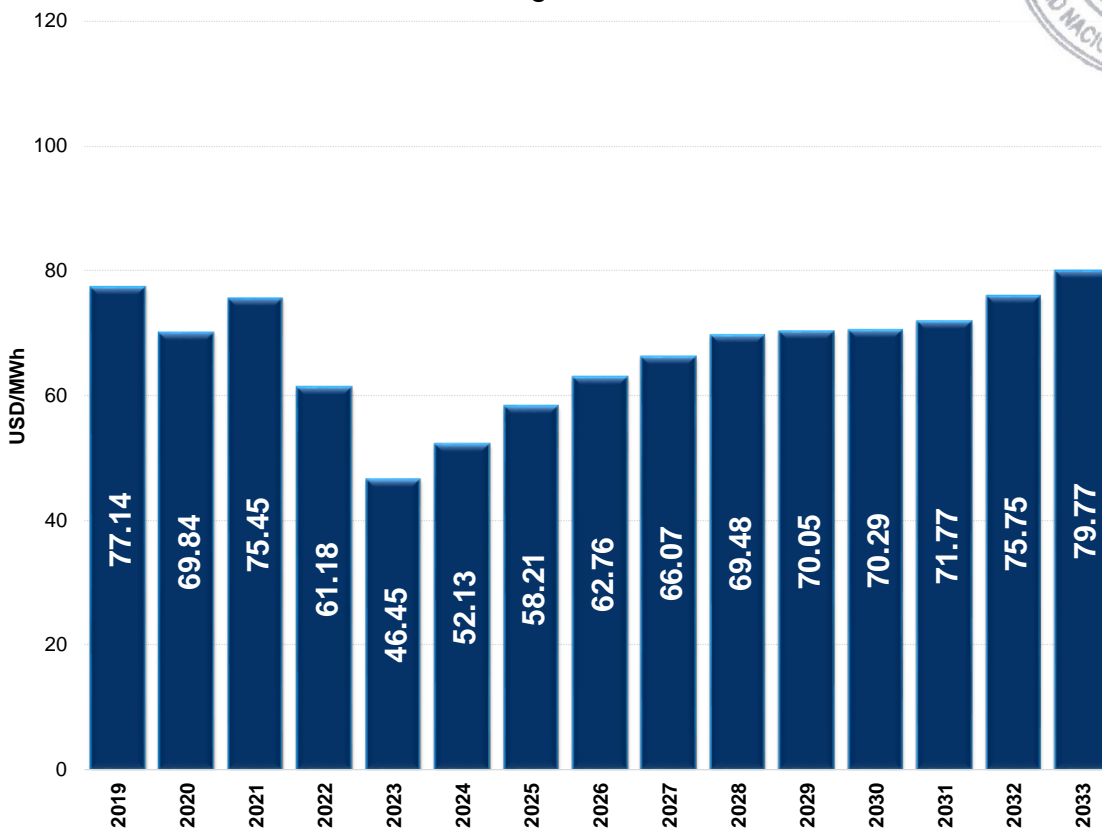

Cuadro N° A4.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo III

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	212.40	212.40	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.77	9.70	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66
AES Panamá, S.A.	Bayano	260.00	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.20	46.00	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.76	54.00	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
AES Panamá, S.A.	Estí	120.00	120.00	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
Alternegy, S.A.	Lorena	37.60	33.84	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	62.78	60.89	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
Bontex, S.A.	Gualaca	25.60	25.47	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Caldera Energy Corp.	Mendre	19.75	19.75	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	19.47	18.62	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	0.97	0.79	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8.12	7.80	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Electron Investment	Monte Lirio	53.75	53.72	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba I	5.14	5.14	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba 2	6.33	6.33	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300.00	300.00	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	9.86	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.13	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	8.20	7.20	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.40	2.40	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.90	27.60	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	27.68	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	2.05	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.50	15.44	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	26.80	26.77	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	1.88	1.83	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	21.00	19.90	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	13.49	12.52	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	5.25	5.25	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.30	12.00	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	8.40	8.23	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.31	30.00	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	6.33	6.30	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.70	8.26	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	6.71	6.71	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	75.00	72.84	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.80	56.80	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Ideal Panamá, S.A	Baitún	85.90	85.90	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	0.60	0.60	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	1.73	1.70	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11.00	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.16	6.10	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08
Salto de Franconi S.A.	Los Planetas I	4.82	4.20	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Salto de Franconi S.A.	Los Planetas 2	8.89	7.38	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Total Hidroeléctrico		1755.69	1755.69	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10



Cuadro N° A4.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo III (Continuación)

Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
					Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.57	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Electron Investment	Pando	37.00	33.30	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	4.74	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.11	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Hidroeléctrica Tizingal, S.A.	Tizingal	4.64	4.64	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	63.00	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Corporación de Energía del Istmo Ltd	San Bartolo	19.44	19.44	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64	6.64
Corporación de Energía del Istmo Ltd	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	210.94	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95
Total Hidroeléctrico Futuro		390.85	379.49	259.53	2.54	0.00	27.67	29.61	35.74	35.74	58.05	58.05	65.69	65.69	259.53	259.53	259.53	259.53	259.53
Proyectos Termoelectricos (Futuros)																			
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	153.00**	137.00**	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TropiTermica, S.A.	TropiTermica	5.10	5.10	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34
Sinolam Smarter Energy LNG Power Co. Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10	424.70	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29
Panamá NG Power, S.A.	Telers	670.00	656.16	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00	100.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00	150.00	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00	250.00	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50	212.50
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	100.00	100.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00
Total Termoelectrico Futuro		1733.20	1685.96	1529.63	4.34	4.34	4.34	416.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1104.63	1232.13	1444.63	1529.63
Proyectos Solares (Futuros)																			
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Jaquito Solar 10 MW, S.A.	Jaquito Solar	9.99	9.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95	9.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99	19.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58	10.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95	19.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16	5.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99	7.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora de Energía Renovable, S.A.	Campo Solar La Victoria	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SDR Energy Panamá, S.A.	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80	19.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 20	9.96	9.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	25.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90	25.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Herrera 01	8.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 12	9.99	9.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 09	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 02	40.00	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 25	30.00	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 19	9.95	9.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 21	17.30	17.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 03	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Chiriquí 11	19.89	19.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 21	9.95	9.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 22	9.95	9.95	0.00	0.00														

CUADRO N° A4.2: Costos Marginales del Escenario Alternativo I


Costo Marginal de Demanda \$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2019	91.97	95.10	94.99	103.16	93.29	82.88	77.07	69.18	61.38	57.69	47.76	51.19	77.14
2020	67.49	76.36	81.45	91.18	80.25	74.29	70.63	61.45	57.91	56.13	57.44	63.53	69.84
2021	76.24	85.95	88.05	95.61	88.37	85.20	76.26	69.29	62.90	60.73	55.67	61.15	75.45
2022	65.85	67.82	68.07	73.50	66.86	61.77	59.62	56.93	53.80	53.06	52.04	54.84	61.18
2023	48.01	56.44	58.58	59.39	55.82	52.13	47.75	41.83	39.07	33.28	29.58	35.49	46.45
2024	49.78	62.08	61.79	62.19	59.54	56.88	52.66	49.10	48.81	42.78	38.61	41.28	52.13
2025	58.28	66.49	64.85	65.20	62.55	60.92	59.95	56.52	55.30	52.67	45.29	50.56	58.21
2026	65.18	70.61	67.83	68.43	65.54	64.18	61.79	59.58	59.13	59.13	55.18	56.49	62.76
2027	68.53	72.60	69.53	70.85	67.59	65.83	64.45	62.93	63.00	65.85	59.04	62.61	66.07
2028	70.78	74.66	71.39	73.05	70.17	68.17	66.91	65.88	65.56	71.66	66.11	69.43	69.48
2029	71.27	74.43	72.91	74.27	71.41	68.64	67.37	65.91	65.31	71.05	67.22	70.84	70.05
2030	71.17	75.04	72.08	75.20	72.05	68.91	67.25	65.92	65.70	73.04	68.69	68.46	70.29
2031	70.07	75.65	73.27	77.13	74.98	70.43	68.35	67.28	67.47	75.12	71.25	70.23	71.77
2032	74.52	78.27	76.36	83.17	80.47	74.06	72.03	70.34	70.09	77.62	75.85	76.22	75.75
2033	79.68	81.69	79.13	88.58	84.89	79.82	76.28	73.06	72.97	81.49	80.29	79.40	79.77





Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

Tomo II Plan Indicativo de Generación

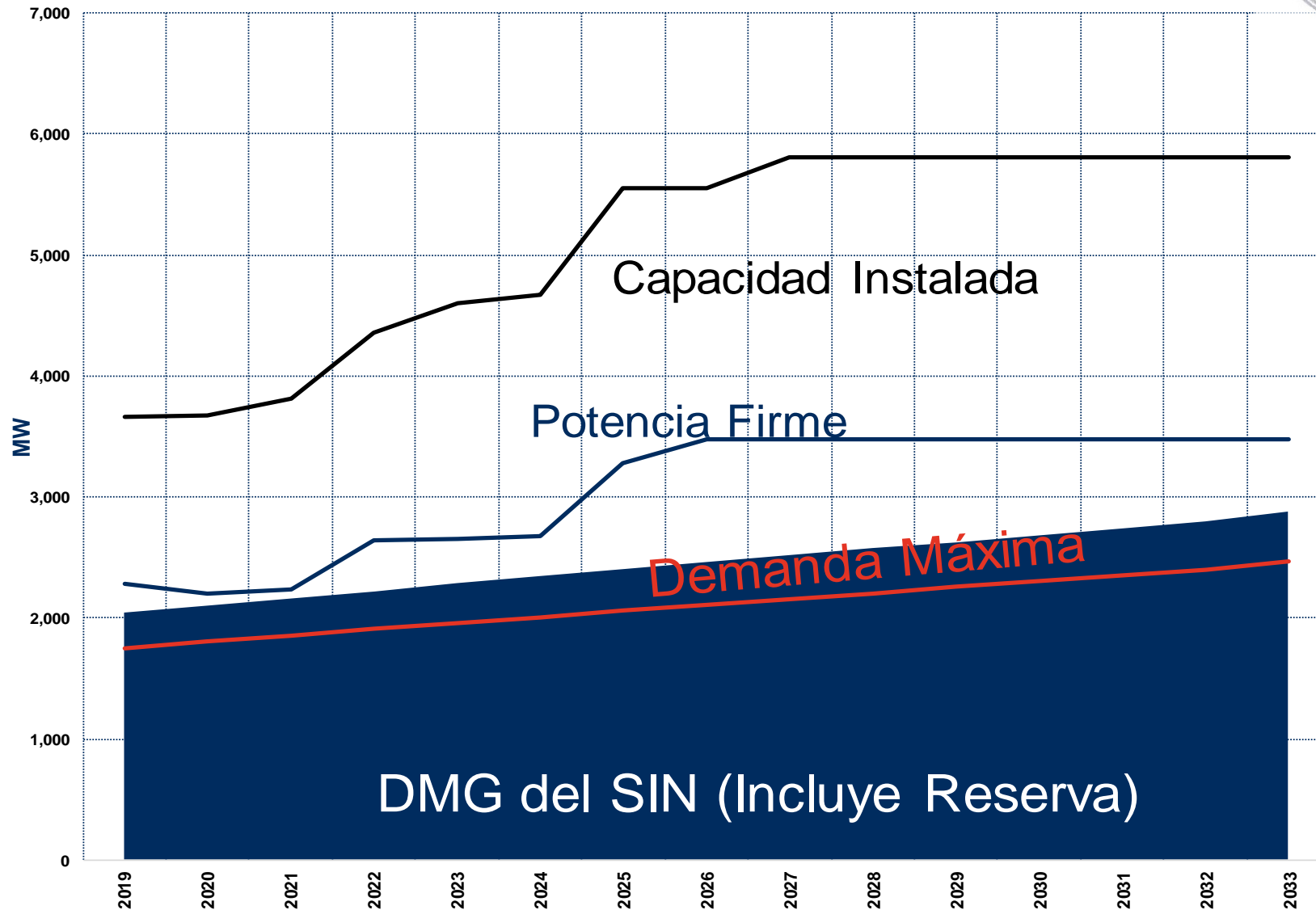
Tomo II - Anexo 5

Salidas del Escenario Alternativo IV:

Escenario Combustibles Altos considerando:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.
- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales (bunker y diésel) y gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.
- Se supone que las turbinas y los ciclos combinados del plantel futuro de gas natural (Telfer y Martano) compiten, a partir del año 2022 y 2025, respectivamente.
- Se supone que la demanda tendrá un comportamiento moderado y que los precios de los combustibles evolucionarán igual a las tendencias de referencia ("Reference").

Gráfico N° A5.1 Balance de Potencia vs Demanda del Alternativo IV



Cuadro N° A5.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo IV

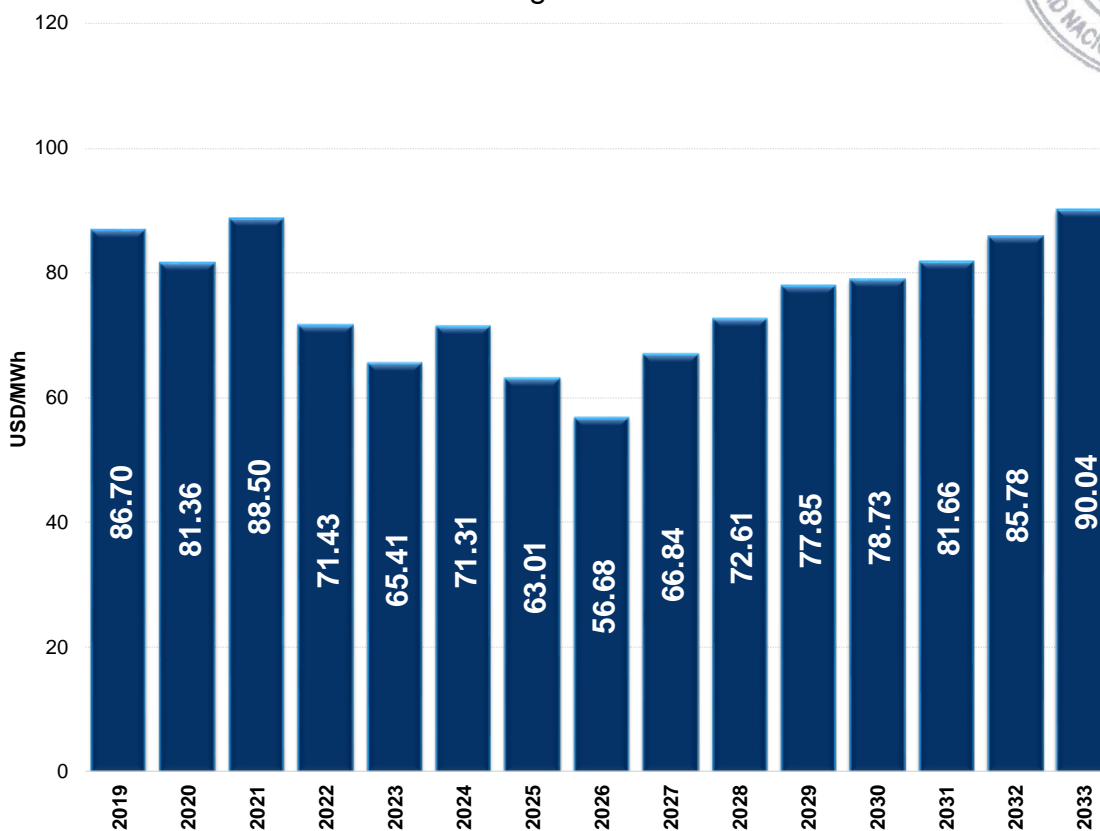
Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	212.40	212.40	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.77	9.70	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66
AES Panamá, S.A.	Bayano	260.00	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.20	46.00	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.76	54.00	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
AES Panamá, S.A.	Esti	120.00	120.00	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
Alternegy, S.A.	Lorena	37.60	33.84	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	62.78	60.89	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
Bortex, S.A.	Gualaca	25.60	25.47	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Caldera Energy Corp.	Mendre	19.75	19.75	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	19.47	18.62	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	0.97	0.79	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8.12	7.80	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Electron Investment	Monte Lirio	53.75	53.72	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba I	5.14	5.14	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba 2	6.33	6.33	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300.00	300.00	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	9.86	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.13	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	8.20	7.20	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.40	2.40	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.90	27.60	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	27.68	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	2.05	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.50	15.44	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	26.80	26.77	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	1.88	1.83	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	21.00	19.90	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	13.49	12.52	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	5.25	5.25	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.30	12.00	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	8.40	8.23	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.31	30.00	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	6.33	6.30	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.70	8.26	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	6.71	6.71	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	75.00	72.84	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.80	56.80	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Ideal Panamá, S.A	Baitún	85.90	85.90	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	0.60	0.60	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	1.73	1.70	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11.00	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.16	6.10	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08
Salto de Francoil S.A.	Los Planetas I	4.82	4.20	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Salto de Francoil S.A.	Los Planetas 2	8.89	7.38	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Total Hidroeléctrico		1755.69	1755.69	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10



Cuadro N° A5.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo IV (Continuación)

Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)		Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.57	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54	2.54
Electron Investment	Pando	37.00	33.30	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	4.74	1.94				1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.11	n/d					n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80	2.30					2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64	2.55					2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00	1.28					1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Hydro Burica, S.A.	Burica	65.30	63.00	22.31					22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Chanquinola II)	214.76	210.94	180.89								180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89	180.89
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Chanquinola II)	13.70	12.95	12.95								12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95	12.95
Total Hidroeléctrico Futuro		370.41	359.05	251.89	2.54	0.00	27.67	29.61	35.74	58.05	58.05	251.89	251.89	251.89	251.89	251.89	251.89	251.89	251.89
Proyectos Termoelectricos (Futuros)		Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	153.00**	137.00**	0.00															
Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10	5.10	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34
Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10	424.70	412.29				412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29	412.29
Panamá NG Power, S.A.	Telfers	670.00	656.16	603.00							603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00	603.00
Total Termoelectrico Futuro		1133.20	1085.96	1019.63	4.34	4.34	4.34	416.63	416.63	416.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63	1019.63
Proyectos Solares (Futuros)		Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	0.96	0.00															
Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00	10.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00	2.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	9.99	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95	9.95	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	60.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99	19.99	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58	10.58	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95	19.95	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16	5.16	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00	3.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99	7.99	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora de Energía Renovable, S.A.	Campo Solar La Victoria	10.00	10.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	60.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SDR Energy Panama, S.A.	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80	19.80	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 20	9.96	9.96	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	25.90	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90	25.90	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00	5.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Herrera 01	8.00	8.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 12	9.99	9.99	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 02	40.00	40.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Solar Zona Cocle 09	5.00	5.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Solar Futuro		392.02	392.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Proyectos Eólicos (Futuros) MW		Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00	66.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé II, S.A.	Penonome III	69.00	69.00	0.00					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Panamá 02	136.00	136.00	0.00															
	Eólico Zona Cocle 04	80.00	80.00	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Eólico Zona Cocle 05	22.00	22.00	0.00							0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Eólico Futuro		373.00	373.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



CUADRO N° A5.2: Costos Marginales del Escenario Alternativo I


Costo Marginal de Demanda \$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2019	92.20	98.73	98.55	109.35	101.06	94.25	90.28	83.63	76.91	70.17	61.35	63.90	86.70
2020	81.94	92.97	96.33	108.85	97.60	90.01	85.92	71.80	66.72	54.57	60.20	69.47	81.36
2021	91.22	107.99	105.67	117.64	107.54	104.76	93.00	81.93	73.38	57.09	57.90	63.91	88.50
2022	78.39	80.52	77.63	85.51	79.92	72.83	69.94	67.10	63.86	57.72	56.74	67.02	71.43
2023	71.66	79.86	76.71	81.45	77.07	71.17	67.31	63.17	59.25	46.38	40.29	50.56	65.41
2024	76.90	85.59	81.12	91.19	82.57	75.28	72.03	67.98	66.39	52.91	46.29	57.47	71.31
2025	57.27	73.61	72.87	75.93	73.29	70.83	67.58	62.86	61.02	50.64	43.27	46.98	63.01
2026	50.93	71.26	71.92	77.83	74.20	71.40	60.52	47.71	46.58	32.23	33.45	42.12	56.68
2027	58.04	76.82	76.93	79.93	76.27	73.83	69.79	62.96	64.13	55.43	51.63	56.31	66.84
2028	69.59	83.34	79.68	81.50	78.52	76.57	72.99	69.33	69.42	65.02	60.77	64.55	72.61
2029	76.42	86.86	82.70	85.04	81.66	78.80	76.56	74.22	73.16	73.43	69.80	75.61	77.85
2030	78.00	88.47	83.63	87.20	83.96	80.05	77.35	75.34	74.82	75.45	68.00	72.41	78.73
2031	81.52	92.01	85.92	89.25	85.90	82.83	80.21	77.73	77.26	80.19	71.39	75.72	81.66
2032	85.21	94.31	88.52	94.57	89.46	85.42	83.49	81.82	80.92	85.56	78.80	81.34	85.78
2033	91.49	98.16	91.55	98.32	91.44	87.66	85.70	84.18	84.12	90.98	88.70	88.23	90.04



CUADRO N° A5.3: Informe Final de Generación del Escenario Alternativo IV

Planta	Informe Final de Generación														
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Algarobos	48.87	49.87	48.68	48.22	49.26	48.93	46.52	47.71	48.37	48.85	47.35	55.96	55.06	55.92	57.21
Bajo de Mina G3	0.65	0.80	0.72	0.77	0.77	0.73	0.69	0.67	0.73	0.84	0.76	1.28	1.23	1.25	1.28
Bocas del Toro (Chanquinol)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	995.90	952.70	973.28	972.95	1034.57	1030.04	1059.90	1074.05
Bajo de Totumas	30.58	30.41	30.02	29.71	30.17	30.44	29.09	29.90	30.22	30.59	29.32	32.82	32.71	32.34	33.31
Baitún G3	2.01	2.35	2.10	2.12	2.24	2.07	2.11	2.23	2.07	2.44	2.15	3.79	3.74	3.92	3.85
Baitún	315.20	303.10	294.92	290.88	291.33	300.60	286.47	285.36	298.07	305.18	286.70	418.23	423.06	422.17	425.76
Bajo de Mina	212.56	203.26	198.93	195.49	197.96	203.17	194.69	194.36	200.79	204.61	191.50	267.98	271.29	270.10	271.35
Barriles	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bayano	629.83	624.04	624.59	597.69	604.29	695.38	668.85	578.07	590.64	612.27	622.99	607.61	617.11	637.06	611.83
Barro Blanco Minicentral	12.68	13.02	12.90	12.99	12.95	12.97	13.01	12.86	12.80	12.99	12.97	13.24	13.26	13.25	13.27
Barro Blanco	95.06	98.24	95.73	95.76	98.26	98.32	93.97	96.13	95.88	98.23	95.36	106.99	105.07	108.47	106.72
Bonyic	156.03	160.21	154.30	155.05	156.46	153.56	152.87	156.88	154.36	156.31	152.94	172.72	171.81	171.39	175.36
Bocas del Toro Minicentral (0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	99.41	99.41	99.41	99.41	99.41	99.41	99.41	99.41
Bugaba 1	20.39	20.59	20.12	20.12	20.01	20.60	20.17	19.81	20.21	20.93	20.08	22.26	22.64	22.76	23.05
Bugaba 2	12.88	14.66	13.87	12.97	13.21	13.74	11.94	12.96	12.90	13.35	11.80	17.49	16.81	17.50	19.20
Burica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.39	1.10	1.25	0.99	1.12	1.49	17.21	17.33	16.79	16.69
Caña Blanca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Changuinola I	242.29	1277.96	1252.03	1238.34	1260.78	1247.21	1043.25	1334.23	1314.16	1319.02	1320.63	1394.03	1393.71	1411.85	1422.16
Chuspa	0.00	0.00	0.00	0.00	45.79	46.92	47.04	47.87	46.27	46.75	46.36	49.83	49.87	50.73	50.81
Cochea	62.87	65.00	62.75	62.28	62.71	63.31	61.80	61.17	61.75	63.18	61.75	69.56	69.23	71.68	71.66
Colorado	0.00	0.00	0.00	1.01	21.68	21.96	21.68	21.51	21.60	22.06	21.44	21.82	23.71	23.81	23.88
Concepción	27.16	26.94	24.49	26.28	24.45	26.20	25.12	26.65	25.34	24.65	25.13	39.17	37.45	39.68	40.18
Cotito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Cuchilla	50.77	48.79	47.27	47.20	45.45	45.05	46.16	45.33	45.28	45.17	45.24	49.33	48.51	48.84	49.60
Dolega	23.09	23.47	23.20	23.13	23.12	23.14	23.32	23.04	23.10	23.05	23.16	23.92	24.00	24.02	23.98
El Alto G4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.56	0.59	0.55	0.52	0.65	0.78	0.57	1.14	0.94	1.05	0.99
El Alto	242.15	239.47	233.46	230.41	233.56	237.42	228.87	228.94	235.61	241.50	227.03	295.35	296.92	297.52	297.63
El Fraile	28.53	28.83	27.48	28.59	27.50	27.55	27.60	27.84	27.74	28.87	28.46	30.21	29.82	31.89	33.10
El Recodo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Embalse Ficticio La Espera	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Estí	659.27	667.18	661.60	649.08	645.98	657.99	633.17	644.65	645.68	652.05	637.42	732.61	728.11	740.38	768.36
La Estrella	262.10	271.33	264.91	259.66	264.74	265.73	259.15	262.03	259.19	263.31	260.22	263.71	260.46	263.45	267.91
Fortuna	1671.68	1628.53	1637.53	1659.56	1587.87	1634.22	1624.23	1641.69	1637.56	1688.75	1689.29	1601.59	1589.24	1612.84	1726.71
Gualaca	140.14	141.01	140.13	137.60	136.93	139.88	133.96	136.41	137.19	137.74	134.80	153.60	153.59	156.12	161.07
Las Cruces	39.90	42.76	41.46	41.39	41.77	41.38	42.18	41.27	41.72	41.77	41.15	45.27	45.87	47.80	46.47
Los Valles	321.57	311.86	304.70	302.03	306.24	307.06	303.17	303.88	301.90	303.97	299.98	304.06	301.67	302.93	306.99
La Herradura	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Huaca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
La Potra (Bajo Frio)	86.24	84.24	80.66	79.87	80.82	82.58	78.86	78.93	81.80	84.56	78.97	124.72	125.84	125.85	126.78
Las Cruces	5.52	5.55	5.60	5.63	5.55	5.47	5.61	5.65	5.66	5.69	5.71	6.13	6.10	6.13	6.14
Lorena	180.02	181.19	180.01	176.63	175.72	179.68	171.75	175.03	176.08	176.81	172.87	204.93	205.01	208.34	214.86
La Potra G4 (Bajo Frio)	1.34	1.68	1.34	1.34	1.68	1.57	1.48	1.49	1.47	1.75	1.27	3.68	3.53	3.79	3.60
Monte Lirio	261.46	254.62	254.27	248.81	250.07	255.48	250.43	247.52	254.53	255.79	243.55	300.08	302.41	299.07	301.96
Macho Monte	16.93	15.14	13.94	13.31	12.83	12.64	12.78	12.94	12.82	12.95	13.26	13.50	12.70	12.69	12.55
Macano	1.19	1.19	0.99	1.15	1.08	1.14	1.11	1.15	1.12	1.08	1.10	2.47	2.40	2.47	2.54
Mendre II	43.82	44.35	43.92	43.10	43.06	43.37	42.35	43.02	43.20	42.83	41.94	51.79	52.02	51.84	52.49
Mendre	130.83	132.24	131.10	128.90	128.80	129.64	126.93	128.68	129.18	128.20	125.82	138.09	138.70	138.21	139.95
Mini Chan	68.17	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79	68.79
Ojo de Agua	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Paso Ancho	33.29	33.62	33.48	32.92	32.97	33.34	33.22	32.98	33.60	33.53	32.15	36.17	35.19	34.78	35.47
Pando	0.00	171.91	171.19	168.33	168.79	171.71	169.84	167.21	172.18	173.44	164.88	195.41	194.23	193.78	195.92
Pedregalito II	12.88	13.13	10.95	11.98	11.21	12.57	11.48	12.63	11.70	11.18	12.11	37.53	35.71	37.70	38.35
Pedregalito I	27.95	28.22	24.53	26.57	24.74	27.44	25.46	27.65	25.64	24.90	26.39	59.72	56.81	59.98	61.02
Las Perlas Norte	18.89	18.76	16.78	18.15	16.73	18.31	17.17	18.60	17.48	16.76	17.34	35.54	33.99	36.00	36.43
Las Perlas Sur	14.29	14.19	12.39	13.51	12.39	13.74	12.69	13.92	13.08	12.33	12.92	35.54	33.99	36.00	36.43
Los Planetas 2	50.83	51.68	50.62	50.42	50.58	50.87	50.52	50.58	50.34	50.34	50.23	60.27	60.47	60.55	60.43
Los Planetas I	22.36	22.81	22.45	22.32	22.36	22.41	22.49	22.21	22.31	22.30	22.34	27.40	27.46	27.49	27.48
Prudencia	272.01	274.95	271.87	266.15	265.38	271.31	258.91	263.90	266.01	266.56	260.22	312.95	313.61	318.16	328.06
RP-490	9.71	9.66	8.57	9.37	8.67	9.35	8.80	9.54	8.88	8.57	9.08	18.81	17.89	18.87	19.34
Río Piedra	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Andrés	0.00	42.50	41.64	41.23	41.44	42.36	41.23	41.17	41.88	42.53	41.16	45.56	45.62	46.33	46.81
Salsipuedes (Bajo Frio)	75.28	73.16	69.66	69.09	70.09	71.77	68.05	68.25	70.87	73.57	68.19	122.42	123.66	123.55	124.58
San Andrés II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Bartolo Minicentral	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Bartolo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
El Sindigo	0.00	0.00	0.00	0.00	58.56	59.25	58.74	57.63	59.03	58.84	58.05	63.31	63.88	64.01	64.58
San Lorenzo	45.17	46.00	43.98	44.45	45.05	44.86	43.14	44.00	44.11	45.08	44.23	48.49	48.24	49.90	49.01
Santa María 82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Tizingal	0.00	0.00	0.00	0.00	5.66	5.68	5.39	5.74	5.72	5.95	5.37	9.81	9.38	9.78	9.77
La Yeguada	26.94	27.55	26.89	27.39	27.28	27.59	27.05	26.49	27.09	27.72	26.81	26.88	26.90	27.56	27.40
Bunker C (No. 6 fuel oil)	241.37	153.57	115.85	6.43	1.39	2.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.00	0.43	2.42
Carbón (bituminoso)	332.22	280.98	285.22	31.65	15.33	31.38	0.00	0.00	0.00	0.31	1.52	2.99	4.43	20.44	38.28
Gas Natural	2422.61	2142.95	2004.67	2996.71	2273.71	2526.44	3891.04	3519.92	3913.37	4279.78	4706.34	4611.39	5034.20	5671.81	6313.78
Diesel (No. 2 fuel oil)															



Plan de Expansión del Sistema Interconectado
Nacional
2019 – 2033

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

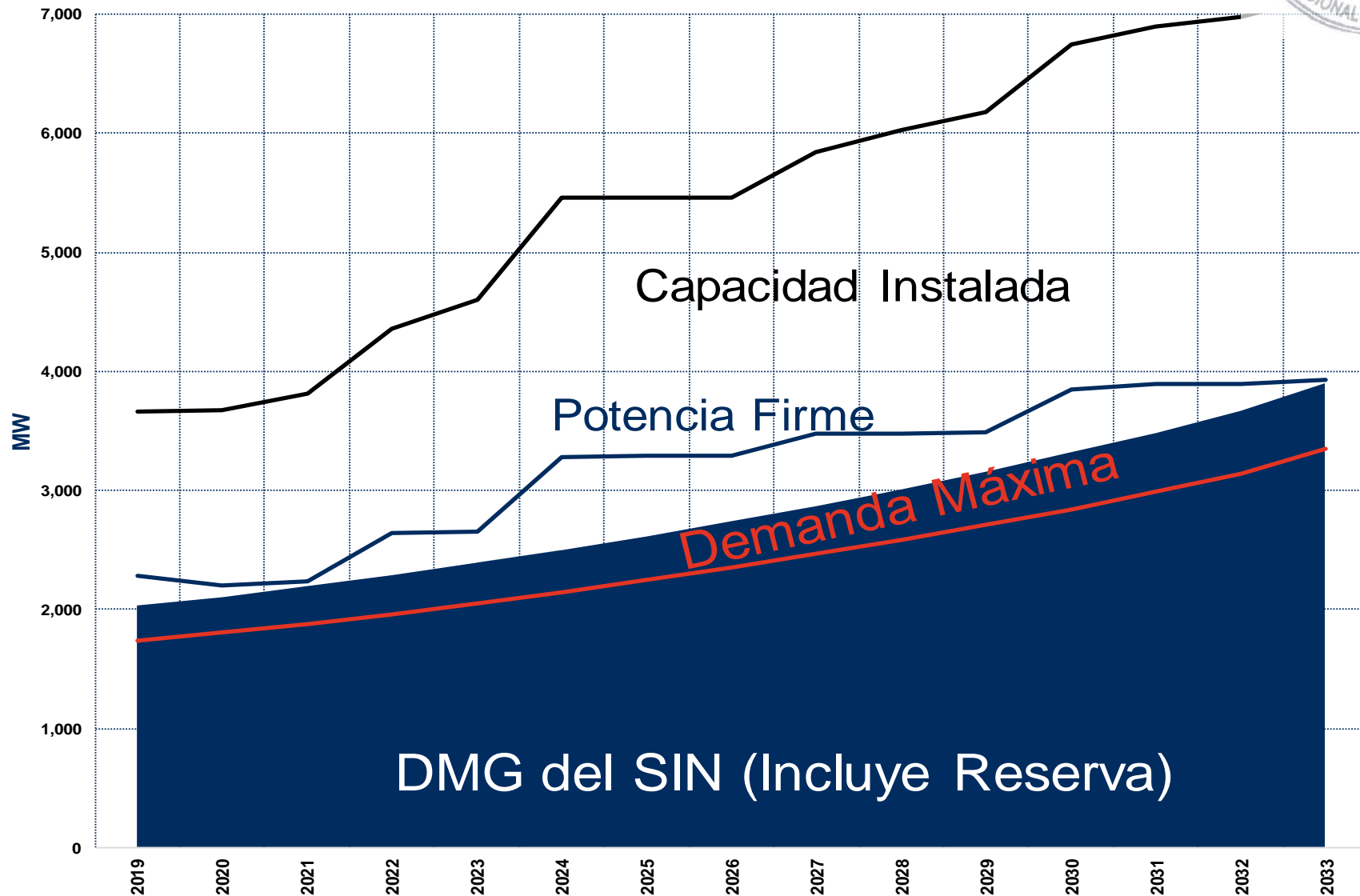
Tomo II - Anexo 6

Salidas del Escenario Alternativo V:

Escenario con Combustibles y Demanda alta considerando:

- Las proyecciones de demanda alta y un alto costo de los combustibles utilizados para la generación térmica, debido a esto, se apuesta por la introducción de nuevas plantas de Gas Natural y un aprovechamiento mayor de la Energía Eólica.

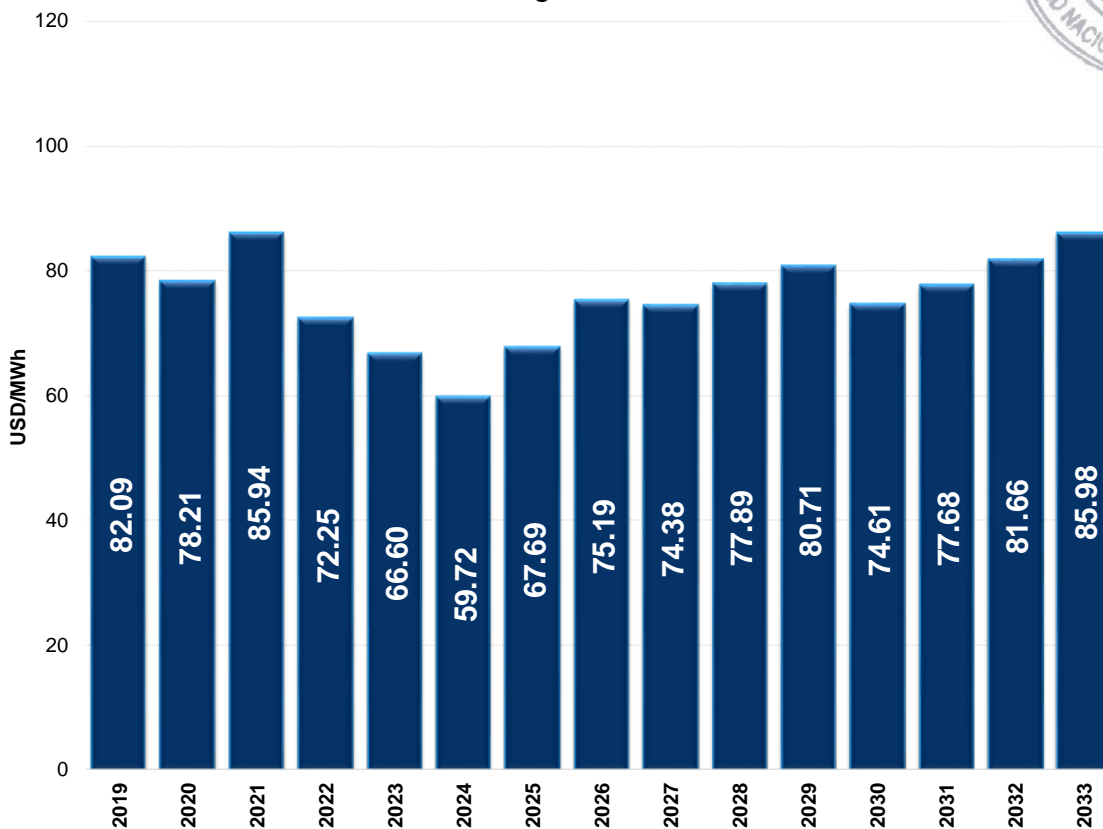
Gráfico N° A6.1 Balance de Potencia vs Demanda del Alternativo V



Cuadro N° A6.1 Capacidad Firme Escenario Alternativo V

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	212.40	212.40	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67	165.67
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.77	9.70	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66	9.66
AES Panamá, S.A.	Bayano	260.00	260.00	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12	160.12
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.20	46.00	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13	16.13
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.76	54.00	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63	17.63
AES Panamá, S.A.	Estí	120.00	120.00	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67	112.67
Alternegy, S.A.	Lorena	37.60	33.84	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62	30.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	62.78	60.89	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09	50.09
Bontex, S.A.	Gualaca	25.60	25.47	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04	23.04
Caldera Energy Corp.	Mendre	19.75	19.75	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	19.47	18.62	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	0.97	0.79	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8.12	7.80	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56
Electron Investment	Monte Lirio	53.75	53.72	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38	32.38
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba I	5.14	5.14	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba 2	6.33	6.33	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300.00	300.00	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49	289.49
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarobos	9.86	9.86	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.13	3.12	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	8.20	7.20	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.40	2.40	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.90	27.60	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	27.68	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66	8.66
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	2.05	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.50	15.44	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	26.80	26.77	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	1.88	1.83	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	21.00	19.90	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	13.49	12.52	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	5.25	5.25	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.30	12.00	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37	3.37
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	8.40	8.23	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.31	30.00	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	6.33	6.30	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.70	8.26	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	6.71	6.71	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	75.00	72.84	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14	22.14
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.80	56.80	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07	20.07
Ideal Panamá, S.A	Baitún	85.90	85.90	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09	31.09
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	0.60	0.60	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	1.73	1.70	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11.00	10.00	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	10.00	10.00	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.16	6.10	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08	3.08
Salto de Francoli S.A.	Los Planetas I	4.82	4.20	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Salto de Francoli S.A.	Los Planetas 2	8.89	7.38	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Total Hidroeléctrico		1755.69	1755.69	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10	1083.10



CUADRO N° A6.2: Costos Marginales del Escenario Alternativo


Costo Marginal de Demanda \$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2019	98.57	102.14	101.88	111.77	100.36	88.50	81.98	72.89	64.74	60.15	49.44	52.65	82.09
2020	74.21	83.98	92.28	104.71	91.53	84.58	80.37	68.76	63.79	61.06	63.16	70.06	78.21
2021	86.26	98.67	100.58	110.77	102.27	98.28	87.15	78.21	70.77	68.22	61.84	68.28	85.94
2022	76.84	78.80	79.18	85.97	79.09	72.52	70.67	67.07	64.01	63.55	62.04	67.28	72.25
2023	70.49	78.63	77.34	81.17	77.34	71.45	68.20	62.92	59.65	52.44	44.97	54.63	66.60
2024	56.28	70.90	72.10	72.87	70.10	66.43	60.45	56.65	55.59	48.51	42.03	44.79	59.72
2025	63.85	75.61	76.16	77.11	74.33	72.56	70.86	66.00	64.25	60.74	53.28	57.48	67.69
2026	74.92	83.53	80.92	82.51	78.79	77.33	74.76	72.51	71.79	72.99	65.39	66.87	75.19
2027	70.94	80.91	80.55	81.90	78.75	76.69	74.43	71.45	71.05	72.49	65.47	67.97	74.38
2028	75.68	84.53	82.21	84.23	80.41	78.52	76.19	73.70	74.29	78.90	71.54	74.55	77.89
2029	80.32	87.15	85.07	85.93	83.63	80.90	78.92	77.26	76.16	81.02	75.47	76.74	80.71
2030	68.45	77.44	79.75	82.62	79.42	76.48	74.28	72.71	72.29	77.66	66.59	67.60	74.61
2031	69.48	80.46	81.85	84.69	82.48	79.92	77.63	75.79	76.17	83.14	69.59	70.99	77.68
2032	69.67	84.05	84.85	87.28	84.76	82.93	81.05	80.15	79.79	86.67	81.14	77.54	81.66
2033	76.30	87.61	86.02	89.57	87.23	85.76	83.73	82.72	83.02	92.49	90.43	86.85	85.98





Plan de Expansión del Sistema Interconectado
Nacional
2019 – 2033

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo 7

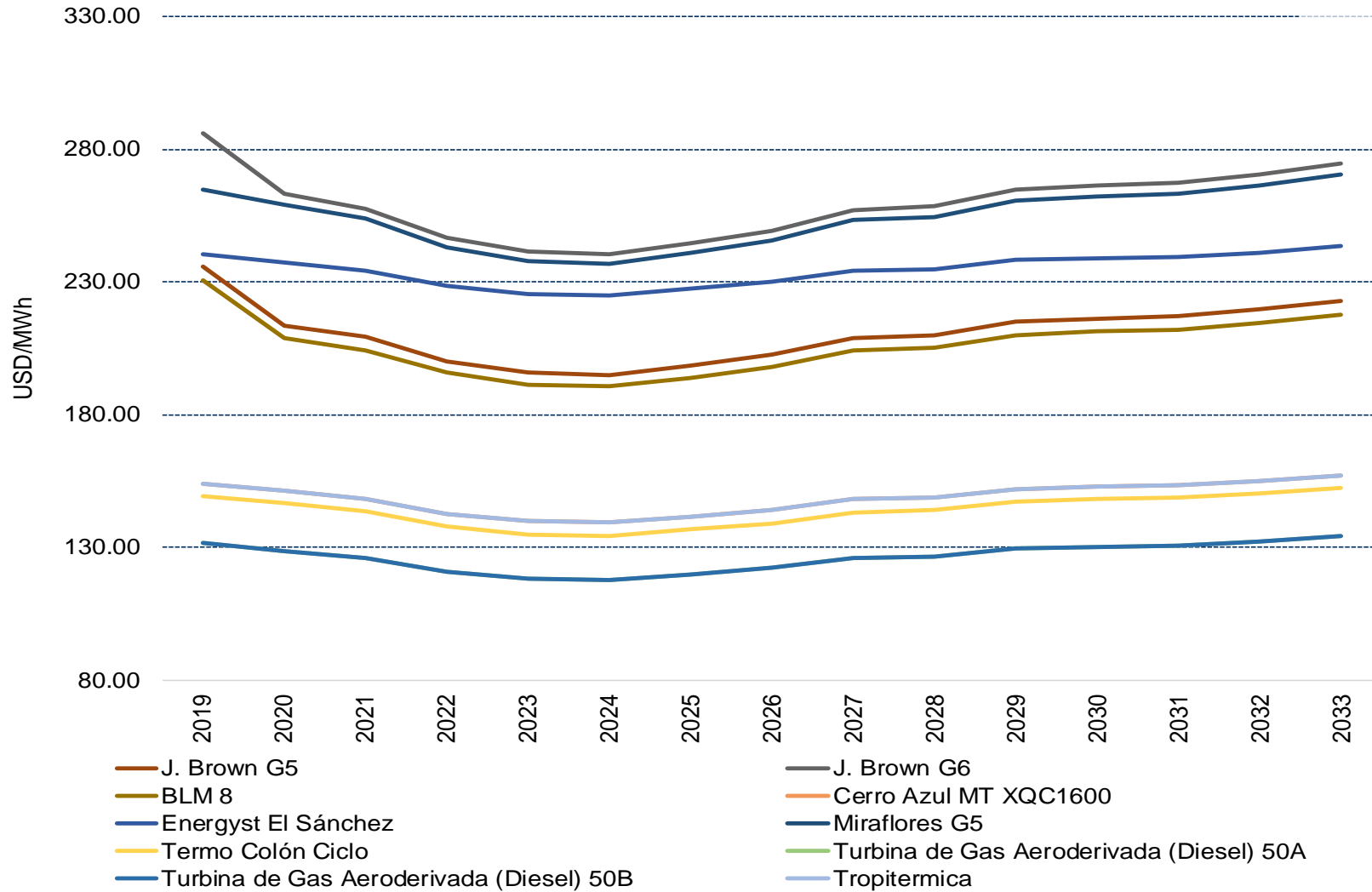
**Costo Variable de Producción de
Centrales Termoeléctricas**

Gráfico N° A7.1 Sistema de Generación Existente.

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Media (MW)	Potencia Firme (MW)
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	72.00	71.20	60.88	63.27
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	87.00	83.50	74.04	61.16
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.81	38.95	38.77	35.53
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.81	38.95	37.45	34.32
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	18.00	17.55	14.79	13.55
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	32.42	26.95	21.75
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	32.42	29.25	23.61
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34.00	33.40	32.84	26.50
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	15.11	6.88
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	26.96	12.27
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	30.65	13.95
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	56.14	38.18	22.06	10.04
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT XQC1600	Motor de Media Velocidad	15	Diesel (No. 2 fuel oil)	27.00	26.52	21.28	25.38
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TG 1	Turbina de Gas Aeroderivada	1	Gas Natural	77.31	77.31	77.31	77.31
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TG 3	Turbina de Gas Aeroderivada	1	Gas Natural	77.31	77.31	77.31	77.31
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TG 4	Turbina de Gas Aeroderivada	1	Gas Natural	77.31	77.31	77.31	77.31
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TV	Turbina de Vapor	1	Vapor	149.07	149.07	149.07	149.07
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	48.30	48.30	46.02
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	48.30	47.84	45.58
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	47.90	43.32	41.28
Jinro Corporation	Jinro Power	Motor de Media Velocidad	34	Bunker C (No. 6 fuel oil)	57.83	54.88	53.97	52.97
Kanan Overseas 1, INC.	Barcaza La Esperanza	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	129.36	129.36	129.36	88.50
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	6	Bunker C (No. 6 fuel oil)	99.60	96.00	94.07	88.87
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	49.80	48.00	45.73	43.20
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55.34	53.52	35.54	50.41
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	Motor de Media Velocidad	3	Gas Metano (Lixiviado de residuos sólidos urbanos)	8.15	3.75	3.75	3.29
Mínera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	153.00**	137.00**	137.00**	0.00
Totales					1482.85	1434.11	1313.91	1189.33

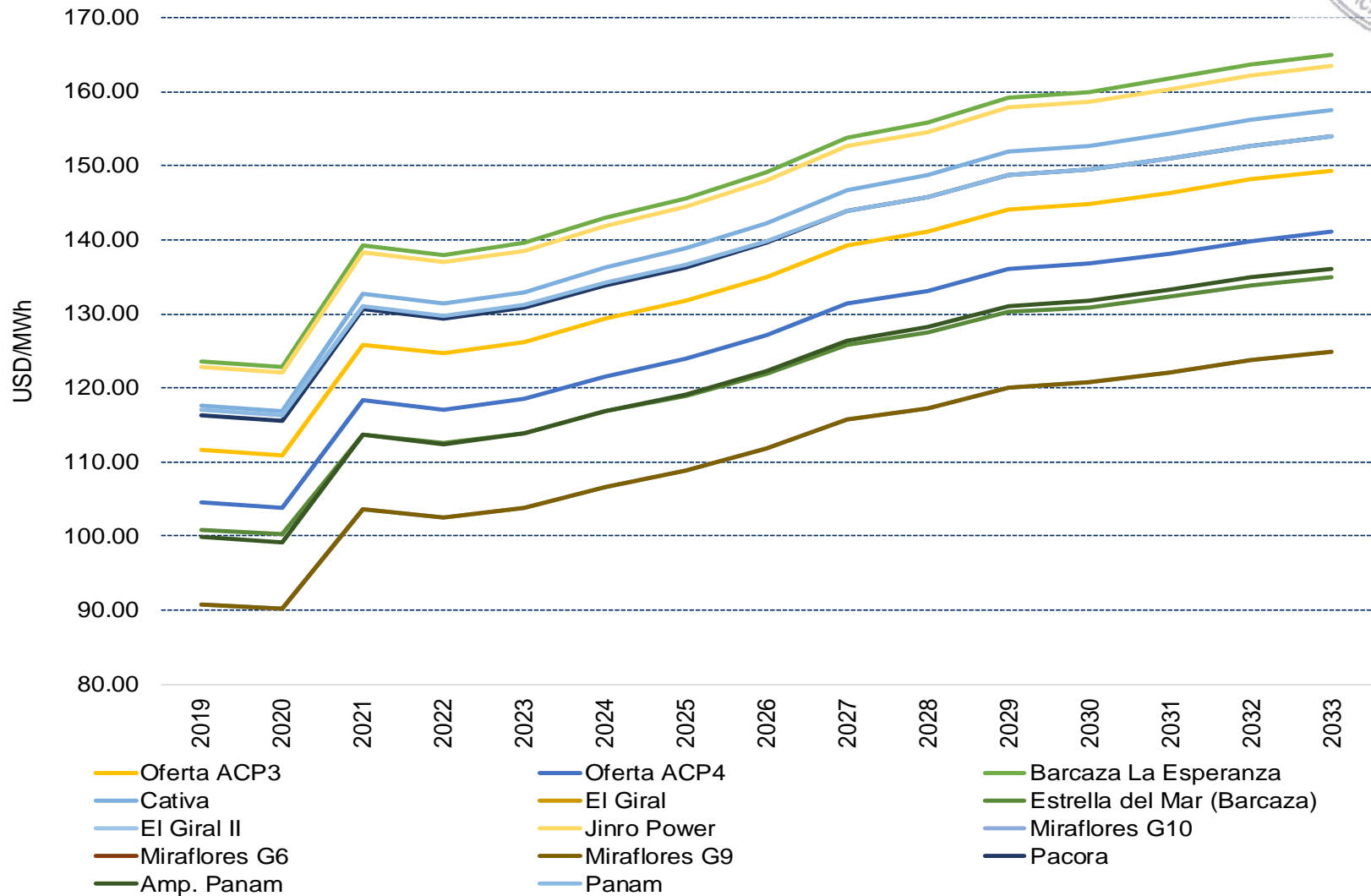
Referencia: Información de Agentes Panamá / Notas ene-may 2019 / Informe de Potencia Media Mensual / CND

Gráfico N° A7.2: Costo Variable de Producción Plantas de Diésel Plan Indicativo de Generación 2019-2033.



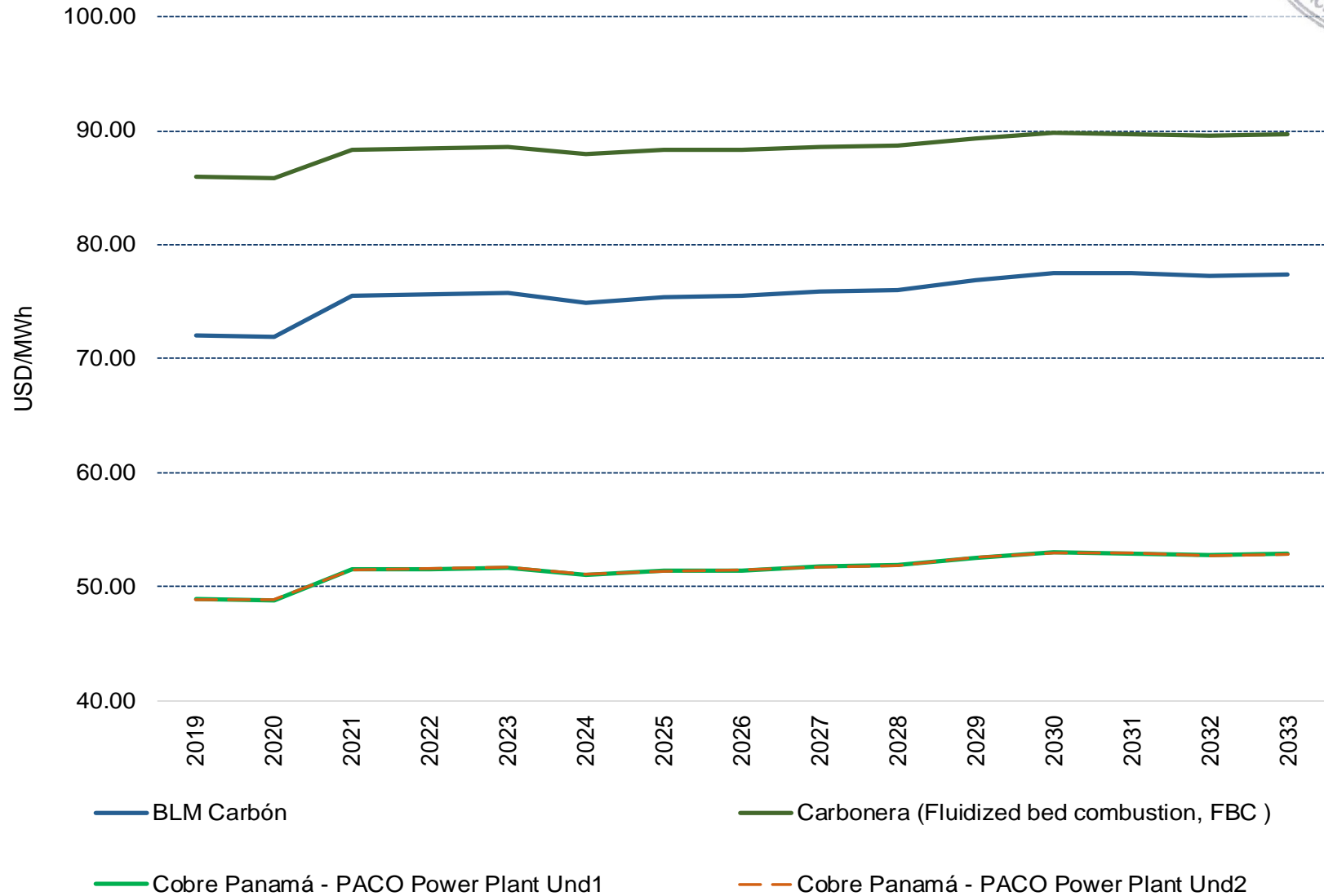
Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2019

Gráfico N° A7.3: Costo Variable de Producción Plantas de Bunker C Plan Indicativo de Generación 2019-2033



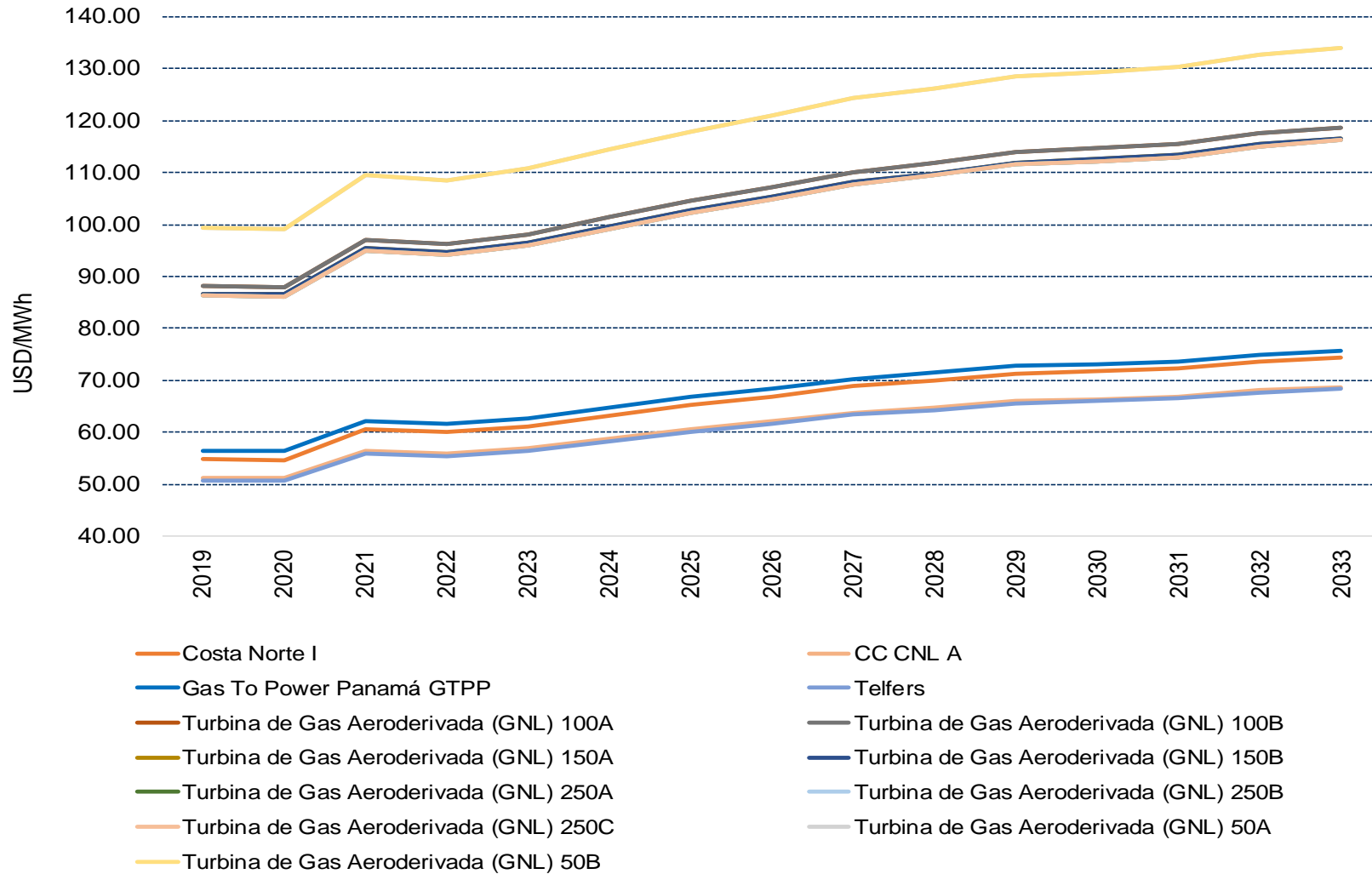
Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2019

Gráfico N° A7.4: Costo Variable de Producción Plantas de Carbón Plan Indicativo de Generación 2019-2033



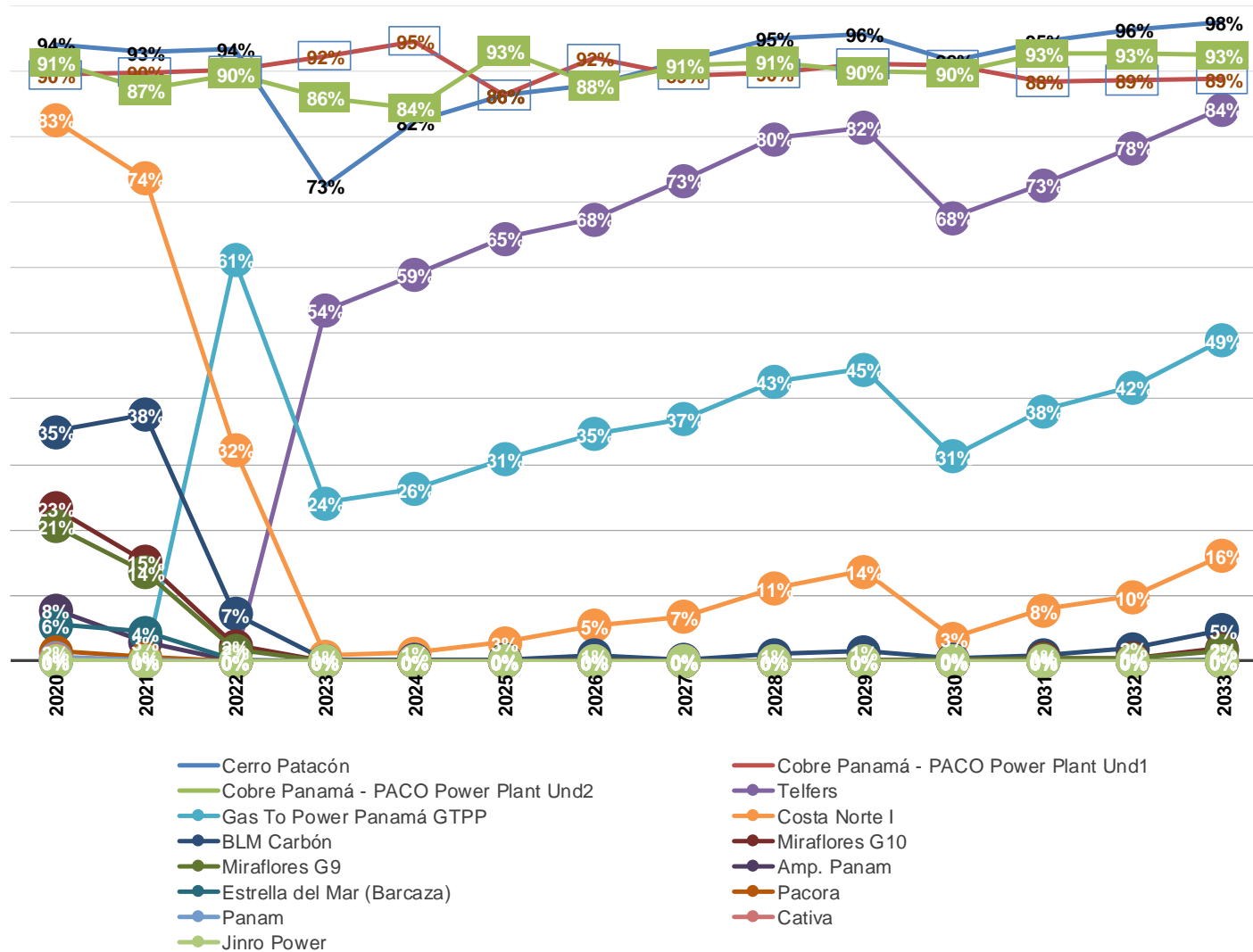
Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2019

Gráfico N° A7.5: Costo Variable de Producción Plantas de Gas Natural y Gas Metano Plan Indicativo de Generación 2019-2033.



Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2019

Gráfico N° A7.6: Factor de Planta de las Plantas Térmicas del Escenario de Referencia.



Referencia: ETESA. Escenario Referencia - Revisión del Plan de Expansión de 2019



Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2019 – 2033

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

Anexo Tomo II – 8

**"Definición de Política y
Criterios para la Revisión del
Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2019"**

22 de mayo de 2019
Nota No. 293-19


Ingeniero
Gilberto Ferrari
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Estimado Ingeniero Ferrari:

Tengo el agrado de dirigirme a usted en esta ocasión, para dar respuesta a su solicitud recibida mediante nota ETE-DTR-GLP-157-2019 con fecha del 2 de mayo de 2019, referente al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Sobre el particular, adjuntamos la Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019.

Atentamente,



Victor Carlos Urrutia
Secretario de Energía

Adjunto lo indicado.

República de Panamá
Secretaría Nacional de Energía

Definición de Política y Criterios
para la Revisión del Plan de Expansión
del Sistema Interconectado Nacional

2019





I. Principios Generales

La definición de políticas y criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), es un ejercicio anual realizado por la Empresa de Transmisión Eléctricas, S.A. (ETESA) siguiendo los criterios de la Secretaría Nacional de Energía, en cumplimiento de la Ley, las normas regulatorias y los reglamentos correspondientes.

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la resolución JD-5216 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y sus modificaciones, forma parte de la normativa relacionada con el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan Indicativo de Generación.

II. Lineamientos Generales

A. Requerimientos de Calidad

Generación:

Nos referimos al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Capítulo III, "Terminología y Definiciones" del Reglamento de Operaciones que define "Calidad" como: "la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables".

Transmisión:

Cumplir con las normas de calidad debidamente aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la(s) resolución(es) vigente(s).

B. Mínimo Costo

Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo. De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

La competencia entre las empresas generadoras (existentes y/o futuras) es el mecanismo previsto en el Texto Único de la Ley 6 de 1997 para lograr un precio eficiente de generación.



Se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las tecnologías comercialmente disponibles y los precios de generación del mercado local y regional y las fechas de expiración de los contratos de compraventa de energía vigentes, entre otros, para abarcar una gama razonable de alternativas de expansión del parque de generación, que sean cónsonas con la realidad del sector a nivel local y regional.

C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) utilizará como criterios de confiabilidad los siguientes:

Generación:

- **Energía:**
 - (I) Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas.
 - (II) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas.

- **Potencia:**

El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP.

Transmisión:

El Sistema de Transmisión, en condiciones normales, deberá ser capaz de aceptar cualquier combinación de despacho de las plantas conectadas al sistema sin restricciones técnicas.

- **Criterio de Seguridad:**

Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, como lo señala el Reglamento de Transmisión, "el Sistema Principal de Transmisión deberá estar



diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple.

Queda claro que a nivel de Operación si se podrá aplicar, tomando en cuenta aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, la desconexión de demanda y generación por medios automáticos.

- **Criterio de Confiabilidad:**

De acuerdo a lo establecido en los artículos 97 y 99 del Reglamento de Transmisión referente al Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) y al Costo de la Energía No Servida (CENS).

- **Informe de Capacidad Máxima de Generación de renovables intermitentes:**

deberá incluirse un capítulo que contenga el informe de la capacidad máxima de generación, por tecnología, que pueda conectarse al Sistema Interconectado Nacional a corto, mediano y largo plazo sin que afecte la confiabilidad y seguridad del Sistema de acuerdo con las directrices de la Secretaría Nacional de Energía; y que se incluyen en este documento.

D. Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de CENS correspondiente al publicado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe incluir todas las tecnologías de generación comercialmente disponibles que permitan cumplir con la seguridad del suministro al mínimo costo; procurando:
 - a. Considerar los proyectos renovables más factibles, por sus costos, que permitan disminuir la dependencia de los combustibles importados para la generación de electricidad.
 - b. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando tecnologías de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y en cumplimiento con las normas ambientales de las Contribuciones Nacionales Determinadas (CND).



2. Pronóstico de Precios de los Combustibles

- Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse tres escenarios en el Plan de Expansión de 2019: alto, medio y bajo.
 - Para proyectar los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomarán como punto de partida los promedios de los precios reales reportados al Centro Nacional de Despacho en el periodo inmediatamente anterior, y se aplicaran las tendencias de referencia (“Reference”), alta (“High Price”) y baja (“Low Price”), respectivamente, de las proyecciones estimadas por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
 - Los escenarios de precios de combustibles deben ser internamente coherentes. Es decir, se deben combinar escenarios de precios de los energéticos con tendencias similares (altos con precios altos, etc.).
3. Para efectos del Plan de Expansión deberán considerarse en la versión final, además de los proyectos en los que se tenga certeza de su construcción o que tengan un contrato de suministro, aquellos proyectos que luego de ser incluidos inicialmente en las corridas resulten económicamente viables. Se entenderá como certeza de construcción a los proyectos que tengan financiamiento comprobado o 25% de avance en su construcción y como económicamente viables, aquellos proyectos con un retorno a la inversión (TIR) de 10%, evaluado por 15 años a partir de su entrada en operación comercial. Este criterio rige inclusive para aquellos proyectos considerados como fijos.

F. Planes de Desarrollo Energético

1. Sistema de Generación Futuro:

Se considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:

- El periodo fijo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.
- **Proyectos fijos** son aquellos que:



- Inician su operación dentro del periodo fijo y ya han obtenido todos los permisos requeridos que les permitan iniciar construcción; lo cual incluye la concesión de generación y, en el caso de las licencias, haber consignado la fianza de construcción.
- O se encuentran efectivamente en construcción y entren en operación comercial en el período definido.
- **Proyectos candidatos** son aquellos que:
 - Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la ASEP, considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.
 - O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
 - O tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.
 - O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia o concesión provisional vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por éste derecho.

2. Escenarios a Analizar:

- (a) Escenario Tendencial considerando:



- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite, con proyectos termoeléctricos que usan combustibles convencionales [Bunker C o “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diesel], Carbón, Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite siempre bajo criterio de mínimo costo.
 - Considerar fuentes eólicas, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2023.
 - Considerar fuentes solares adicionales a partir del año 2021.
 - Este Escenario Tendencial, en el cual el comportamiento de las proyecciones se da principalmente siguiendo las pautas presentadas en los datos históricos, es la situación que se presentaría si no se realiza ningún cambio en las políticas, regulaciones y usos de la energía con que contábamos en el pasado y contamos actualmente.
- (b) Escenario Alternativo I: Igual al (a), donde se utiliza la mayor cantidad de recursos renovables disponibles en el país, para la que se tomarán en cuenta las diversas tecnologías renovables utilizadas actualmente. Las referencias de información sobre los costos futuros de las tecnologías deberán provenir de instituciones reconocidas internacionalmente y ser de acceso libre.
- (c) Escenario Alternativo II: Utilizando como base el Escenario Tendencial se proyectará una demanda de bajo crecimiento correspondiente al 4% anual acumulado, con un horizonte temporal de 15 años.

OBSERVACIONES:

- i. Se deberá efectuar una sensibilidad al plan de mínimo costo recomendado atrasando en 1 año la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.
- ii. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.
- iii. ETESA deberá incluir un breve informe de las principales desviaciones del presente Plan de Expansión con respecto al del año anterior.

A handwritten signature in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

3. Sistema de Transmisión Futuro:

Debe revisarse la última actualización del Plan de Expansión de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

A continuación, presentamos los lineamientos y criterios de la Secretaría Nacional de Energía, con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

3.1 Sistema Interconectado Nacional:

Se reitera la inclusión de la programación de una cuarta línea de transmisión entre la ciudad de Panamá y el occidente de Panamá (Chiriquí y Bocas del Toro), por la costa atlántica aprobada en los planes anteriores.

Se reitera la evaluación de la expansión del sistema de transmisión principal a 500 KV en el mediano a largo plazo.

Se reitera la presentación de un plan de consecución de las servidumbres que a mediano y largo plazo pudiesen ser necesarias. En este plan, deben incluirse proyección de líneas de transmisión adicionales de Panamá a Chiriquí, de Colón a Bocas del Toro por la costa atlántica y de Colón a Panamá.

3.2 Interconexiones Internacionales.

La estrategia de la región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países, con el propósito de impulsar la competitividad y eficiencia, y por esta vía contribuir a su crecimiento económico y sustentable; para ello, se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética del continente, mediante un abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable, y amigable al medio ambiente.

Panamá es un participante activo en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y signatario del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional y asegurar que la red de transmisión de Panamá permita cumplir con los compromisos adquiridos en el MER, que por lo pronto representan la capacidad de importar / exportar 300 MW en todo momento.

Además, Panamá ha participado activamente junto con las Autoridades de Colombia para impulsar el desarrollo de la interconexión eléctrica Panamá Colombia. Se reitera que el PESIN debe contemplar que el Sistema de Transmisión panameño debe ser capaz de permitir el tránsito de energía entre los países de MER y los de la Comunidad Andina.

G. Observaciones Finales

Los aspectos del Plan de Expansión relacionados con el régimen tarifario de transmisión corresponden a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de acuerdo al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

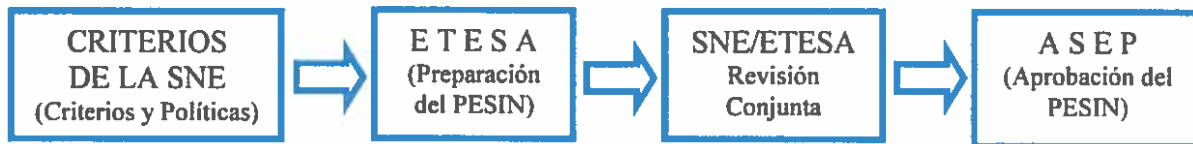
Los planes de expansión de Transmisión futuros deben tener continuidad con los anteriores que ya han sido aprobados por la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. No obstante, estarán sujetos a su actualización.

Debe existir en todo momento un nivel de comunicación con los desarrolladores que permita tener la información más reciente de los proyectos.

La sensibilidad del plan recomendado al atraso de los proyectos muestra la robustez del mismo ante estas contingencias.

La preparación del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional debe cumplir con los lineamientos del Flujograma que se detalla a continuación:

FLUJograma DEL PESIN





Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2019 – 2033

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo 9

Metodología de los Modelos
OPTGEN y SDDP

OptGen

Manual de Metodología

VERSIÓN 7.2



PSR





Tabla de Contenido

1	Introducción	1
2	Descripción del Problema de Expansión.....	2
2.1	Objetivo	2
2.2	Formulación simplificada del problema.....	2
3	Estrategia de Solución	5
3.1	Planteamiento del problema.....	5
3.2	Características de la función wx	6
3.3	Cálculo del problema de inversión aproximado.....	8
3.4	Algoritmo de descomposición	8
3.5	Interpretación geométrica del algoritmo.....	9
3.6	Expresión alternativa para el problema aproximado de inversión	10
3.7	Aplicación al problema de planeamiento de la expansión	10
4	Criterio de Valor Esperado.....	13
5	Detalles de la formulación del problema.....	15
5.1	Problema de Inversión.....	15
5.2	Problema de operación.....	18
6	Características adicionales del modelo	21
6.1	Costo de Inversión.....	21
6.2	Costo operativo.....	22
6.3	Referencia de costo marginal	23
6.1	Costo promedio de largo plazo	23
6.2	Costo marginal de largo plazo.....	23



1 INTRODUCCIÓN

Este informe presenta la descripción de la metodología asociada al modelo OptGen, herramienta computacional para la planificación de la expansión de la generación y transporte de sistemas de energía.

En el capítulo 2 se plantea el problema de expansión. En el capítulo 3 se presenta la teoría de la metodología de solución utilizada, basada en la técnica de descomposición. A continuación, en el capítulo 4, se extienden los conceptos de la metodología para el caso estocástico. El capítulo 5 presenta la formulación detallada de los problemas de inversión y operación y, por último, en el capítulo 6, se describen algunos aspectos adicionales del modelo.

En este documento las variables de cada ecuación son descritas en tablas con tres columnas:

Nombre	Descripción	Unidad
ej. $x_t(i)$	ej. decisión de inversión del proyecto i en etapa t	%

2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE EXPANSIÓN

2.1 Objetivo

El proceso de planificación de la expansión tiene como objetivo seleccionar, a lo largo de un horizonte de tiempo, las mejores unidades generadoras y rutas de distribución de la energía producida para el suministro de la demanda. Este proceso de decisión origina un problema de optimización de gran porte que busca encontrar, entre todas las alternativas disponibles, la solución más económica que tiene en cuenta las incertidumbres del sistema y satisface las restricciones del problema.

El objetivo del modelo Optgen es determinar el cronograma de inversión de mínimo costo para la construcción de nuevos generadores, líneas de interconexión entre sistemas, fuentes de producción de gas y gasoductos. El algoritmo para la determinación del plan de expansión óptimo, por lo tanto, realiza un análisis de compromiso entre el costo total de inversión y el valor esperado del costo total de operación para cada alternativa.

El valor esperado de los costos operativos se calcula teniendo en cuenta las fuentes de incertidumbres (hidrológicas, disponibilidad, etc) y está sujeto a restricciones operativas tales como el suministro de la demanda, restricciones de balance hídrico en embalses y centrales de pasada en cascada, capacidades máximas y mínimas de generación, capacidad de almacenamiento en los embalses y límites de transmisión entre regiones.

Para evaluación del costo de inversión también se representan restricciones tales como fechas mínimas y máximas para la toma de decisión de los proyectos, precedencia entre los proyectos, los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente exclusivos y restricciones de energía o potencia firme.

2.2 Formulación simplificada del problema

El problema de planificación de la expansión de un sistema de energía se plantea como un problema de programación matemática, expresado de manera simplificada por la formulación a continuación. Se supone, por simplicidad, que todos los generadores son proyectos candidatos a la expansión:

2.2.1 Nomenclatura

2.2.1.1 Conjuntos

T conjunto de periodos de tiempo
 I conjunto de generadores

2.2.1.2 Parámetros

$c_{t,i}$ costo de inversión del proyecto i en etapa t M\$



$co_{t,i}$	costo de operación del generador i en etapa t	M\$
d_t	demanda en etapa t	MWh
\bar{g}_i	producción máxima del generador i	MWh

2.2.1.3 Variables

$x_{t,i}$	decisión de inversión del proyecto i en etapa t	p.u.
$g_{t,i}$	producción del generador i en etapa t	MWh

2.2.2 Función objetivo

$$\text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (ci_{t,i} \cdot x_{t,i} + co_{t,i} \cdot g_{t,i}) \quad (2.1)$$

2.2.3 Restricciones

2.2.3.1 Suministro de la demanda

$$\sum_{i \in I} g_{t,i} = d_t \quad \forall t \in T$$

2.2.3.2 Límites operativos

$$g_{t,i} - \bar{g}_i \cdot x_{t,i} \leq 0 \quad \forall t \in T, \forall i \in I$$

2.2.3.3 Integralidad de la decisión

$$x_{t,i} \in \{0,1\} \quad \forall t \in T, \forall i \in I$$

2.2.3.4 Unicidad de la decisión

$$\sum_{t \in T} x_{t,i} \leq 1 \quad \forall i \in I$$

2.2.4 Estructura en bloques

Como se puede observar, este problema tiene una estructura de bloques que sugiere el uso de técnicas de descomposición.



	Variables de inversión		Variables de operación	
Min	$ci \cdot x$	+	$co \cdot y$	
s/a	$A \cdot x$			$\geq b$
	$E \cdot x$	+	$F \cdot y$	$\geq h$

En el modelo OptGen se aplica el algoritmo de descomposición de Benders que se explica en el capítulo a continuación.



3 ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN

3.1 Planteamiento del problema

El problema de expansión de un sistema de energía presentado en el capítulo anterior se puede plantear de la siguiente manera:

$$\text{Min } z(x) = c(x) + w(x) \quad (3.1)$$

$$\text{s/a } x \in X$$

Donde X representa el conjunto de las decisiones de inversión factibles, esto es, las que atienden a las restricciones $A \cdot x \geq b$. Las funciones $c(x)$ y $w(x)$ representan respectivamente los costos de inversión y operación asociados a la alternativa de expansión x .

El proceso de optimización se ilustra en la Figura 3.1.

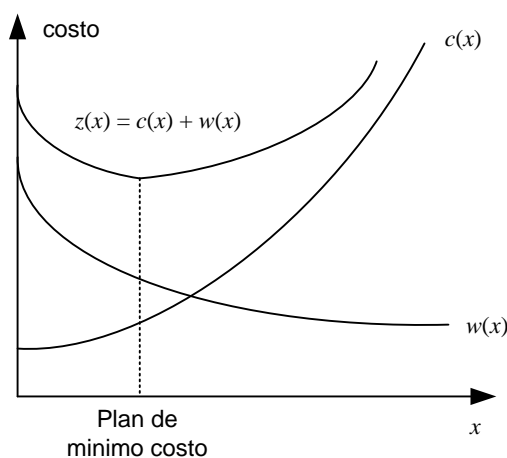


Figura 3.1 - Proceso de Optimización de la Expansión

Se observa que la función de costo de inversión $c(x)$ es conocida, mientras la función operativa $w(x)$ se representa de manera indirecta como la solución del problema operativo.

$$w(x) = \text{Min } co \cdot y \quad (3.2)$$

$$\text{s/a } F \cdot y \geq h - E \cdot x$$

$$y \geq 0$$

La metodología de solución adoptada en el Optgen, conocida como descomposición de Benders, construye la función $w(x)$ a partir de la solución iterativa de una aproximación del problema de expansión (3.1) y del problema operativo (3.2). La Figura 3.2 ilustra este proceso iterativo.

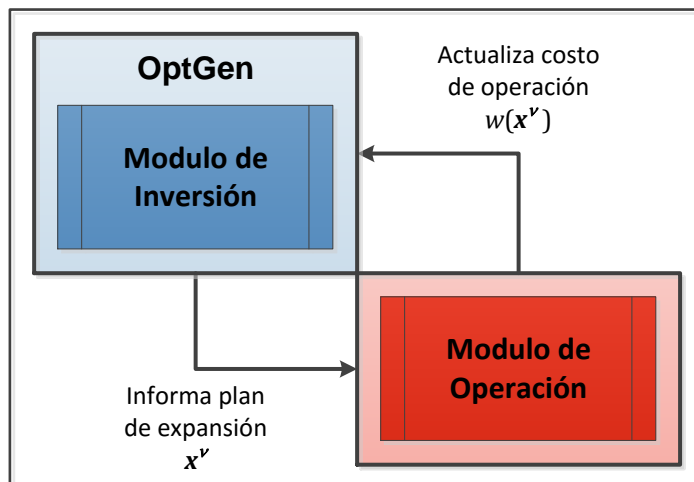


Figura 3.2 –Descomposición del Problema de la Expansión

En esta figura se observa que la descomposición de los problemas de inversión y operación permite la utilización de módulos independientes para la solución de cada problema. Actualmente, el modelo OptGen trabaja con dos alternativas, como muestra la Figura 3.3:

- **OptGen Light:** utiliza un módulo de operación simplificado interno del modelo OptGen;
- **OptGen-SDDP:** utiliza el modelo SDDP como módulo de operación integrado al módulo de inversión del modelo OptGen.

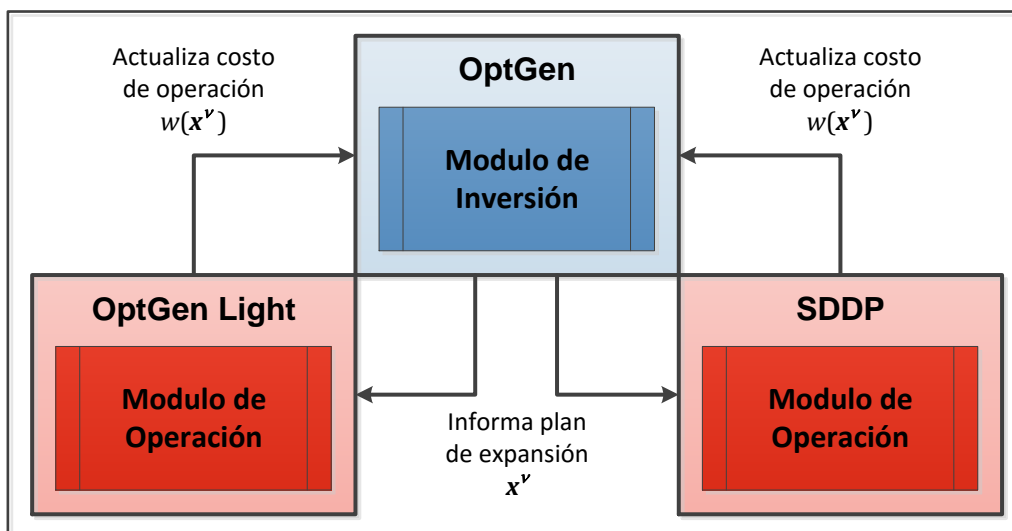


Figura 3.3 –Alternativas de Solución del Problema de Operación

3.2 Características de la función $w(x)$

El problema (3.2) es un modelo de optimización de programación lineal (LP). De la teoría LP, el Dual se formula como:



$$\begin{aligned}
 w(\mathbf{x}) &= \text{Max } \boldsymbol{\pi} \cdot (\mathbf{h} - \mathbf{E} \cdot \mathbf{x}) \\
 \text{s/a } \boldsymbol{\pi} \cdot \mathbf{F} &\leq c_0 \\
 \boldsymbol{\pi} &\geq 0
 \end{aligned}
 \tag{3.3}$$

De la teoría de programación lineal se puede afirmar que las soluciones óptimas del problema dual (3.3) y del problema operativo (3.2), conocido como primal, tienen el mismo valor. Además, las variables duales $\boldsymbol{\pi}$ corresponden al vector de multiplicadores simplex asociados a las restricciones del problema primal (3.2) en la solución óptima.

Sea $\Pi = \{\pi^i, i = 1, \dots, r\}$ el conjunto de soluciones básicas viables del problema dual (3.3). Se observa que este conjunto no depende de la decisión de inversión \mathbf{x} . Por lo tanto, se podría obtener la solución óptima del dual por enumeración:

$$w(\mathbf{x}) = \text{Max } \{\pi^i \cdot (\mathbf{h} - \mathbf{E} \cdot \mathbf{x}), \pi^i \in \Pi\} \tag{3.4}$$

El problema (3.4) puede ser escrito de manera equivalente como

$$\begin{aligned}
 w(\mathbf{x}) &= \text{Min } \alpha \\
 \text{s/a } \alpha &\geq \pi^1 \cdot (\mathbf{h} - \mathbf{E} \cdot \mathbf{x}) \\
 \alpha &\geq \pi^2 \cdot (\mathbf{h} - \mathbf{E} \cdot \mathbf{x}) \\
 &\dots \\
 \alpha &\geq \pi^r \cdot (\mathbf{h} - \mathbf{E} \cdot \mathbf{x})
 \end{aligned}
 \tag{3.5}$$

donde α es una variable escalar no restringida (positiva o negativa). En efecto, dado que α debe exceder cada una de las restricciones $\alpha \geq \pi^i \cdot (\mathbf{h} - \mathbf{E} \cdot \mathbf{x})$, debe en particular exceder el máximo de estos valores. Como el objetivo es minimizar α , resulta que esta será igual a $\text{Max } \{\pi^i \cdot (\mathbf{h} - \mathbf{E} \cdot \mathbf{x})\}$. Así queda demostrada la equivalencia con la formulación (3.4).

La ventaja de la formulación (3.5) es que caracteriza la función $w(\mathbf{x})$ como siendo una función lineal por partes, como se ilustra en la Figura 3.4:

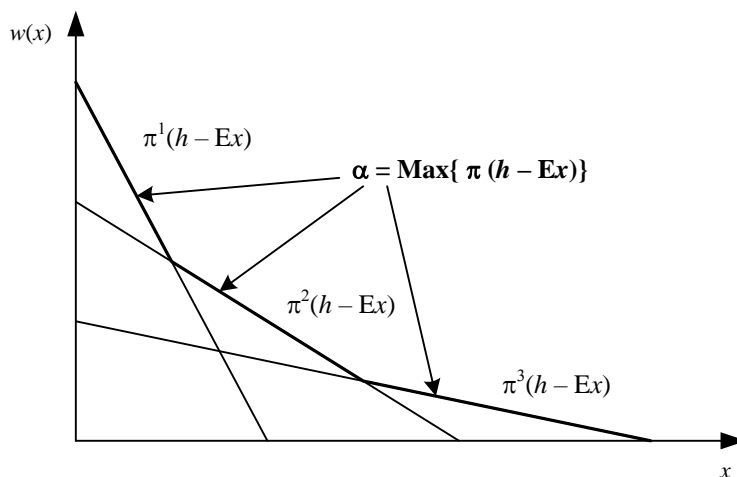


Figura 3.4 - Gráfico de la función $w(x)$

3.3 Cálculo del problema de inversión aproximado

Substituyendo la expresión (3.5) en el problema de expansión (3.1), se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & c(x) + \alpha & (3.6) \\ \text{s/a} \quad & \alpha \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot x) & i = 1, \dots, r \\ & x \in X \end{aligned}$$

El número de restricciones $\alpha \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot x)$ en el problema (3.6) puede ser muy elevado. Sin embargo, sólo algunas de estas restricciones estarán activas (esto es, atendidas en la igualdad) en la solución óptima; las demás pueden ser relajadas sin afectar la solución.

El algoritmo de descomposición de Benders, presentado a continuación, se basa en la relajación del problema (3.6) y en la generación de las restricciones $\alpha \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot x)$ a partir de la solución del problema operativo (3.2).

3.4 Algoritmo de descomposición

1. Inicialice: número de iteraciones $\nu = 0$; límite superior $\bar{z} = +\infty$; tolerancia para convergencia ξ (dato de entrada)
2. Actualice el número de iteraciones $\nu = \nu + 1$ y resuelva el problema aproximado de inversión:

$$\begin{aligned} z = \text{Min} \quad & c_i \cdot x + \alpha & (3.7) \\ \text{s/a} \quad & \alpha \geq \pi^\mu \cdot (h - E \cdot x) & \mu = 1, \dots, \nu - 1 \\ & x \in X \end{aligned}$$



3. Sea $\{x^v, \alpha^v\}$ la solución óptima de (3.7). Dado que este problema es una relajación del problema original (3.6), su valor óptimo es un límite inferior del óptimo original. Calcule el límite inferior \underline{z} :

$$\underline{z} = ci \cdot x^v + \alpha^v \quad (3.8)$$

4. Resuelva el problema operativo:

$$w(x^v) = \text{Min } co \cdot y \quad (3.9)$$

$$\text{s/a } F \cdot y \geq h - E \cdot x^v$$

$$y \geq 0$$

5. Sea y^v la solución óptima de (3.9). El conjunto (x^v, y^v) es una solución factible del problema original (3.6), pero no necesariamente la solución óptima. Dado que el costo de una solución factible es por definición superior al costo de la solución óptima, el valor:

$$\bar{z} = \text{Min } \{\bar{z}, ci \cdot x^v + co \cdot y^v\} \quad (3.10)$$

es un límite superior de la solución óptima del problema original.

6. Si $\bar{z} - \underline{z} \leq \xi$, el problema está resuelto; la solución asociada a \bar{z} es una solución ξ -óptima. En caso contrario, genere la siguiente restricción lineal, conocida como corte de Benders:

$$\alpha \geq \pi^v \cdot (h - E \cdot x) \quad (3.11)$$

donde π^v es el vector de multiplicadores simplex asociado a las restricciones del problema operativo (3.9), y regrese al paso 2.

3.5 Interpretación geométrica del algoritmo

A partir de la igualdad de las soluciones primal y dual del problema operativo (3.3) se puede obtener una manera alternativa para escribir los cortes de Benders, como ilustrado a continuación:

$$w(x^v) = \pi^v \cdot (h - E \cdot x^v) \quad (3.12)$$

De donde se tiene una expresión para $\pi^v \cdot h$:

$$\pi^v \cdot h = w(x^v) + \pi^v \cdot E \cdot x^v \quad (3.13)$$

Substituyendo (3.13) en la expresión del corte de Benders $\alpha \geq \pi^v \cdot (h - E \cdot x)$, se obtiene:

$$\alpha \geq w(x^v) - \pi^v \cdot E \cdot (x - x^v) \quad (3.14)$$

Se puede llegar a esta expresión alternativa del corte de Benders, mediante otra deducción. Considere la función:



$$H(\mathbf{x}) = h - E \cdot \mathbf{x} \quad (3.15)$$

que define el lado derecho de las restricciones del problema operativo (3.3). Si π^* es el vector de variables duales asociado a la solución óptima de este problema, entonces se sabe que:

$$\left. \frac{\partial w(\mathbf{x})}{\partial H(\mathbf{x})} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^v} = \pi^v \quad (3.16)$$

Utilizando la regla de la cadena, se puede deducir la derivada de $w(\mathbf{x})$ con respecto a \mathbf{x} :

$$\left. \frac{\partial w(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^v} = \left. \frac{\partial w(\mathbf{x})}{\partial H(\mathbf{x})} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^v} \cdot \left. \frac{\partial H(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^v} = -\pi^v \cdot E \quad (3.17)$$

Dado que $w(\mathbf{x})$ es una función lineal por partes, la expresión (3.17) corresponde a un subgradiente de $w(\mathbf{x})$ en el punto $\mathbf{x} = \mathbf{x}^v$. Por lo tanto, se puede afirmar que:

$$w(\mathbf{x}) \geq w(\mathbf{x}^v) + \left. \frac{\partial w(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}^v} \cdot (\mathbf{x} - \mathbf{x}^v) \quad (3.18)$$

Denotando $\alpha = w(\mathbf{x})$, resulta la expresión (3.14).

De (3.18), se observa que el corte de Benders se interpreta como una aproximación lineal de la función de costo operativo $w(\mathbf{x})$ alrededor del vector de decisiones producido por el problema de inversión (3.7).

3.6 Expresión alternativa para el problema aproximado de inversión

Substituyendo (3.14) en el problema de expansión aproximado (3.7), resulta:

$$z = \text{Min} \quad c_i \cdot \mathbf{x} + \alpha \quad (3.19)$$

$$\text{s/a} \quad \alpha \geq w(\mathbf{x}^\mu) + \lambda(\mathbf{x}^\mu) \cdot (\mathbf{x} - \mathbf{x}^\mu) \quad \mu = 1, \dots, v$$

$$\mathbf{x} \in X$$

donde $\lambda(\mathbf{x}^\mu) = -\pi^\mu \cdot E$, $\mu = 1, \dots, v$.

3.7 Aplicación al problema de planeamiento de la expansión

Se presenta a continuación la aplicación de la metodología de descomposición de Benders al problema de expansión (2.1). Como discutido, el problema operativo se resuelve para cada propuesta de inversión. El corte de Benders se construye a partir del costo óptimo y del vector de multiplicadores simplex del problema operativo. Este corte se añade como una restricción lineal del problema aproximado de inversión, que a su vez produce una nueva propuesta de inversión.



3.7.1 Problema Operativo

Dado un plan de expansión x^v , el problema operativo se plantea como la minimización del costo operativo, sujeto a las restricciones de suministro a la demanda, límites operativos y demás restricciones:

$$\begin{aligned}
 w(x^v) = \text{Min} \quad & \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} c_{0,t,i} \cdot g_{t,i} & (3.20) \\
 \text{s/a} \quad & \sum_{i \in I} g_{t,i} = d_t & \forall t \in T \\
 & g_{t,i} \leq \bar{g}_i \cdot x_{t,i}^v & \forall t \in T, \forall i \in I
 \end{aligned}$$

3.7.2 Cálculo del Corte de Benders

En el problema operativo (3.20) solamente las restricciones de límites de generación para los proyectos dependen de las decisiones de inversión x^v . Por facilidad de notación, se describen estas restricciones en la forma padrón de la programación lineal:

$$-g_{t,i} \geq -\bar{g}_i \cdot x_{t,i}^v \quad \forall t \in T, \forall i \in I \quad \pi_{t,i}^v$$

Donde $\pi_{t,i}^v$ es variable dual asociada a la restricción en la solución óptima. Aplicando la regla de la cadena, resulta que la derivada asociada a una decisión de inversión $x_{t,i}$ es:

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x_{t,i}} \right|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \cdot (-\bar{g}_i) = -\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \quad (3.21)$$

Y el corte de Benders se calcula como:

$$\alpha \geq w(x^v) - \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \right) \cdot (x_{t,i} - x_{t,i}^v) \quad (3.22)$$

Agregando los valores conocidos como:

$$rhs^v = w(x^v) + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \right) \cdot x_{t,i}^v \quad (3.23)$$

y pasando las variables para el lado izquierdo, resulta:

$$\alpha + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \right) \cdot x_{t,i} \geq rhs^v \quad (3.24)$$

3.7.3 Problema aproximado de expansión

El objetivo del problema aproximado de expansión es minimizar la suma de los costos actualizados de inversión de los proyectos más el valor aproximado del costo operativo α , sujeto a las restricciones de integralidad y unicidad de los proyectos y demás restricciones. A cada itera-



ción del algoritmo de descomposición se añade una nueva restricción a este problema, calculada a partir del problema operativo.

El problema aproximado para la ν -ésima iteración se plantea como:

$$\text{Min } \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (c_{t,i} \cdot x_{t,i} + \alpha) \quad (3.25)$$

$$\text{s/a } x_{t,i} \in \{0,1\} \quad \forall t \in T, \forall i \in I$$

$$\sum_{t \in T} x_{t,i} \leq 1 \quad \forall i \in I$$

$$\alpha + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^\mu \right) \cdot x_{t,i} \geq rhs^\mu \quad \mu = 1, \dots, \nu$$



4 CRITERIO DE VALOR ESPERADO

El algoritmo de Benders puede también ser aplicado a problemas de planeamiento con múltiples escenarios. En estos problemas la estructura de bloques se torna todavía más evidente.

	Variables de inversión		Variables de operación Esc. 1		Variables de operación Esc. 2		Variables de operación Esc. M
Min	$ci \cdot x$	+	$co_1 \cdot y_1$	+	$co_2 \cdot y_2$...	$co_M \cdot y_M$
s/a	$A \cdot x$						$\geq b$
	$E_1 \cdot x$	+	$F_1 \cdot y_1$				$\geq h_1$
	$E_2 \cdot x$			+	$F_2 \cdot y_2$		$\geq h_2$
	...						
	$E_M \cdot x$					+	$F_M \cdot y_M$ $\geq h_M$

La expansión óptima con criterio de valor esperado se plantea como:

$$\text{Min } c(x) + \bar{w}(x) \quad (4.1)$$

$$\text{s/a } x \in X$$

donde $c(x)$ y $\bar{w}(x)$ son respectivamente el costo de inversión y el costo promedio de operación de la alternativa x :

$$\bar{w}(x) = \sum_{m=1}^M p_m \cdot w_m(x) \quad (4.2)$$

donde p_m es la probabilidad del escenario m . Dada una decisión x^v , el problema operativo para cada escenario m , con $m = 1, \dots, M$, se plantea como el siguiente problema de optimización:

$$w_m(x^v) = \text{Min } co_m \cdot y_m \quad (4.3)$$

$$\text{s/a } F_m \cdot y_m \geq h_m - E_m \cdot x^v \quad \pi_m^v$$

$$y_m \geq 0$$

El corte de Benders asociado a cada problema operativo se obtiene de (4.3):



$$\alpha \geq w_m(x^v) + \lambda_m(x^v) \cdot (x - x^v) \quad m = 1, \dots, M$$

donde $\lambda_m(x^v) = -\pi_m^v \cdot E_m$. Como la expresión (4.2) es lineal, el corte de Benders es el promedio de los cortes. Definiendo:

$$\bar{\lambda}(x^v) = \sum_{m=1}^M p_m \cdot \lambda_m(x^v) \quad (4.4)$$

Entonces:

$$\alpha \geq \bar{w}(x^v) + \bar{\lambda}(x^v) \cdot (x - x^v) \quad (4.5)$$

Substituyendo $\bar{w}(x)$ en (4.1) por los cortes (4.5) generados a cada iteración del algoritmo de descomposición, se obtiene el problema relajado de expansión:

$$z = \text{Min} \quad c(x) + \alpha \quad (4.6)$$

$$\text{s/a} \quad \alpha \geq \bar{w}(x^\mu) + \bar{\lambda}(x^\mu) \cdot (x - x^\mu) \quad \mu = 1, \dots, \nu$$

$$x \in X$$

El proceso de descomposición se ilustra en la Figura 4.1. En esta figura se observa como se considera la incertidumbre para las dos opciones de ejecución: con el OptGen Light y con el OptGen-Sddp.

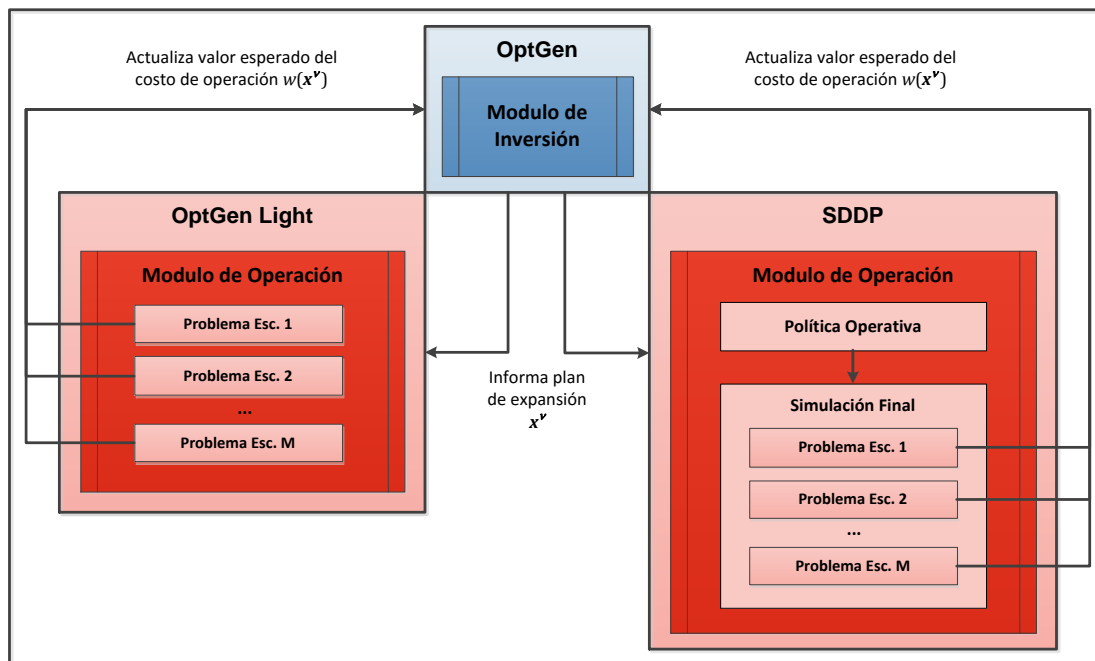


Figura 4.1 - Esquema de Descomposición para Múltiples Escenarios



5 DETALLES DE LA FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

5.1 Problema de Inversión

La planificación a costo mínimo de la expansión de la generación y de la transmisión se formula como un problema de programación matemática como descrito a continuación:

5.1.1 Función objetivo

$$z = \text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{i \in P} (c_{t,i} \cdot x_{t,i} + \alpha) \quad (5.1)$$

T	conjunto de etapas en el período de estudio	
P	conjunto de proyectos	
$x_{t,i}$	decisión de inversión para la construcción del proyecto i en la etapa t	
$c_{t,i}$	costo de inversión del proyecto i en la etapa t (ver sección 6.1)	M\$
α	costo total de operación aproximado	M\$

5.1.2 Fechas mínimas y máximas de decisión

$$\begin{aligned} \forall t \notin [\underline{t}_i, \bar{t}_i], \quad \forall i \in P & \quad (5.2) \\ x_{t,i} = 0 & \\ \underline{t}_i = \underline{t}_i^{ope} - \tau_i & \\ \bar{t}_i = \bar{t}_i^{ope} - \tau_i & \end{aligned}$$

$\underline{t}_i, \bar{t}_i$	etapas mínima y máxima para la decisión de construcción del proyecto i
$\underline{t}_i^{ope}, \bar{t}_i^{ope}$	etapas mínima y máxima para la entrada en operación del proyecto i
τ_i	tiempo de construcción del proyecto i

5.1.3 Decisiones enteras y continuas de proyectos

$$x_{t,i} \in \{0,1\} \quad \forall i \in P^{int} \quad (5.3)$$

$$x_{t,i} \leq 1 \quad \forall i \in P^{cnt} \quad (5.4)$$

P^{int}	conjunto de decisiones enteras de proyectos
P^{cnt}	conjunto de decisiones continuas de proyectos



5.1.4 Proyectos obligatorios y opcionales

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_{t,i} = 1 \quad \forall i \in P^{ob} \quad (5.5)$$

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_{t,i} \leq 1 \quad \forall i \in P^{op} \quad (5.6)$$

$$x_{t,i} = 0 \quad \forall i \in P, \forall t \notin [\underline{t}_i, \bar{t}_i] \quad (5.7)$$

P^{ob} conjunto de proyectos obligatorios

P^{op} conjunto de proyectos opcionales

5.1.5 Proyectos mutuamente excluyentes

$$\sum_{i \in P_k^{ex}} \sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_{t,i} \leq 1 \quad \forall k \in R^{ex} \quad (5.8)$$

R^{ex} conjunto de restricciones excluyentes

P_k^{ex} conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción excluyente k

5.1.6 Proyectos asociados

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_{t,i} - \sum_{t=\underline{t}_j}^{\bar{t}_j} x_{t,j} = 0 \quad \forall i, j \in P_k^{as}, \forall k \in R^{as} \quad (5.9)$$

R^{as} conjunto de restricciones asociadas

P_k^{as} conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción asociada k

5.1.7 Capacidad instalada mínima y máxima

$$\sum_{t=\underline{t}_k}^{\bar{t}_k} \sum_{i \in P_k^{min}} \omega_i \cdot x_{t,i} \geq \underline{\omega}_k \quad \forall k \in R^{min} \quad (5.10)$$

$$\sum_{t=\underline{t}_k}^{\bar{t}_k} \sum_{i \in P_k^{max}} \omega_i \cdot x_{t,i} \geq \underline{\omega}_k \quad \forall k \in R^{min} \quad (5.11)$$



ω_i	capacidad instalada del proyecto i	MW
$\underline{\omega}_k, \bar{\omega}_k$	capacidad instalada adicional, mínima y máxima, de la restricción k	MW
$\underline{\tau}_k, \bar{\tau}_k$	etapas mínima y máxima para la decisión de construcción de la restricción de capacidad k	
R^{min}	conjunto de restricciones de capacidad mínima	
P_k^{min}	conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción de capacidad mínima k	
R^{max}	conjunto de restricciones de capacidad máxima	
P_k^{max}	conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción de capacidad máxima k	

5.1.8 Precedencia entre proyectos

$$\sum_{\tau=\underline{t}_j}^t x_{\tau,j} - \sum_{\tau=\underline{t}_i}^t x_{\tau,i} \geq 0 \quad \forall i, j \in P_k^{pre}, \forall k \in R^{pre}, \quad (5.12)$$

$$\forall t \in T$$

R^{pre}	conjunto de restricciones de precedencia
P_k^{pre}	conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción de precedencia k , donde el proyecto i precede al proyecto j

5.1.9 Energía y capacidad firme por sistema

$$\sum_{t \in T_y} \Delta_t \cdot \left(\sum_{i \in G_n} w_{t,i}^e + \sum_{i \in P_n^G} w_{t,i}^e \cdot \sum_{\tau=\underline{t}_i}^t x_{\tau,i} \right) \geq f_{y,n}^e \cdot \sum_{t \in T_y} d_{t,n} \quad \forall n \in N, \forall y \in Y \quad (5.13)$$

$$\sum_{i \in G_n} w_{t,i}^p + \sum_{i \in P_n^G} w_{t,i}^p \cdot \sum_{\tau=\underline{t}_i}^t x_{\tau,i} \geq f_{y,n}^p \cdot \max_{t \in T_y} \left(\frac{d_{t,n}}{\Delta_t} \right) \quad \forall n \in N, \forall y \in Y \quad (5.14)$$

Y	conjunto de años del estudio	
T_y	conjunto de etapas que pertenecen al año y	
N	conjunto de sistemas	
G_n	conjunto de plantas generadoras existentes del sistema n	
P_n^G	conjunto de proyectos de generación del sistema n	
Δ_t	duración de la etapa t	hours
$d_{t,n}$	demanda del sistema n en la etapa t	MWh
$w_{t,i}^e$	energía firme de la planta i en la etapa t	MW
$f_{y,n}^e$	factor de energía firme del sistema n en el año y	p.u.



$w_{t,i}^p$ capacidad firme de la planta i en la etapa t MW
 $f_{y,n}^p$ factor de capacidad firme del sistema n en el año y p.u.

5.1.10 Benders cuts

$$\alpha \geq w_\mu + \sum_{t \in T} \sum_{i \in P} \lambda_{t,i,\mu} \cdot (x_{t,i} - x_{t,i,\mu}) \quad \mu = 1, \dots, \nu \quad (5.15)$$

w_μ
 $\lambda_{t,i,\mu}$
 $x_{t,i,\mu}$

5.2 Problema de operación

Para cada decisión de expansión $x_{t,i,\mu}$, resultado del problema de inversión, el problema de operación a mínimo costo es formulado como descrito a continuación:

5.2.1 Función objetivo

$$w_\mu = \text{Min} \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in G} co_{t,i} \cdot g_{t,i} + def \cdot r_t \right) \quad (5.16)$$

T conjunto de etapas del periodo de estudio
 G conjunto de plantas térmicas
 $g_{t,i}$ generación de la planta térmica i en la etapa t MWh
 $co_{t,i}$ costo de generación de la planta térmica i en la etapa t (ver sección 6.2) M\$/MWh
 r_t déficit de generación en la etapa t MWh
 def costo de déficit M\$/MWh

5.2.2 Balance hídrico

$$v_{t,i} - v_{t-1,i} + u_{t,i} + s_{t,i} - \sum_{j \in M_i} (u_{t,j} + s_{t,j}) = a_{t,i} \quad \forall t \in T, \forall i \in H \quad (5.17)$$

$$v_{0,i} = v_0 \quad \forall i \in H$$

H conjunto de plantas hidro
 M_i conjunto de plantas aguas arriba de la planta hidro i
 $v_{t,i}$ volumen almacenado por la planta hidro i en la etapa t Hm3
 $u_{t,i}$ volumen turbinado por la planta hidro i en la etapa t Hm3



$s_{t,i}$	volumen vertido por la planta hidro i en la etapa t	Hm3
$a_{t,i}$	volumen afluente a la planta hidro i en la etapa t	Hm3
$v0_i$	volumen inicial almacenado en la planta hidro i	Hm3

5.2.3 Suministro de la demanda

$$\sum_{i \in G_n} g_{t,i} + \sum_{i \in H_n} \rho_i \cdot u_{t,i} - \sum_{k \in K_n} f_{t,k} + \sum_{k \in K_n} (1 - p_k) \cdot f_{t,k} = d_{t,n} \quad \forall t \in T, \quad (5.18)$$

$$\forall n \in N$$

G_n	conjunto de plantas térmicas del sistema n	
H_n	conjunto de plantas hidro del sistema n	
K_n	conjunto de interconexiones conectadas al sistema n	
$g_{t,i}$	generación de la planta térmica i en la etapa t	MWh
$u_{t,i}$	volumen turbinado de la planta hidro i en la etapa t	Hm3
ρ_i	factor de producción de la planta hidro i	MWh/Hm3
$f_{t,k}$	flujo en la interconexión k en la etapa t	MWh
p_k	factor de pérdidas de la interconexión k	p.u.
$d_{t,n}$	demanda del sistema n en la etapa t	MWh

5.2.4 Límites operativos

$$g_{t,i} \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in G | i \notin P \quad (5.19)$$

$$g_{t,i} \leq \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i,\mu} \quad \forall i \in G | i \in P \quad (5.20)$$

$$v_{t,i} \leq \bar{v}_i \quad \forall i \in H | i \notin P \quad (5.21)$$

$$v_{t,i} \leq \bar{v}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i,\mu} \quad \forall i \in H | i \in P \quad (5.22)$$

$$u_{t,i} \leq \bar{u}_i \quad \forall i \in H | i \notin P \quad (5.23)$$

$$u_{t,i} \leq \bar{u}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i,\mu} \quad \forall i \in H | i \in P \quad (5.24)$$

$$f_{t,k} \leq \bar{f}_k \quad \forall k \in K | k \notin P \quad (5.25)$$

$$f_{t,k} \leq \bar{f}_k \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,k,\mu} \quad \forall k \in K | k \in P \quad (5.26)$$

P conjunto de proyectos



OPTGEN METHODOLOGY MANUAL

\bar{g}_i	generación máxima de la planta térmica i	MWh
\bar{v}_i	almacenamiento máximo de la planta hidro i	Hm3
\bar{u}_i	turbinamiento máximo de la planta hidro i	Hm3
\bar{f}_k	flujo máximo de la interconexión k	MWh
$x_{\tau,i,\mu}$	μ -th decisión de construcción de la planta i en la etapa t	

A handwritten signature in blue ink, appearing to be the initials 'AB', is located in the bottom right corner of the page.



6 CARACTERÍSTICAS ADICIONALES DEL MODELO

6.1 Costo de Inversión

Con el objetivo de evaluar el costo de la inversión asociado a la construcción de cada proyecto para cada posible etapa del horizonte del estudio, los siguientes datos son tomados en cuenta por el modelo:

Datos de proyecto:

c^{inv}	costo de inversión	M\$
c^{ele}	costo de integración eléctrica	\$/kW
$c^{o\&m}$	costo de operación & mantenimiento	\$/kW
ω	capacidad instalada	MW
L	tiempo de vida útil	years

Calendario de pago:

N	número de desembolsos	
n^0	año de entrada en operación	
p_n	desembolsos	%

Parámetros adicionales:

tx	tasa de descuento	%
T	horizonte del estudio	years

El costo asociado a la decisión de construcción de cada proyecto, en cada etapa de inversión, se evalúa como el costo total de inversión ct descontado el valor terminal cr , que corresponde al costo de restitución asociado al periodo de vida útil del proyecto después del final del horizonte de estudio.

En otras palabras, el costo de inversión utilizado en el problema de optimización esta asociado con el periodo en el cual el proyecto está disponible para operación. De esta manera, en el proceso de optimización, tanto los costos de inversión como de operación se contabilizan para el mismo periodo en el horizonte del estudio.

En resumen, para la correcta evaluación de los costos de inversión se asume que los desembolsos son anualizados:

- comienzan la entrada en operación en el mismo año,
- terminan en el año final del estudio o al final de la vida útil del proyecto,
- se pagan al final de cada año

El total de costo de inversión ct es evaluado por el siguiente procedimiento:

La suma del costo de la inversión y el costo de integración eléctrica se refiere al año de entrada en operación, teniendo en cuenta el calendario de pagos:



$$c_0 = \left(c^{inv} + \frac{c^{ele} \cdot \omega}{1000} \right) \cdot \sum_{n=1}^N \frac{p_n}{100} \cdot (1 + tx)^{(n^0 - n)}$$

El costo de la inversión anual se calcula como un flujo de caja durante el período de vida útil del proyecto. Los costos de operación y mantenimiento son agregados a este valor:

$$ca = c_0 \cdot \frac{tx \cdot (1 + tx)^L}{(1 + tx)^L - 1} + \frac{c^{o\&m} \cdot \omega}{1000}$$

Por último, el valor neto presente es calculado para este flujo de caja:

$$ct = ca \cdot \frac{(1 + tx)^L - 1}{tx \cdot (1 + tx)^{(t^0 + L)}}$$

donde t^0 es la etapa de entrada en operación:

$$t^0 = t + (n^0 - 1) - 1$$

Para evaluar el valor terminal cr , se define L^r como los años restantes de vida útil del proyecto después del final del horizonte del estudio:

$$L^r = \max\{0, L - (T - t^0)\}$$

Si $L^r = 0$, entonces:

$$cr = 0$$

Caso contrario, el valor terminal es calculado como el valor neto presente de los desembolsos anuales asociados a los años posteriores al final del horizonte del estudio

$$cr = ca \cdot \frac{(1 + tx)^{L^r} - 1}{tx \cdot (1 + tx)^{(T + L^r)}}$$

Luego, el costo de inversión del proyecto i en la etapa t es calculado como la diferencia entre el costo total y el valor terminal:

$$ci = ct - cr$$

6.2 Costo operativo

Los costos unitarios de generación de las centrales térmicas se calculan como:

$$co_{t,i} = \frac{cf_{t,j}}{ec_j} \cdot hr_i \cdot 1000$$

$co_{t,i}$	costo de generación de la planta térmica i en la etapa t	\$/MWh
$cf_{t,j}$	costo unitario del combustible j en la etapa t	\$/unit
ec_j	contenido energético del combustible j	kcal/unit
hr_i	consumo específico de la planta térmica i	Kcal/kWh



6.3 Referencia de costo marginal

Para cada proyecto, el modelo OptGen calcula un costo marginal de referencia (\$ / MWh) de la siguiente manera.

Plantas hidro:

$$\frac{ca \cdot 10^6}{\omega \cdot MF \cdot 8760h}$$

Plantas térmicas:

$$\frac{ca \cdot 10^6 + co \cdot \omega \cdot MF \cdot 8760h}{\omega \cdot WF \cdot 8760h}$$

Interconexiones:

$$\frac{ca \cdot 10^6}{\omega \cdot UF \cdot 8760h}$$

ca	costo anual de inversión	M\$
co	costo operativo unitario	\$/MWh
ω	capacidad instalada	MW
MF	factor de capacidad promedio	p.u.
WF	factor de garantía de capacidad	p.u.
UF	factor de utilización	p.u.

6.1 Costo promedio de largo plazo

Para cada año, el modelo OptGen evalúa el CPLP (\$/MWh) de la siguiente manera:

$$CPLP_t = \frac{\sum_{i=1}^{\min(\tau, T-t)} CT_{t+i-1}/tx_a^{i-1}}{\sum_{i=1}^{\min(\tau, T-t)} DT_{t+i-1}/tx_a^{i-1}}, \quad t = 1, \dots, T$$

CT_t	Costo total anual (inversión + operación)	\$
DT_t	Demanda anual	MWh
τ	Periodo de amortización	Años
T	Horizonte del estudio	Años
tx_a	Tasa de descuento anual	p.u.

6.2 Costo marginal de largo plazo

Para cada año, el modelo OptGen evalúa el CMLP (\$/MWh) de la siguiente manera:



$$CMLP_t = \frac{\sum_{i=1}^{\min(\tau, T-t)} (CT_{t+i} - CT_{t+i-1}) / (tx_a^i)}{\sum_{i=1}^{\min(\tau, T-t)} (DT_{t+i} - DT_{t+i-1}) / (tx_a^i)}, \quad t = 1, \dots, T - 1$$

CT_t	Costo total anual (inversión + operación)	\$
DT_t	Demanda anual	MWh
τ	Periodo de amortización	Años
T	Horizonte del estudio	Años
tx_a	Tasa de descuento anual	p.u.



SDDP

Manual de Metodología

VERSIÓN 15.0

Marzo 2018



PSR



Tabla de Contenido

1	Introducción	1
2	Optimización Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos	2
2.1	Modelación de los componentes básicos del sistema	2
2.2	Problema de despacho hidrotérmico	4
2.3	Formulación del problema.....	5
2.4	Enfoque de solución basada en el espacio de estados	7
2.5	Representación alternativa de la correlación serial	12
2.6	Limitaciones del esquema PDE	13
2.7	El esquema de PD Dual DP.....	14
2.8	Representación de la correlación serial en la PDDE	19
3	Despacho de una Etapa: Formulación Básica.....	22
3.1	Planteamiento del problema.....	22
3.2	Función objetivo.....	22
3.3	Restricciones operativas básicas.....	23
3.4	Función de costo futuro	26
4	Restricciones Operativas Adicionales – Hidroeléctrica	28
4.1	Vertimiento no controlable	28
4.2	Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de alerta	28
4.3	Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes mínimos operativos	29
4.4	Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de espera	29
4.5	Restricciones en el desfogue total	29
4.6	Restricciones de regulación en centrales de pasada	30
4.7	Riego	30
4.8	Modelo de volumen muerto	31
4.9	Canal de desfogue	33
4.10	Generación en función de la afluencia	35
4.11	Curva de aversión a riesgo	37
4.12	Energía de alerta para un conjunto de embalses.....	38
4.13	Energía mínima de seguridad para un conjunto de embalses	39
4.14	Energía de espera para un conjunto de embalses	39



5 Restricciones Operativas Adicionales – Plantas Térmicas.....	41
5.1 Centrales térmicas con costos lineales por parte.....	41
5.2 Centrales térmicas <i>must-run</i>	42
5.3 Límites en el consumo de combustible.....	42
5.4 Límites en la tasa de consumo de combustible.....	43
5.5 Restricciones de generación mínima para grupos de centrales térmicas.....	43
5.6 Restricciones de generación.....	43
5.7 Centrales térmicas multi-combustible.....	44
5.8 Centrales térmicas tipo unit commitment.....	45
5.9 Plantas térmicas con contrato de combustible.....	46
6 Restricciones Operativas Adicionales – Reserva de Generación.....	49
6.1 Reserva rodante.....	49
6.2 Restricciones de reserva de generación.....	49
7 Fuentes de Energía Renovable.....	51
8 Red de Transporte de Energía.....	52
8.1 Modelo de interconexión.....	52
8.2 Modelo de flujo de potencia linealizado.....	54
8.3 Representación de pérdidas.....	59
9 Disponibilidad y Transporte de Gas Natural.....	63
9.1 Producción de gas.....	63
9.2 Transporte de gas.....	64
9.3 Balance térmico en la simulación de la red de gas.....	65
10 Plantas Térmicas con Costo de Emisión de CO ₂	66
11 Clasificación de las Restricciones.....	67
12 Diccionario de Variables.....	68
13 Bibliografía.....	74
A. Programación Dinámica Dual Estocástica.....	75
A.1 Formulación del problema.....	75
A.2 Pasos del algoritmo SDDP.....	75
A.2.1 Selección del conjunto inicial de estados.....	75
A.2.1.1 Estados iniciales de almacenamiento.....	76



A.2.1.2	Estados iniciales de afluencias	76
A.2.2	Cálculo de la función aproximada de costo futuro	76
A.2.2.1	Generación de N escenarios de afluencias condicionadas	76
A.2.2.2	Solución del problema operativo	76
A.2.2.3	Cálculo de las derivadas	77
A.2.2.4	Cálculo de la aproximación de la función de costo futuro	78
A.2.2.5	Actualización de la función de costo futuro de la etapa anterior	79
A.2.3	Cálculo del límite inferior	79
A.2.4	Cálculo del límite superior	79
A.2.4.1	Estados iniciales de almacenamiento	79
A.2.4.2	Estados iniciales de afluencias	80
A.2.4.3	Simulación operativa	80
A.2.4.4	Actualización del estado inicial de almacenamiento	80
A.2.4.5	Obtención del límite superior	80
A.2.5	Verificación de la optimalidad	81
B.	Modelo Estocástico de Caudales	82
B.1	Objetivo	82
B.2	Modelación en una variable para secuencias de caudales afluentes a un único embalse	82
B.2.1	El Modelo ARP(1)	82
B.2.1.1	Introducción	82
B.2.1.2	Relación entre el parámetro autoregresivo y la correlación de caudales	83
B.2.1.3	El vector de ruidos transformados	84
B.2.2	Modelo de ajuste	86
B.2.3	Verificación del modelo	87
B.2.3.1	Independencia de los ruidos	87
B.2.3.2	Ruidos normalizados	87
B.2.3.3	Puntos fuera de la curva	88
B.3	Modelo multivariado para múltiples embalses	88
B.4	Generación sintética de caudales	88
B.1	Representación de variables climáticas exógenas	90
B.1.1.1	Eligiendo el factor de ponderación	90



B.1.2 Modelo de ajuste.....

AB



1 INTRODUCCIÓN

Este informe presenta los lineamientos conceptuales del algoritmo de programación dinámica estocástica dual, utilizado en el modelo SDDP.

Se describen las variables de cada ecuación en tablas con cuatro columnas:

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
ej. $v_{t+1}(i)$	ej. volumen de la central i en el inicio de la etapa t	hm^3	V (variable de decisión) o D (dato de entrada)



2 OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

2.1 Modelación de los componentes básicos del sistema

2.1.1 Plantas térmicas

En sistemas puramente térmicos el costo operativo de cada central depende básicamente de su costo de combustible. Por lo tanto, se representa una planta térmica por su costo operativo unitario $\{c_j, j = 1, \dots, J\}$ (\$/MWh) y su capacidad de generación:

$$g_t(j) \leq \bar{g}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (2.1)$$

donde:

j indexa las plantas térmicas

J número de plantas

$g_t(j)$ energía producida por la planta j en la etapa t MWh V

$\bar{g}(j)$ capacidad de generación de la planta j MWh D

2.1.2 Plantas hidroeléctricas

La Figura 2.1 muestra el diagrama esquemático de una planta hidroeléctrica.

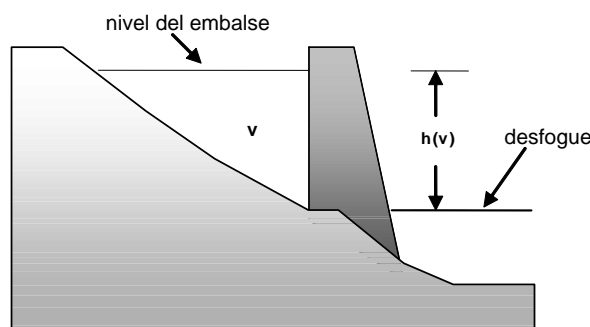


Figura 2.1 – Planta hidroeléctrica con embalse

La operación de la planta se representa a través de las siguientes ecuaciones:

2.1.2.1 Balance hídrico

Representa el enlace en etapas consecutivas, como se ilustra en la Figura 2.2: el almacenamiento al final de la etapa t (inicio de la etapa $t + 1$) es igual al almacenamiento inicial menos el desfogue total (turbinamiento, vertimiento y riego) más el volumen afluente (caudales laterales más el desfogue de las plantas aguas arriba):

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) - r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{m \in U_i} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (2.2)$$

para $i = 1, \dots, I$

donde:

i indexa las plantas hidroeléctricas



I	número de plantas		
$v_{t+1}(i)$	volumen almacenado en la planta i al final de la etapa t	m^3	V
$v_t(i)$	volumen almacenado en la planta i en el inicio de la etapa t	m^3	D
$a_t(i)$	caudal lateral afluente a la planta i en la etapa t	m^3	D
$r_t(i)$	riego en la planta i en la etapa t	m^3	D
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la planta i en la etapa t	m^3	D
$u_t(i)$	volumen turbinado en la etapa t	m^3	V
$s_t(i)$	volumen vertido en la etapa t	m^3	V
$m \in U_i$	conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba de la planta i		

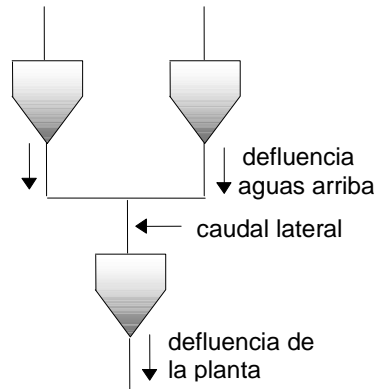


Figura 2.2 – Balance hídrico

2.1.2.2 Límites en el almacenamiento y en el desfogue

$$v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2.3)$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2.4)$$

donde:

$\bar{v}(i)$ Capacidad de almacenamiento de la planta i m^3 D

$\bar{u}(i)$ Capacidad de turbinamiento de la planta i m^3 D

2.1.2.3 Producción de energía

Las plantas hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua almacenada en energía cinética, la cual se usa para mover las turbinas acopladas a generadores. La energía producida por el turbinamiento de $u(i) m^3$ se calcula por:

$$g_t(i) = \rho(v_t(i)) \times u_t(i) \quad (2.5)$$

donde:

$g_t(i)$ energía generada en la central hidroeléctrica i , en la etapa t MWh V

$\rho(v_t(i))$ coeficiente de producción de la central hidroeléctrica i MWh/ m^3 D

$u_t(i)$ turbinamiento de la central hidroeléctrica i , en la etapa t m^3 V

El coeficiente de producción $\rho(v_t(i))$ a su vez se calcula por:



$$\rho(v_t(i)) = \eta(i) \times \phi \times \gamma \times h(v_t(i)) \quad (2.6)$$

donde:

$\eta(i)$	eficiencia del conjunto de turbinas/generadores de la central hidroeléctrica i		D
ϕ	masa específica del agua	kg/m ³	D
γ	factor de gravedad	m/s ²	D
$h(v_t(i))$	caída neta - la diferencia entre la cota del embalse y aguas debajo de la hidroeléctrica i (Figura 2.1)	m	D

2.1.3 Demanda

La demanda de energía eléctrica se representa a través de una restricción en que la suma de la energía producida (en las centrales térmicas e hidroeléctricas) debe ser igual a la demanda (mensual o semanal), es decir:

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) + \sum_{i=1}^I \rho(v_t(i)) \times u_t(i) = d_t$$

d_t	Demanda (mensual o semanal) de energía eléctrica	MWh	D
-------	--	-----	---

2.2 Problema de despacho hidrotérmico

2.2.1 Características del problema

El objetivo del despacho hidrotérmico es determinar la secuencia de desfogues de las plantas hidroeléctricas que minimice el valor esperado del costo operativo total (dado por el costo de combustible más las penalizaciones por racionamiento) a lo largo del período de estudio. Como muestra la Figura 2.3 este problema se puede representar como un árbol de decisiones.

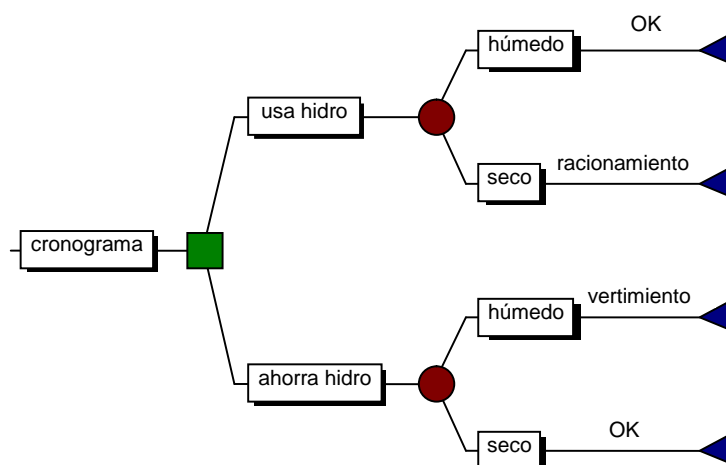


Figura 2.3 – Proceso de decisión para el despacho hidrotérmico



Como muestra la figura, el operador tiene las opciones de usar la energía hidroeléctrica hoy, con esto reducir los costos de la energía térmica complementaria, o de almacenarla para usarla en la próxima etapa. Si la decisión hoy es utilizar la energía de base hidroeléctrica y en el futuro los caudales son altos – lo que permite llenar los embalses – la operación se dice eficiente. Sin embargo, si ocurre una sequía en el futuro, los embalses no se recuperarán, y será necesario utilizar generación térmica más cara, o hasta mismo interrumpir el suministro de la demanda.

Por otro lado, si la decisión de hoy es almacenar el agua para uso futuro a través del uso de más generación térmica, y los caudales futuros son altos será necesario verter el agua, lo que significa un desperdicio de energía. Sin embargo, se ocurre una sequía en el futuro, el almacenamiento se usará para evitar la generación más cara o un racionamiento de energía.

2.3 Formulación del problema

La Figura 2.4. muestra la formulación del despacho hidrotérmico estocástico para el caso de una planta y un árbol de caudales con tres etapas.

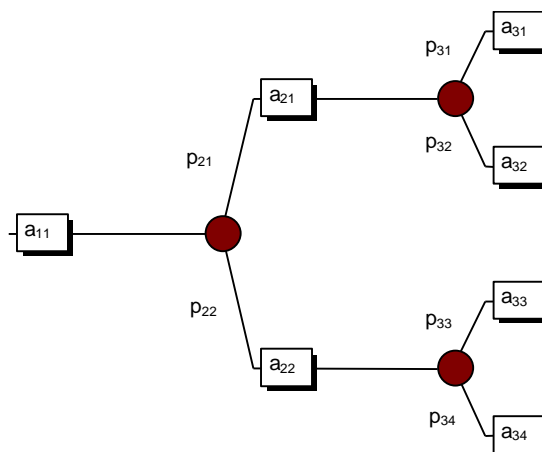


Figura 2.4 – Árbol de escenarios de caudales

donde:

a_{ts}	caudal en la etapa t , escenario s	m^3	D
p_{ts}	probabilidad condicionada del escenario s de caudal en la etapa t	p.u.	D

El problema de despacho estocástico se formula como:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & c_1(u_{11}) + p_{21}[c_2(u_{21}) + p_{31}c_3(u_{31}) + p_{32}c_3(u_{32})] \\ & + p_{22}[c_2(u_{22}) + p_{33}c_3(u_{33}) + p_{34}c_3(u_{34})] \end{aligned} \quad (2.7)$$

sujeto a

(a) restricciones de balance hídrico

$$v_{21} = v_{11} - u_{11} - s_{11} + a_{11}$$

$$v_{31} = v_{21} - u_{21} - s_{21} + a_{21}$$



$$v_{41} = v_{31} - u_{31} - s_{31} + a_{31}$$

$$v_{42} = v_{31} - u_{32} - s_{32} + a_{32}$$

$$v_{32} = v_{21} - u_{22} - s_{22} + a_{22}$$

$$v_{43} = v_{32} - u_{33} - s_{33} + a_{33}$$

$$v_{44} = v_{32} - u_{34} - s_{34} + a_{34}$$

(b) restricciones de almacenamiento y desfogue

$$v_{t+1,s} \leq \bar{v}; \quad u_{t,s} \leq \bar{u} \quad \text{para todas las etapas } t; \text{ todos los escenarios } s$$

donde:

$u_{t,s}$	decisión operativa de la planta hidroeléctrica (volumen turbinado) en la etapa t , escenario s	m^3	V
$c_t(u_{t,s})$	costo de la generación térmica necesaria para complementar la decisión hidroeléctrica	\$	V
$v_{t+1,s}$	nivel de almacenamiento del embalse al final de la etapa t , escenario s	m^3	V
$s_{t,s}$	volumen vertido en la etapa t , escenario s	m^3	V

La función de complementación térmica $c_t(u_{t,s})$ se representa implícitamente a través de la solución del siguiente problema de programación lineal (PL):

$$c_t(u_{t,s}) = \quad \text{Min} \quad \sum_{j=1}^J c_t(j) \times g_t(j) \quad (2.8)$$

Sujeto a

(c) restricciones del suministro de la demanda

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t - \rho \times u_{ts} \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

(d) restricciones de capacidad de generación térmica

$$g_t(j) \leq \bar{g}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J, \text{ para } t = 1, \dots, T$$

donde:

j	indexa las plantas térmicas		
J	número de plantas		
$c_t(j)$	costo operativo de la planta j	\$/MWh	D
$g_t(j)$	producción de energía de la planta j en la etapa t	MWh	V
$\bar{g}(j)$	capacidad de producción de la planta j	MWh	D
d_t	demanda en la etapa t	MWh	D
ρ	coeficiente de producción de la planta hidroeléctrica (en este ejemplo es una constante)	MWh/ m^3	D

En teoría, se puede resolver el problema (2.8) con algoritmos convencionales de programación lineal (LP). Sin embargo, la dimensión del problema para sistemas reales es demasiado grande



pues se modelan docenas de plantas hidroeléctricas y el horizonte de planificación es de varios años. La razón es que el número de ramas en el árbol de decisiones aumenta exponencialmente con el número de etapas del estudio. Esta limitación de las formulaciones basadas en los árboles de decisión ha motivado el desarrollo de esquemas de solución basados en el *espacio de estados*, que se describen a continuación.

2.4 Enfoque de solución basada en el espacio de estados

2.4.1 Costos inmediatos y futuros

Como muestra la Figura 2.5, el problema de despacho se descompone en varios subproblemas de una etapa, donde el objetivo es minimizar la suma de los costos operativos *inmediatos* y *futuros*.

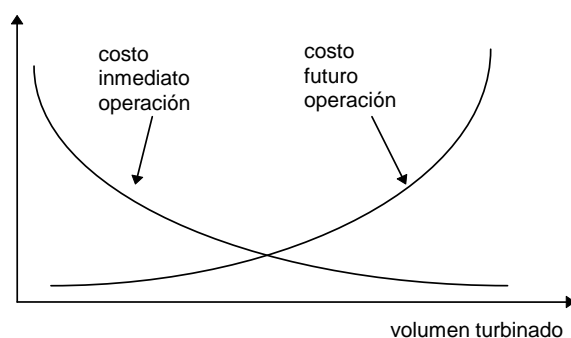


Figura 2.5 – Costos inmediatos y futuros x volumen turbinado

La función de costo inmediato (FCI) corresponde a la función de complementación térmica $c_t(u_t)$ discutida en la sección anterior. Se observa en la Figura que el monto (y costo) de esta complementación térmica disminuye con el aumento del volumen turbinado. A su vez, la función de costo futuro (FCF) refleja el valor esperado del costo de la generación térmica de la etapa $t + 1$ hasta el final del periodo de estudio. Se observa que la FCF aumenta con el aumento del volumen turbinado, pues menos energía hidroeléctrica estará disponible en el futuro para desplazar la generación térmica.

2.4.2 Despacho hidrotérmico de una etapa

Dado el almacenamiento inicial v_t y la función de costo futuro $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, el problema de despacho de una etapa se formula como:

$$z_t = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2.9)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$



Diferente del problema de optimización estocástico (2.8), que es muy grande, el problema de despacho de una sola etapa (2.9) se puede resolver con facilidad a través de técnicas estándar de programación lineal (LP).

2.4.3 Función de costo futuro

2.4.3.1 Enumeración de todos los estados futuros

El cálculo de la función de costo futuro es el tema clave de este esquema de espacio de estados. En teoría, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$ se podría calcular a través de una *simulación* de la operación del sistema en el futuro para diferentes valores iniciales de almacenamiento, como se ilustra en la Figura 2.6 a continuación.

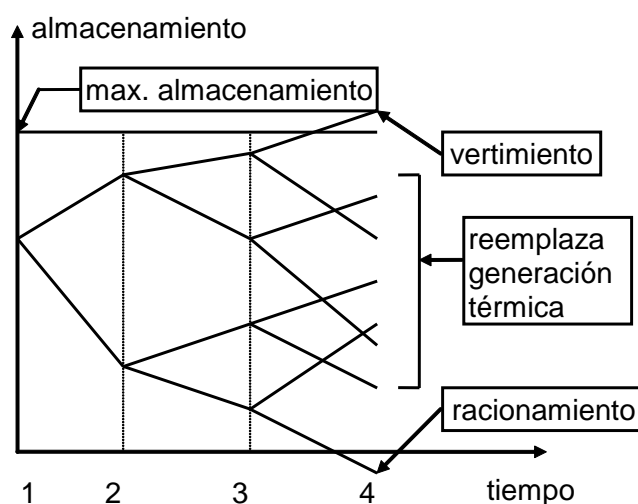


Figura 2.6 – Cálculo de la FCF a través de simulaciones operativas

Sin embargo, este esquema de “fuerza bruta” tiene las mismas desventajas computacionales que la formulación del problema a través de un árbol de escenarios. Un esquema más eficiente de realizar este cálculo es la recursión de *programación dinámica estocástica* (PDE), que se describe a continuación:

2.4.3.2 Recursión de PDE

- Para cada etapa t (típicamente una semana o mes) se definen un conjunto de *estados del sistema* indexados por $m = 1, \dots, M$; por ejemplo, niveles de almacenamiento en 100%, 90%, etc. hasta 0%. La Figura 2.7 ilustra la definición de los estados del sistema para uno solo embalse. Observe que se supone conocido el estado inicial (el nivel de almacenamiento en el inicio de la primera etapa).

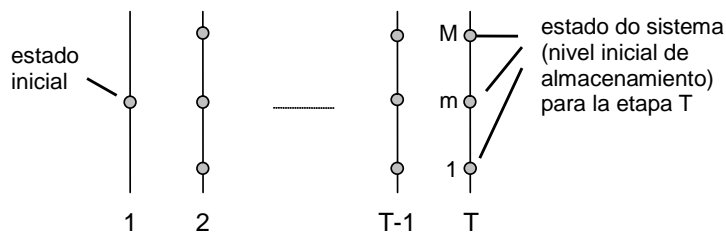


Figura 2.7 – Definición de los estados del sistema

- b) Empezando de la *última* etapa, T , resuelva el problema de despacho de una etapa (2.9) suponiendo que el almacenamiento inicial es el primer valor del conjunto definido en el paso (a) – por ejemplo, 100%. Dado que se está en la última etapa, la función de costo futuro es igual a cero. Para tomar en cuenta la incertidumbre hidrológica, resuelva el problema de despacho para K *escenarios* de caudales, que representan los distintos valores posibles de afluencias en la etapa. La Figura 2.8 ilustra el procedimiento.

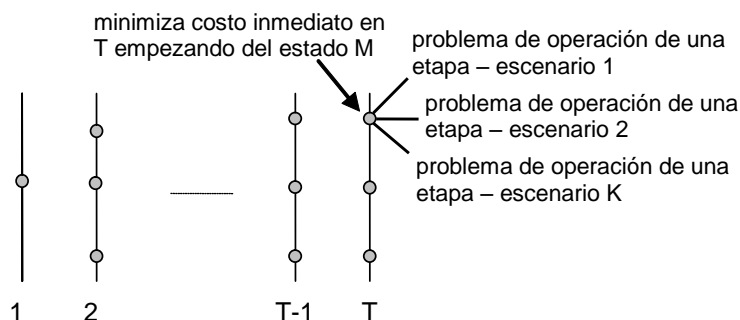


Figura 2.8 – Cálculo de la estrategia óptima – última etapa

- c) Calcule el valor esperado del costo operativo asociado al nivel de almacenamiento 100% como el promedio de los costos de los K subproblemas de una etapa. Con esto se obtiene el primer punto de la función de costo futuro para la etapa $T - 1$, i.e. $\alpha_T(v_T)$. Repita el procedimiento de cálculo del valor esperado del costo operativo para cada uno de los estados de almacenamiento inicial en la etapa T . Interpole los costos entre los estados calculados y produzca la FCF $\alpha_T(v_T)$ para la etapa $T - 1$ (ver Figura 2.9)

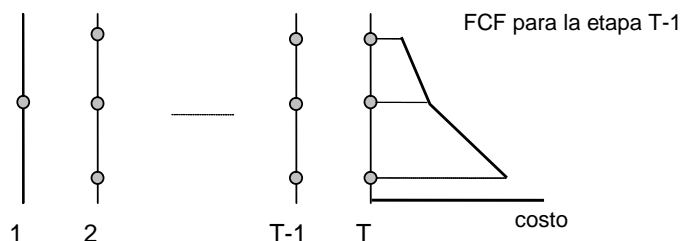


Figura 2.9 – Cálculo de la FCF para la etapa T-1

- d) Repita el procedimiento para cada uno de los estados seleccionados de la etapa $T - 1$, como se muestra en la Figura 2.10. Observe que el objetivo ahora es minimizar la suma del costo operativo inmediato de la etapa $T - 1$ más el valor esperado del costo futuro, dado por la FCF calculada en el paso anterior.

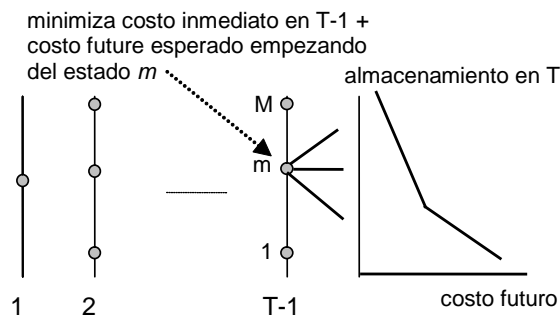


Figura 2.10 – Cálculo de los Costos Operacionales para la Etapa T-1 y FCF calculada en la etapa T

- e) Repita el procedimiento del paso (d) para las demás etapas $T - 2, T - 3$ etc. hasta la primera etapa.

2.4.3.3 Implementación del esquema SDP

Inicialice la FCF de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada valor de almacenamiento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho (2.9) para v_t^m y caudal a_t^k :

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2.10)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

Fin del “loop”

Calcular los costos operativos considerando todos los escenarios de caudales:

$$\alpha_t(v_t^m) = \sum_{k=1}^K p_k \times \alpha_t^k(v_t^m)$$

Fin del “loop”

Crear una función de costo futuro $\alpha_t(v_t)$ para la etapa anterior por interpolación de los valores discretos $\{\alpha_t(v_t^m), m = 1, \dots, M\}$

Fin del “loop”



2.4.4 Representación de la dependencia temporal de los caudales

La mayor parte de los caudales presenta una correlación serial, esto es, si el caudal del mes pasado fue más “seco” que el promedio, existe una tendencia de que el caudal del mes corriente también o sea. Esto se debe al efecto de los acuíferos subterráneos, que funcionan como “capacitores” (la tasa de vaciado del acuífero depende del volumen total absorbido en el pasado). Esta correlación se puede representar por una cadena de Markov, donde p_{kl} es la probabilidad de transición del caudal a_t^k en la etapa t para el caudal a_{t+1}^l en la etapa $t + 1$:

$t+1 \rightarrow$ $t \downarrow$	a_{t+1}^1	...	a_{t+1}^l	...	a_{t+1}^L
a_t^1	p_{11}	...	p_{1l}	...	p_{1L}
...
a_t^k	p_{k1}	...	p_{kl}	...	p_{kL}
...
a_t^K	p_{K1}	...	p_{Kl}	...	p_{KL}

La función de costo futuro en el esquema PDE tiene ahora dos variables de estado: el almacenamiento en el inicio de la etapa t y el caudal a lo largo de la misma etapa. La implementación de la PDE con dos variables de estado se presenta a continuación:

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T, a_T) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen inicial v_t^m y afluencia a_t^k donde el objetivo es minimizar la suma del costo inmediato más el valor esperado del costo futuro, calculado para todas las transiciones de a_t^k to $\{a_{t+1}^l\}$ en la próxima etapa (Figura 2.11):

$$\alpha_t(v_t^m, a_t^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \sum_{l=1}^L p_{kl} \times \alpha_{t+1}(v_{t+1}^k, a_{t+1}^l) \quad (2.11)$$

subeto a

$$v_{t+1}^k = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$

$$v_{t+1}^k \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

Fin del “loop”

Fin del “loop”



Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t, a_t)$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_t^k), m = 1, \dots, M; k = 1, \dots, K\}$

Fin del “loop”

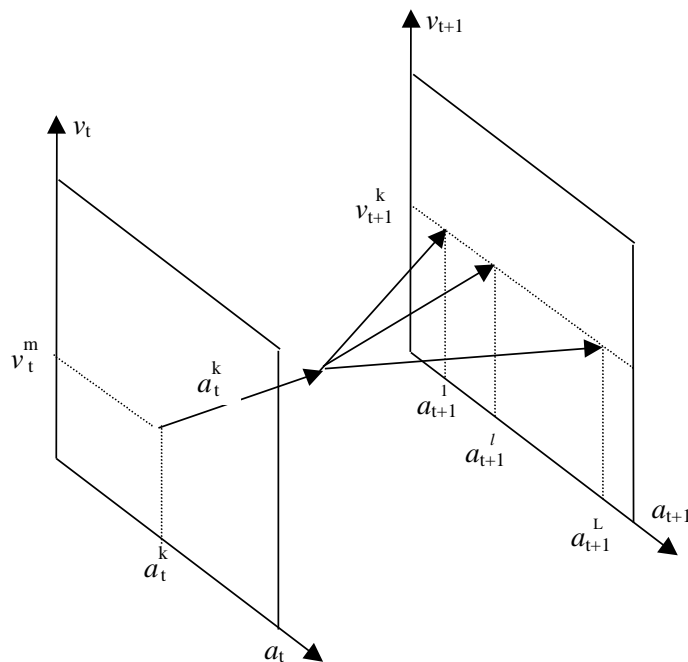


Figura 2.11 – PDE con a_t como variable de estado

2.5 Representación alternativa de la correlación serial

Una manera alternativa – y equivalente en términos matemáticos – de representar las correlaciones seriales es usar como variable de estado el caudal de la etapa anterior, a_{t-1} (Figura 2.12). El procedimiento pasa a ser:

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_t, a_{T-1}) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales anteriores $a_{t-1} = a_{t-1}^1, \dots, a_{t-1}^k, \dots, a_{t-1}^K$

Repita para cada caudal condicionado en $a_{t-1}^k: a_t = a_t^1, \dots, a_t^l, \dots, a_t^L$

Resuelva el despacho para los valores para v_t^m y a_t^l :

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}^l, a_t^l) \quad (2.12)$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \bar{v}$$



$$u_t \leq \bar{u}$$

Fin del “loop”

Calcule el valor esperado del costo

$$\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k) = \sum_{l=1}^L p_{kl} \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k)$$

Fin del “loop”

Fin del “loop”

Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t, a_{t-1})$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k), m = 1, \dots, M; k = 1, \dots, K\}$.

Fin del “loop”

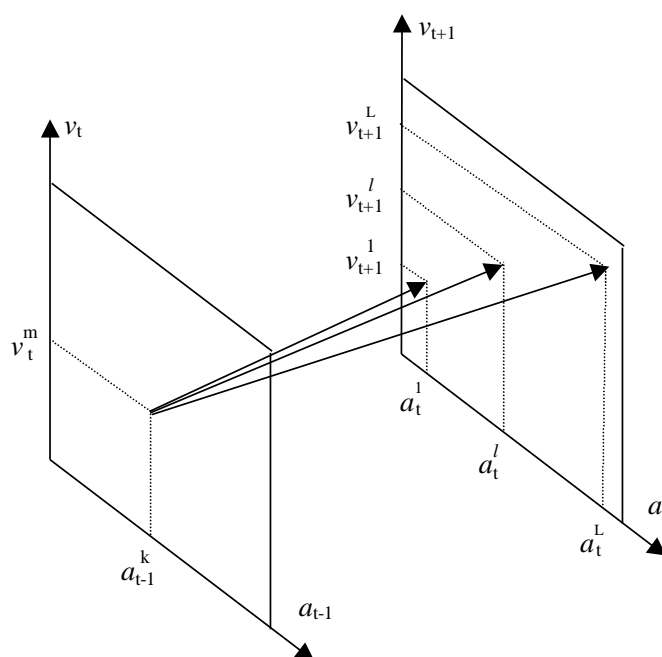


Figura 2.12 – PDE con a_{t-1} como variable de estado

2.6 Limitaciones del esquema PDE

El esquema PDE ha sido usado por varios años en los países con sistemas hidroeléctricos. Sin embargo, la recursión de PDE requiere la enumeración de todas las *combinaciones* de los valores del almacenamiento inicial y de los caudales anteriores. Como consecuencia, el esfuerzo computacional aumenta exponencialmente con el número de embalses. Este crecimiento (conocido como la “**maldición de la dimensionalidad**” de la programación dinámica) se ilustra en el Tabla 2.1, que muestra el número de combinaciones con el número de embalses, suponiendo que los niveles de los embalses y de los caudales se representan por 20 valores cada.



Tabla 2.1 – Maldición de la dimensionalidad

# embalses	# estados
1	$20^2 = 400$
2	$20^4 = 160 \text{ mil}$
3	$20^6 = 64 \text{ millones}$
4	$20^8 \approx 25 \text{ mil millones}$
5	$20^{10} \approx 10 \text{ billones}$

Esta limitación computacional llevó al desarrollo de esquemas aproximados de solución tales como la agregación de los embalses y la programación dinámica con aproximaciones sucesivas, donde la política operativa de cada embalse se calcula en separado, suponiendo conocidas las políticas para los demás embalses.

El enfoque utilizado en el modelo SDDP se basa en una técnica de representación analítica de la función de costo futuro, conocida como programación dinámica dual estocástica (PDDE). El esquema PDDE no requiere la discretización previa del espacio de estados, lo que alivia el esfuerzo computacional de la recursión de PD estocástica. La PDDE se aplicó a docenas de países en las Américas, Europa, Eurasia y Asia-Pacífico.

2.7 El esquema de PD Dual DP

2.7.1 El algoritmo PDDE

2.7.1.1 Aproximación lineal por partes de la función de costo futuro

El esquema PDDE se basa en el hecho que la FCF se puede representar como una función lineal por partes, esto es, no es necesario crear una tabla con interpolaciones. Además, se muestra que la inclinación de la FCF alrededor de un dado estado se obtiene analíticamente de los multiplicadores Simplex asociados a la solución óptima del problema de despacho de una etapa (2.9). La Figura 2.13 ilustra el cálculo por PDDE del costo operativo promedio y de la inclinación de la FCF para la última etapa, estado inicial = 100% (paso (c) del procedimiento tradicional de PDE).

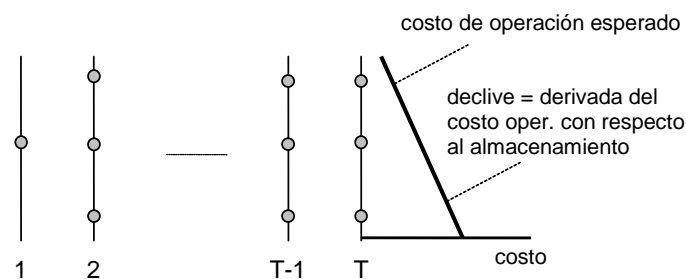


Figura 2.13 – PDDE – Cálculo del primer segmento lineal de la FCF

Se muestra a continuación el problema de despacho de la última etapa (observe que la FCF para esta etapa, $\alpha_{T+1}(v_{T+1})$, se inicializa como igual a cero):



$$\begin{aligned}
 z_T = & \text{Min } c_T(u_T) && \text{multiplicadores} \\
 \text{Sujeto a} & && (2.13) \\
 & v_{T+1} = v_T - u_T - s_T + a_T && \pi_h \\
 & v_{T+1} \leq \bar{v} && \pi_v \\
 & u_T \leq \bar{u} && \pi_u
 \end{aligned}$$

De la teoría de la programación lineal, se sabe que los multiplicadores asociados a cada restricción del problema a (2.13) en su solución óptima representan la derivada del costo óptimo z_T con respecto a una perturbación en el lado derecho de la restricción. En particular, el multiplicador asociado a la ecuación de balance hídrico, π_h , representa la derivada de z_T con respecto a una variación en el almacenamiento inicial v_T :

$$\pi_h = \partial z_T / \partial v_T \quad (2.14)$$

Se observa en la Figura 2.13 que la expresión (2.14) corresponde a la inclinación de la FCF para la etapa $T - 1$. El segmento lineal se puede interpretar como una expansión en series (hasta el primer término) de la FCF alrededor del almacenamiento inicial v_T .

La Figura 2.14 muestra el cálculo del costo operativo y de las inclinaciones de la FCF para cada estado en la etapa T . Se observa que la FCF $\alpha_T(v_T)$ de la etapa $T - 1$ es una superficie lineal por partes, donde para cada punto se selecciona el segmento con el costo más alto (“convex hull”).

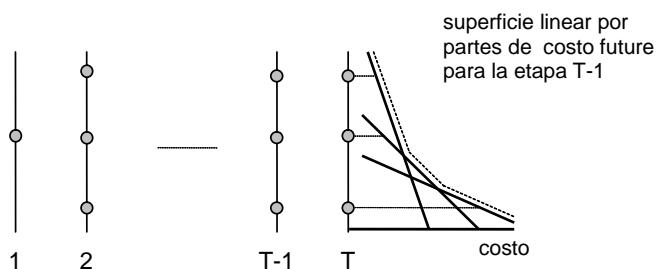


Figura 2.14 – Construcción de una FCF lineal por partes para la etapa T-1

El despacho hidrotérmico para la etapa anterior $T - 1$ se representa como el siguiente problema de programación lineal:

$$\begin{aligned}
 \alpha_{T-1}(v_{T-1}) = & \text{Min } c_{T-1}(u_{T-1}) + \alpha_T \\
 \text{sujeto a} & && (2.15) \\
 & v_T = v_{T-1} - u_{T-1} - s_{T-1} + a_{T-1} \\
 & v_T \leq \bar{v} \\
 & u_{T-1} \leq \bar{u} \\
 & \alpha_T \geq \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n \quad n = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$



La FCF se representa por la variable escalar α_T y por N restricciones lineales $\{\alpha_T \geq \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n\}$, donde N es el número de segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, las desigualdades $\{\alpha_T \geq \dots\}$ representan la característica lineal por partes de esta función (para cualquier v_T , el segmento “activo” será el del más alto valor $\varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n$).

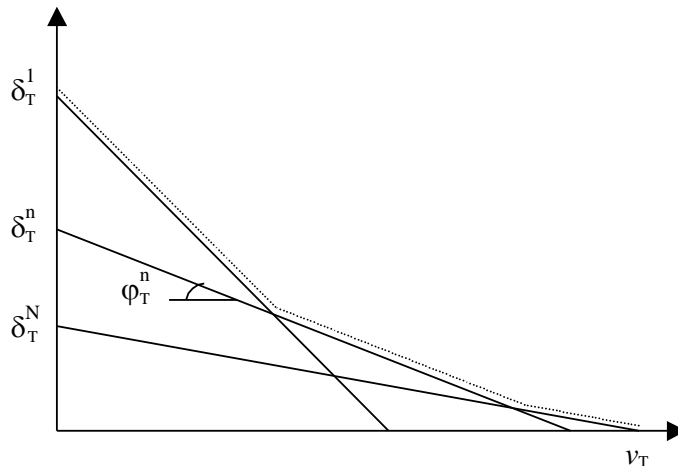


Figura 2.15 – FCF lineal por partes

2.7.2 Esquema de recursión “backward”

El procedimiento recursivo para cálculo de la FCF lineal por partes es muy semejante al de la PDE tradicional:

Inicialice el número de segmentos lineales N = número de almacenamientos iniciales M

Inicialice la FCF para la última etapa: $\{\varphi_{T+1}^n \text{ and } \delta_{T+1}^n\} = 0$ para $n = 1, \dots, N$

Repita para $t = T, T - 1, \dots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = \{v_t^m, m = 1, \dots, M\}$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen v_t^m caudal a_t^k :

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \quad \text{multiplicador} \quad (2.16)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k \quad \pi_{ht}^k$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \delta_{t+1}^n \quad \text{para } n = 1, \dots, N$$

Fin del “loop”

Calcule el coeficiente y el término constante para el segmento lineal m^{th} de la FCF de la etapa anterior:



$$\varphi_t^m = \sum_{k=1}^K p_k \times \pi_{ht}^k \quad \text{and} \quad \delta_t^m = \sum_{k=1}^K p_k \times \alpha_t^k(v_t^m) - \varphi_t^m \times v_t^m$$

Fin del “loop”

Fin del “loop”

2.7.2.1 Cálculo del límite inferior

A la primera vista, no existen diferencias significativas entre el procedimiento de PDDE y el esquema tradicional de PD. Sin embargo, se observa que bajo el esquema tradicional se construyó la FCF a través de la interpolación de los valores discretizados $\{\alpha_t(v_t^m)\}$. Esto significa que el número de puntos necesario para representar un sistema de I plantas hidroeléctricas es por lo menos igual a 2^I combinaciones de dos puntos extremos para cada embalse (lleno/vacío).

En la PDDE, los segmentos lineales se usan para extrapolar los valores de la FCF, esto es, no es necesario calcular todas las combinaciones de puntos para obtener FCF completa, aunque aproximada. Además, si se usa un conjunto menor de almacenamientos iniciales, se generan menos segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, la FCF resultante, que se basa en el máximo valor sobre todos los segmentos, será un límite inferior a la función “real”.

En consecuencia, la FCF para la primera etapa es un límite inferior \underline{z} para la solución óptima del despacho hidrotérmico:

$$\underline{z} = \alpha_1(v_1) \quad (2.17)$$

2.7.3 Cálculo del límite superior

Si encontramos una manera de calcular un límite superior \bar{z} para el valor de la solución óptima, esto haría posible una estrategia de aumentar incrementalmente la precisión de la solución del problema (esto es, empezar con un conjunto pequeño de almacenamientos iniciales; calcular los límites superior e inferior; y aumentar el número de puntos si fuera necesario).

2.7.3.1 Esquema de simulación

Este límite superior se estima a través de una simulación Monte Carlo de la operación del sistema, usando el conjunto de las FCFs producida por el esquema de recursión “backward”, vea la sección 2.7.2. El resultado de la simulación es un límite superior porque la única FCF que resultaría en el menor costo operativo promedio es la FCF óptima; una simulación operativa con cualquier otra FCF resultaría, por definición, en costos operativos más altos que el óptimo.

El esquema de simulación se implementa en los siguientes pasos:

Defina un conjunto de escenarios de caudales $\mathbf{a}_t = \{a_t^1, \dots, a_t^m, \dots, a_t^M\}$ para $t = 1, \dots, T$

Repita para cada escenario $\mathbf{a}_t = a_t^1, \dots, a_t^m, \dots, a_t^M$

Inicialice el almacenamiento para la etapa 1 como $\mathbf{1}$ las $v_t^m = v_1$



Repita para $t = 1, \dots, T$

Resuelva el despacho para el almacenamiento v_t^m y caudal u_t^m

$$\text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \quad (2.18)$$

sujeto a

$$v_{t+1}^m = v_t^m - u_t^m - s_t + a_t^m$$

$$v_{t+1}^m \leq \bar{v}$$

$$u_t^m \leq \bar{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1}^m + \delta_{t+1}^n \quad \text{para } n = 1, \dots, N$$

Fin del “loop”

Calcule el costo operativo total z^m para el escenario m como la suma de todos los costos inmediatos a lo largo del periodo de estudio:

$$z^m = \sum_{t=1}^T c_t(u_t^m)$$

Fin del “loop”

2.7.3.2 Intervalo de confianza

El valor esperado del costo operativo se estima por el promedio de los costos considerando todos los senarios de caudales:

$$\hat{z} = \frac{1}{M} \sum_{t=1}^T z^m \quad (2.19)$$

Cuando se usa una simulación Monte-Carlo, se puede calcular la incertidumbre alrededor del valor “verdadero” (de población) de \bar{z} . El intervalo de confianza a 95% es:

$$\bar{z} \in [\hat{z} - 1.96 \times \hat{\sigma}; \hat{z} + 1.96 \times \hat{\sigma}] \quad (2.20)$$

donde $\hat{\sigma}$ es la desviación estándar del estimador dada por:

$$\hat{\sigma} = \frac{1}{M-1} \sqrt{\sum_{m=1}^M (z^m - \bar{z})^2} \quad (2.21)$$

2.7.4 Verificación de la optimalidad

Se obtiene la solución óptima cuando el límite inferior \underline{z} calculado en (2.17) está en el intervalo de confianza (2.20). Se observa que, debido a la variación muestral, el límite inferior puede exceder el promedio estimado \hat{z} .



2.7.5 Nueva iteración

Si el límite inferior está fuera del intervalo de confianza, la recursión “backward” se ejecuta de nuevo, a partir de un conjunto adicional de valores de almacenamiento. Los candidatos naturales para los nuevos valores son los volúmenes $\{v_t^m, m = 1, \dots, M\}$ producidos en el paso de simulación.

Observe que se retiene los segmentos lineales calculados en la iteración anterior, pues la FCF lineal por partes se calcula como el máximo sobre todos los segmentos. En otras palabras, es posible perfeccionar gradualmente la representación de la FCF.

2.8 Representación de la correlación serial en la PDDE

La representación de la correlación serial en la PDDE se basa en un proceso de Markov (modelo lineal autoregresivo) y no una cadena de Markov:

$$\frac{(a_t - \mu_t)}{\sigma_t} = \phi_1 \times \frac{(a_{t-1} - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t \quad (2.22)$$

donde:

μ_t	caudal promedio
σ_t	desviación estándar
ϕ_1 y ϕ_2	parámetros del modelo
ξ_t	variable aleatoria independiente

Se usa la formulación de la sección 2.5, donde las variables de estado son el almacenamiento en el inicio de la etapa t , v_t , y el caudal de la etapa anterior, a_{t-1} . Esto se ilustra en las ecuaciones abajo, que muestran el problema de despacho para la etapa t , con almacenamiento inicial v_t^m y caudal anterior a_{t-1}^m :

$$\begin{aligned} \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = & \quad \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \quad \text{multiplicador} \quad (2.23) \\ & \text{sujeto a} \\ & v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l \quad \pi_{ht}^l \\ & v_{t+1} \leq \bar{v} \\ & v_{t+1} \leq \bar{v} \end{aligned}$$

El caudal para la etapa t , a_t^l , resulta de la aplicación del proceso de Markov (2.22):

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1} - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t \quad (2.24)$$

donde ξ_t^l se muestrea de la distribución de probabilidad correspondiente. La aproximación de la FCF para la etapa anterior tendrá dos coeficientes, basados en las derivadas de $\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m)$ con respecto a v_t^m and a_{t-1}^m en la solución óptima. El primer coeficiente se calcula como en el caso independiente:



$$\partial \alpha_t^l / \partial v_t = \pi_{ht}^l \quad (2.25)$$

El segundo se calcula a través de la regla de la cadena:

$$\partial \alpha_t^l / \partial a_{t-1} = \partial \alpha_t^l / \partial a_t \times \partial a_t / \partial a_{t-1} \quad (2.26)$$

El término $\partial \alpha_t^l / \partial a_t$ también corresponde al multiplicador π_{ht}^l , porque tanto v_t^m como a_t^l están en la misma ecuación de balance hídrico. A su vez, el término $\partial a_t / \partial a_{t-1}$ se calcula a partir de los parámetros del modelo de caudales de (2.24):

$$\partial a_t / \partial a_{t-1} = \sigma_t \phi_1 / \sigma_{t-1} \quad (2.27)$$

El esquema recursivo se implementa como:

1) Generación de M secuencias de caudales a lo largo del periodo de estudio

Inicialice $\{a_0^m\}, m = 1, \dots, M$

Repita para $t = 1, \dots, T$

Repita para $m = 1, \dots, M$

Muestre una variable aleatoria ξ_t^m

Calcule el caudal para la etapa t condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m :

$$a_t^m = \sigma_t \times \left[\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^m \right] + \mu_t$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

2) Recursión Backward

Repita para $t = T, T - 1, \dots, 1$

Repita para $m = 1, \dots, M$

Recupere el vector de estado [almacenamiento, caudal anterior] $\{v_t^m, a_{t-1}^m\}$

Repita para $l = 1, \dots, L$

Muestre una variable aleatoria ξ_t^l

Calcule el caudal para la etapa t condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m :

$$a_t^l = \sigma_t \times \left[\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l \right] + \mu_t$$

Resuelva el problema de despacho para v_t^m y a_t^k :



$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \quad (2.28)$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \gamma_{t+1}^n \times a_t^l + \delta_{t+1}^n$$

para $n = 1, \dots, N$

Calcule los coeficientes de la aproximación de la FCF para la etapa anterior, como se ilustra en (2.25) - (2.27)

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Observe que a_t^l es un valor conocido cuando se resuelve el problema de despacho (2.28). Consecuentemente, el término $\gamma_{t+1}^n \times a_t^l$ se suma al término constante δ_{t+1}^n . En otras palabras, dado que las derivadas se calculan analíticamente el esfuerzo computacional del esquema de la PDDE no cambia con el aumento de las dimensiones del espacio de estados.

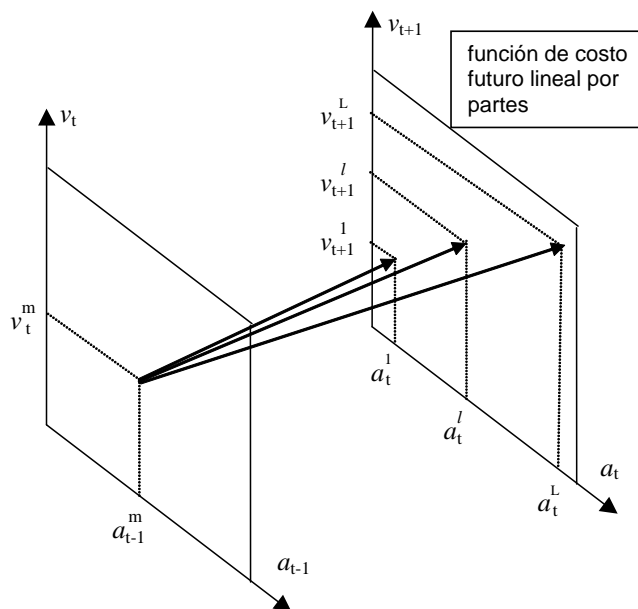


Figura 2.16 – Correlación serial en la PDDE



3 DESPACHO DE UNA ETAPA: FORMULACIÓN BÁSICA

3.1 Planteamiento del problema

Se presenta ahora en más detalle el cálculo de la decisión operativa óptima para cada etapa de los estudios de mediano y largo plazo. El problema de despacho hidrotérmico para la etapa t se plantea como:

$$\text{Min } FCI + FCF \quad (3.1)$$

sujeto a las restricciones operativas básicas de la etapa.

3.2 Función objetivo

Como fue discutido anteriormente, el objetivo del despacho hidrotérmico es minimizar la suma de los costos operativos inmediato y futuro. El costo inmediato FCI está dado por los costos térmicos $c(j) \times g_{tk}(j)$ en la etapa t , más las penalizaciones por las violaciones de restricciones operativas:

$$FCI = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c(j) \times g_{tk}(j) + c_{\delta} \times \delta_{gt} \quad (3.2)$$

donde

k	índice de los escalones de demanda en la etapa		
K	número de escalones		
j	índice de las centrales térmicas		
J	conjunto de centrales térmicas		
$c(j)$	costo variable de operación de la central j	\$/MWh	D
$g_{tk}(j)$	energía producida en la planta j en el tiempo t y escalón k	MWh	V
c_{δ}	representa (de manera genérica) el costo por la violación de una restricción operativa	\$/unidad violación	D
δ_{gt}	monto de la violación en la etapa t	unidad violación	V

A su vez, como se ilustró en la sección 2.4.3, el costo futuro FCF se representa por la siguiente función:

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) \quad (3.3)$$

donde:

v_{t+1}	almacenamiento al final de la etapa t	hm^3	V
a_t	Caudales afluente a los embalses durante la etapa t	hm^3	D

Observe que la FCF depende de los caudales debido a una dependencia temporal, esto es, un caudal húmedo en la etapa t indica que en promedio los caudales de la etapa $t + 1$ también serán húmedos¹.

¹ Esta dependencia se representa en los parámetros del modelo estocástico de caudales.



3.3 Restricciones operativas básicas

A continuación se describen las restricciones operativas básicas del problema de despacho. Estas restricciones son:

- ecuaciones de balance hídrico
- ecuaciones de suministro de la demanda
- límites operativos (límites de almacenamiento en los embalses, restricciones de turbinamiento mínimo y máximo y límites en la generación térmica)

3.3.1 Balance hídrico

Como se ilustró en la sección 2, la ecuación de balance hídrico relaciona el volumen de los embalses con el caudal afluente y el caudal defluente:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) + a_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^K [u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \phi_{tk}(i)] \quad (3.4)$$

$$+ \sum_{k=1}^K (\sum_{m \in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} s_{tk}(m) + \sum_{m \in I_F(i)} \phi_{tk}(m))$$

para $i = 1, \dots, I$

donde:

i	índice de las centrales hidroeléctricas		
I	conjunto de centrales hidroeléctricas		
$I_U(i)$	conjunto de centrales que turbinan para la central i		
$I_S(i)$	conjunto de centrales que vierten para la central i		
$I_F(i)$	conjunto de centrales que filtran para la central i		
$v_{t+1}(i)$	almacenamiento final de la central i en la etapa t	hm^3	V
$v_t(i)$	almacenamiento inicial de la central i en la etapa t	hm^3	D
$a_t(i)$	caudal lateral afluente a la central i en la etapa t	hm^3	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volumen evaporado en la central i en la etapa t	hm^3	D
$u_{tk}(i)$	volumen turbinado por la central i durante la etapa t , escalón k	hm^3	V
$s_{tk}(i)$	volumen vertido por la central i durante la etapa t , escalón k	hm^3	V
$\phi_{tk}(i)$	volumen filtrado por la central i durante la etapa t , escalón k	hm^3	V

3.3.2 Límites de almacenamiento

$$\underline{v}_t(i) \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i) \quad \text{for } i = 1, \dots, I \quad (3.5)$$

donde:

$\underline{v}_t(i)$	volumen mínimo de almacenamiento de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\bar{v}_t(i)$	volumen máximo de almacenamiento de la central i en la etapa t	hm^3	D



3.3.3 Turbinamiento mínimo

Dado que puede ser físicamente imposible atender una restricción de turbinamiento mínimo, es decir, el problema de una etapa puede resultar inviable se modela variables de holgura en las restricciones de turbinamiento mínimo como se ilustra a continuación:

$$u_{tk}(i) + \delta u_{tk}(i) \geq \underline{u}_{tk}(i) \quad \text{for } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \quad (3.6)$$

donde:

$\underline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado mínimo para la central i en la etapa t , escalón k	hm^3	D
$\delta u_{tk}(i)$	violación del turbinamiento mínimo en la etapa t , escalón k	hm^3	V

En la función objetivo se debe incluir la variable de holgura con un coeficiente de penalización alto²

3.3.4 Turbinamiento máximo

La máxima energía generada por una central hidroeléctrica está limitada por el mínimo valor entre la capacidad de la turbina y la capacidad del generador, como se muestra en la Figura 3.1.

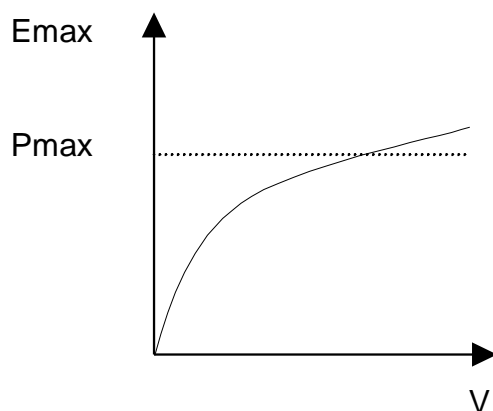


Figura 3.1 – Producción de energía

La restricción de turbinamiento máximo se formula de la siguiente manera:

$$u_{tk}(i) \leq \text{Min} (\bar{u}_{tk}(i), \bar{g}_{tk}(i) / \rho(v_t(i))) \quad \text{para } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \quad (3.7)$$

donde:

$\bar{u}_{tk}(i)$	máximo volumen turbinable para la central i , etapa t . Representa la capacidad de la turbina	hm^3	D
$\bar{g}_{tk}(i)$	potencia máxima de la central i en la etapa t . Representa la capacidad del generador	MW	D
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t calculado en función del volumen del embalse	MWh/hm^3	D

² La penalización debe reflejar el “trade-off” entre el costo operativo y el perjuicio de las violaciones de la restricción



3.3.5 Producción de energía hidroeléctrica

$$g_{tk}(i) = \rho(vt(i)) \times u_{tk}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \quad (3.8)$$

donde:

$g_{tk}(i)$	energía producida por i en el escalón k , etapa t	MWh	V
$\rho(vt(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t	MWh/hm ³	D

3.3.6 Límites en la generación térmica

$$\underline{g}_{tk}(j) \leq g_{tk}(j) \leq \bar{g}_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (3.9)$$

donde:

$g_{tk}(j)$	energía producida por la central térmica j en el escalón k	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	límite de generación mínima de la central j en el escalón k	MWh	D
$\bar{g}_{tk}(j)$	límite de generación máxima de la central t en el escalón k	MWh	D

Cabe observar que los límites de generación en cada escalón de demanda se calculan de la siguiente manera:

$$\bar{g}_{tk}(j) = \bar{g}_t(j) \times h(k) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (3.10a)$$

$$\underline{g}_{tk}(j) = \underline{g}_t(j) \times h(k) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (3.11b)$$

donde:

$h(k)$	duración del escalón k	hora	D
--------	--------------------------	------	---

3.3.7 Máxima descarga de la batería

$$ds_k(b) \leq \bar{p}(b) \quad \text{para } b = 1, \dots, B; k = 1, \dots, K \quad (3.12)$$

donde:

b	índice de las baterías		
B	conjunto de las baterías		
$ds_k(b)$	descarga de la batería b en el escalón k	MWh	V
$\bar{p}(b)$	potencia máxima de la batería b	MWh	D

3.3.8 Máxima carga de la batería

$$cr_k(b) \leq \bar{p}(b) \quad \text{para } b = 1, \dots, B; k = 1, \dots, K \quad (3.13)$$

donde:

$cr_k(b)$	carga de la batería b en el escalón k	MWh	V
-----------	---	-----	---



3.3.9 Balance de energía de batería

$$vb_{t+1}(b) = vb_t(b) + (\sum_{k=1}^K \beta_c cr_k(b) - ds_k(b)) \text{ para } b = 1, \dots, B \quad (3.14)$$

donde:

$vb_{t+1}(b)$	carga almacenada en la batería b al final de la etapa t	MWh	V
$vb_t(b)$	carga almacenada inicial en la batería b	MWh	D
β_c	eficiencia de carga de la batería b	p.u.	D

3.3.10 Almacenamiento máximo de la batería

$$vb_{t+1}(b) \leq \overline{vb}(b) \quad \text{para } b = 1, \dots, B \quad (3.15)$$

donde:

$\overline{vb}(b)$	almacenamiento máximo de la batería b	MWh	D
--------------------	---	-----	---

3.3.11 Almacenamiento mínimo de batería

$$vb_{t+1}(b) \geq \underline{vb}(b) \quad \text{para } b = 1, \dots, B \quad (3.16)$$

donde:

$\underline{vb}(b)$	almacenamiento mínimo de la batería b	MWh	D
---------------------	---	-----	---

3.3.12 Suministro de la demanda

$$\sum_{i=1}^I g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J g_{tk}(j) + \sum_{b=1}^B (\beta_d(b) \times ds_k(b) - cr_k(b)) = d_{tk} \text{ para } k = 1, \dots, K \quad (3.17)$$

donde:

β_d	eficiencia de descarga de la batería b	p.u.	D
d_{tk}	demanda de energía en la etapa t , escalón k	MWh	D

3.4 Función de costo futuro

Como se ilustró en la sección 2.7, la función de costo futuro se representa como un conjunto de restricciones lineales, donde cada una representa una linealización de la función.

$$\alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) = \alpha$$

sujeto a

$$\alpha \geq w_t(p) + \sum_{i=1}^I \lambda_{tv}(i, p) \times v_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^I \lambda_{ta}(i, p) \times a_t(i) \quad (3.18)$$

para $p = 1, \dots, P$

donde:

p	índice de los cortes o linealizaciones
-----	--



P	número de cortes o linealizaciones de la función de costo futuro		
α	variable escalar que representa el valor esperado del costo futuro	$k\$$	\vee
$w_t(p)$	término constante del p-ésimo corte	$k\$$	D
$\lambda_{tv}(i, p)$	coeficiente del volumen final del embalse i en el p-ésimo corte	$k\$/hm^3$	D
$\lambda_{ta}(i, p)$	coeficiente de la afluencia lateral a la central hidroeléctrica i en el p-ésimo corte	$k\$/hm^3$	D



4 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – HIDROELÉCTRICA

Además de las restricciones básicas el programa SDDP permite modelar una serie de aspectos adicionales. Cabe observar que la representación de estos aspectos es opcional y depende de las características del sistema en estudio.

4.1 Vertimiento no controlable

Para los representar los embalses que no pueden verter si no están llenos, se utilizan restricciones de programación entera mixta, como se ilustra a continuación:

$$x_t(i) \leq v_{t+1}(i) / \bar{v}_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.1a)$$

$$s_t(i) \leq M \times x_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.1b)$$

donde:

i	índice de las centrales hidroeléctricas		
I	número de centrales hidroeléctricas		
$x_t(i)$	variable de decisión de la planta i en la etapa t	0 – 1	V
$s_t(i)$	volumen vertido de la planta i en la etapa t	hm^3	V
M	una constante de grande valor (representa “infinito”)	hm^3	D
$v_{t+1}(i)$	almacenamiento final de la planta i en la etapa t	hm^3	V
$\bar{v}_t(i)$	almacenamiento máximo de la planta i en la etapa t	hm^3	D

4.2 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de alerta

El objetivo de restricciones de volumen de alerta es penalizar el almacenamiento cuando si encuentra en situaciones debajo de un nivel de seguridad. Este tipo de restricciones se utiliza, por ejemplo, en el sistema de Colombia.

$$v_t(i) + \delta a_t(i) \geq \underline{va}_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.2)$$

donde:

$\underline{va}_t(i)$	volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta a_t(i)$	violación del volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	V

Esta variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($\$/hm^3$) que debe ser informado por el usuario o puede ser calculado automáticamente por el modelo como siendo:

$1.1 \times [\text{Costo de la térmica más cara } (\$/MWh)] \times [\text{Suma de los coeficientes de producción del embalse y de las centrales aguas abajo del embalse}]$

Por la expresión anterior se concluye que el costo para usar el volumen de alerta es más alto que el costo de utilizar la térmica más cara del sistema. Consecuentemente, el volumen de alerta solo se utilizará cuando todas las plantas térmicas del sistema están generando su capacidad.



4.3 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes mínimos operativo

La curva de volumen mínimo operativo representa una reserva operativa “estratégica”, más importante que el volumen de alerta.

$$v_t(i) + \delta m_t(i) \geq \underline{vm}_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.3)$$

donde:

$\underline{vm}_t(i)$	volumen mínimo operativo de la central i , etapa t	hm^3	D
$\delta m_t(i)$	violación del volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm^3	V

Esta variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($\$/hm^3$) que debe ser informado por el usuario o puede ser calculado automáticamente por el modelo como siendo:

$$1.1 \times [\text{Costo de Racionamiento } (\$/MWh)] \times [\text{Suma de los coeficientes de producción del embalse y de las centrales aguas abajo del embalse}]$$

En otras palabras esta restricción no será atendida únicamente si es físicamente imposible, por ejemplo, si el menor valor de la curva aumenta de una etapa para otra y el caudal no es suficiente para llenar el embalse hasta el nuevo nivel.

4.4 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de espera

La curva de volúmenes de espera representa restricciones en el volumen almacenado en el embalse para control de inundaciones. Estas restricciones son modeladas de la siguiente manera:

$$v_t(i) \leq \text{Min}(\bar{v}_t(i), \underline{ve}_t(i)) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.4)$$

donde:

$\underline{ve}_t(i)$	volumen de espera de la central i , etapa t	hm^3	D
-----------------------	---	--------	---

4.5 Restricciones en el desfogue total

Las restricciones en el desfogue total de una central hidroeléctrica representan restricciones de navegación en el caso del desfogue total mínimo y en el caso del desfogue total máximo sirven para evitar daños aguas abajo en el caso de crecidas.

$$\underline{\Delta}_t(i) \leq u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \delta_{1t}(i) - \delta_{2t}(i) \leq \bar{\Delta}_t(i) \quad (4.5)$$

para $i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K$

donde:

$\underline{\Delta}_t(i)$	desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\bar{\Delta}_t(i)$	desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm^3	D



$\delta_{1t}(i)$ violación del desfogue mínimo de la central i en la etapa t
 $\delta_{2t}(i)$ violación del desfogue máximo de la central i en la etapa t

hm^3
 hm^3

Las variables que representan las violaciones de las restricciones de desfogue entran en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($\$/hm^3$). Los valores de penalidad por violación del desfogue total (mínimo o máximo) deben ser informados por el usuario.

4.6 Restricciones de regulación en centrales de pasada

La mayoría de las centrales de pasada tienen pequeños embalses que permiten por lo menos una regulación diaria, es decir, el volumen afluente que llega en la hora fuera de la punta puede ser almacenados para ser turbinado en la hora de punta. En el caso de embalses muy pequeños es posible limitar esta transferencia a través de la siguiente restricción:

$$u_{tk}(i) + s_{tk}(i) \geq \phi(i) \times [a_t(i) \times h(k) + \sum_{m \in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} s_{tk}(m)] \quad (4.6)$$

para $i = 1, \dots, I$; $k = 1, \dots, K$

donde:

$\phi(i)$ factor de regulación de la central de pasada i p.u. D

Si el factor de regulación $\phi(i) = 1$ significa que 100% del volumen lateral afluente en el escalón k (suma de la afluencia incremental y de los desfogues de las centrales aguas arriba) debe ser usado en el mismo escalón, es decir, no existe transferencia de energía entre los escalones: se trata de una central de pasada *pura*. Caso el factor de regulación $\phi(i) = 0$ significa que se puede transferir 100% del volumen afluente para producción de energía en cualquier otro escalón. Valores intermedios para $\phi(i)$, entre 0 y 1, reflejan una capacidad parcial de regulación de los caudales entre los escalones.

4.7 Riego

Cuando se representan riegos, se modifica la ecuación de balance hídrico de las centrales con riego para considerar una constante $r(i)$ (que corresponde a los valores especificados para el riego) y una variable de decisión $\delta r(i)$ para representar la violación del riego especificado, como ilustrado a continuación:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) + a_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^K [u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \phi_{tk}(i)] \quad (4.7)$$

$$-r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{k=1}^K (\sum_{m \in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} s_{tk}(m) + \sum_{m \in I_F(i)} \phi_{tk}(m))$$

para $i = 1, \dots, I$

donde:

$r_t(i)$ volumen retirado de la central i (riego) en la etapa t hm^3 V
 $\delta r_t(i)$ violación del riego de la central i en la etapa t hm^3 V



La variable de holgura que representa la violación del riego $\delta r(i)$ tendrá sus límites establecidos por el propio valor del riego como:

$$\delta r_t(i) \leq r_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.8)$$

La función objetivo penaliza estas variables de holgura (violación de riego) de acuerdo con el tipo del modelo de riego establecido por el usuario:

1. Riego es prioritario a la producción de energía:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{costo de déficit} \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(m)) \times \delta r_t(m)]$$

donde:

$J(i)$ conjunto de plantas aguas abajo de la planta i D

2. La producción de energía es prioritaria al riego:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{costo operativo de la térmica más cara} \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(m)) \times \delta r_t(m)]$$

3. Valor de penalidad informado por el usuario:

$$\mu_r(i) = C_{ri} \times \delta r_t(m)$$

donde:

C_{ri} costo fijo proporcionado por el usuario $k\$/hm^3$ D

4.8 Modelo de volumen muerto

El proceso de llenado de un embalse hasta que el volumen embalsado alcance el nivel mínimo (conocido como “volumen muerto”) tiene efecto sobre la operación tanto de plantas que están aguas arriba como también de plantas ubicadas aguas debajo de la central en proceso de llenado del volumen muerto. Para representar el llenado del volumen muerto se utiliza curva creciente para el almacenamiento mínimo (sección 4.3) como ilustrado por la Figura 4.1 a continuación.

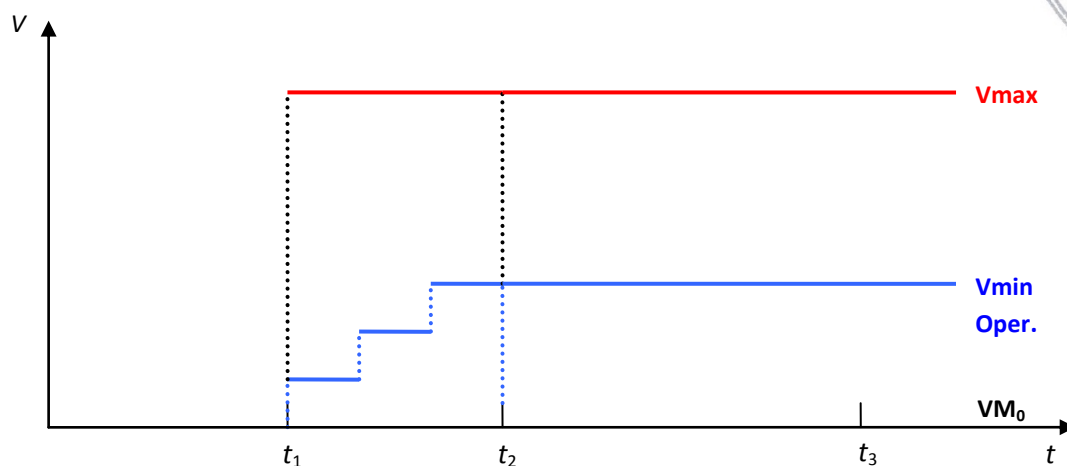


Figura 4.1 – Modelaje del llenado del volumen muerto de una central hidroeléctrica

donde:

t	etapa del estudio	D
t_1	la etapa inicial del período definido para completar el volumen muerto	D
t_2	el número de etapas para completar el volumen muerto	D
t_3	la etapa final del período definido para completar el volumen muerto,	D
	$t_2 = t_1 + N$	
N	la etapa de entrada en operación	D
VM_0	condición del embalse en la primera etapa del período definido para completar el volumen muerto	p.u. D
V_{max}	volumen máximo del embalse de los datos de configuración hidroeléctrica	hm^3 D
V_{min}	volumen mínimo del embalse de los datos de configuración hidroeléctrica	hm^3 D
Q_{max}	Turbinamiento máximo de los datos de configuración hidroeléctrica	m^3/s D

En este modelo se observan las siguientes variaciones en el tiempo:

- Antes de t_1 la planta es futura, o sea, no produce energía;
- El volumen mínimo, para aquellas plantas que tienen período definido para completar el volumen muerto, no puede ser una restricción dura porque esto puede provocar inviabilidad a partir del período ($t_1 \leq t$) definido para completar el volumen muerto. El volumen mínimo será definido igual a cero y su volumen mínimo real será representado como un volumen mínimo operativo penalizado en la función objetivo;
- El proceso para completar el volumen muerto ($t_1 \leq t \leq t_2$) será realizado a través de una función lineal y creciente por bloques representada por el volumen mínimo operativo y penalizada como $1.1 \times$ costo de déficit. En este período la planta deja de ser futura solamente para efecto de completar el volumen muerto pero no entra efectivamente en operación;
- A partir de $t \geq t_2$, la planta comienza a contribuir para la energía almacenada y energía almacenable máxima, a pesar de no estar en operación. La contribución para el cálculo de



las energías debe ser solamente la debida al volumen del embalse. La productibilidad de esta planta no debe ser acumulada para uso en el cálculo de la energía almacenada. El volumen mínimo operativo será utilizado para calcular el volumen útil de la planta;

- De t_3 en adelante, la planta entra efectivamente en operación.

La Tabla 4.1 presenta un sumario de cómo se representan las variables durante el período de llenado del volumen muerto.

Tabla 4.1 – Parámetros para el proceso de llenado del volumen muerto

Variable/Período	$t < t_1$	$t_1 \leq t < t_2$ ($k = 1 \dots N - 1$)	$t_2 \leq t < t_3$	$t_3 \leq t$
Factor de producción	Constante	Constante	Constante	Constante
Volumen mínimo	VM0	VM0	VM0	VM0
Volumen máximo	0	Vmax	Vmax	Vmax
Volumen mínimo operativo	0	VM0 + (Vmin-VM0) × (k+1)/N	Vmin	Vmin
Turbinamiento Máximo	0	0	0	Qmax
Energía Almacenada y Almacenable Máxima	0	0	Contabiliza solamente la contribución de la propia planta.	Contabiliza toda la cascada.

4.9 Canal de desfogue

La altura del canal de desfogue varía en función del desfogue total y esta dependencia influencia el cálculo del factor de producción, dado por:

$$\rho = \Delta h \times g \times \eta \quad (4.9)$$

donde la diferencia de alturas está definida como:

$$\Delta h = h(v) - h(u + s) \quad (4.10)$$

donde:

v	volumen almacenado en el embalse
u	volumen turbinado
s	volumen vertido
$h(v)$	cota del embalse
$h(u + s)$	cota del canal de desfogue



Suponga que $h(v)$ es constante o calculado a priori en función del volumen del embalse. Suponga también que se informa una tabla (h_i, d_i) que contiene la información de la cota del canal de desfogue función del desfogue total de la central. Por lo tanto, se puede considerar h_i la cota del canal de desfogue como representado en la Figura 4.2.

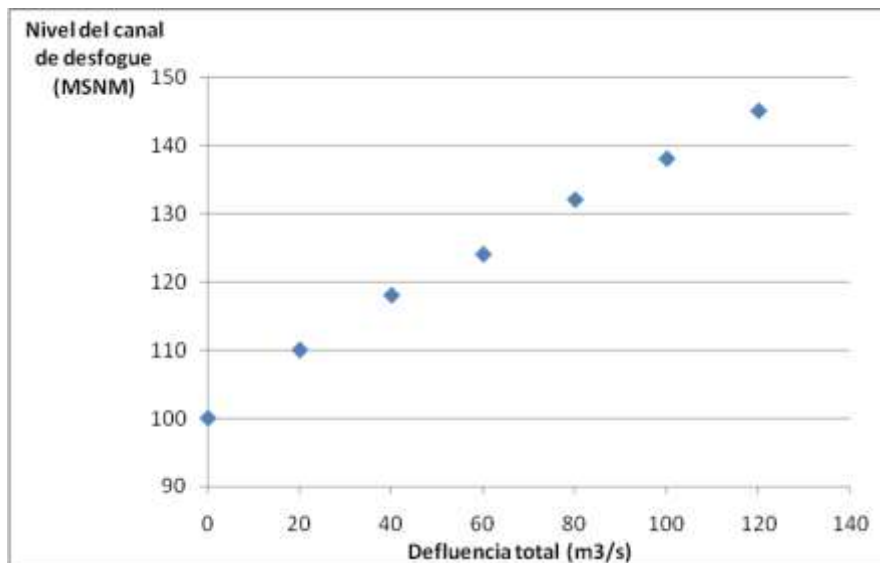


Figura 4.2 – Nivel del canal de desfogue versus desfogue total

A partir de estos cinco intervalos es posible definir los siguientes valores para Δh :

$$\Delta h_i = h(v) - h_i \quad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \quad (4.11)$$

Por lo tanto tendremos un factor de producción para cada intervalo:

$$\rho_i(d) = \Delta h_i \times g \times \eta \quad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \quad (4.12)$$

Finalmente la generación hidroeléctrica para cada segmento estará dada por:

$$E_i = \rho_i(d) \times u \quad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \quad (4.13)$$

La construcción de la curva a continuación se hace a partir de la siguiente tabla:

Tabla 4.2 – Cota del canal de desfogue versus desfogue total

Desfogue total (m3/s)	Cota del canal de desfogue (MSNM)	Factor de producción (MW/m3/s)	Turbina- miento (m3/s)	Genera- ción (MW)
0	100	1.962	0	0.00
20	110	1.766	20	35.32
40	118	1.609	40	64.35
60	124	1.491	60	89.47
80	132	1.334	80	106.73
100	138	1.216	80	97.32
120	145	1.079	80	86.33



Para desfogues totales mayores que el turbinamiento máximo, la generación total va disminuyendo en función de la altura del canal de desfogue que aumenta con el vertimiento y por lo tanto disminuye el factor de producción.

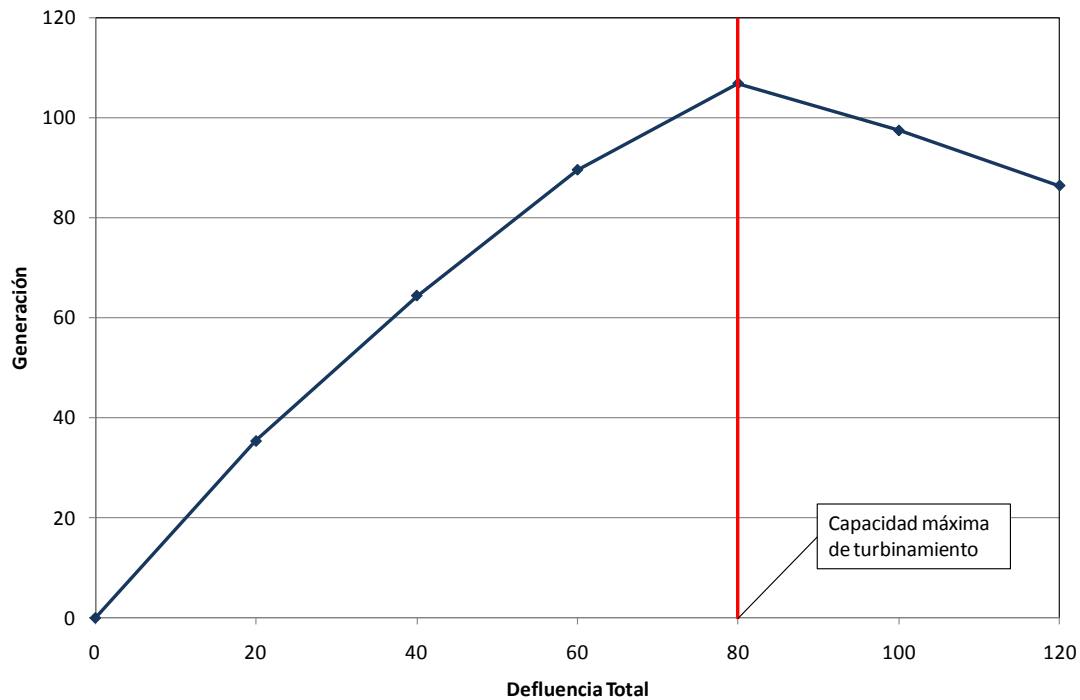


Figura 4.3 – Potencia generada × desfogue

Asociado a cada uno de los segmentos i se define una recta dada por:

$$a_i (u + s) + b_i \quad (4.14)$$

donde:

$$a_i = (g_{i+1} - g_i) / (d_{i+1} - d_i) \quad \text{y} \quad b_i = g_{i+1} - a_i d_{i+1}$$

y por lo tanto la variación de la generación hidroeléctrica en función de la altura del canal de desfogue puede ser representada a través del siguiente conjunto de restricciones:

$$E_h \leq a_i (u + s) + b_i \quad (4.15a)$$

$$u \leq \bar{u} \quad (4.15b)$$

4.10 Generación en función de la afluencia

Para plantas filo de agua, el turbinamiento es igual a la afluencia total. La utilización de caudales promedio (mensuales o semanales) puede súper-estimar la generación de estas plantas. Una alternativa para modelar la generación de plantas filo de agua de manera más adecuada es definir una tabla que relaciona el caudal turbinable dado el caudal total. Por ejemplo:



Tabla 4.3 – Turbinamiento versus caudal afluente

Caudal total (m ³ /s)	Caudal turbinable (m ³ /s)
$a_t \leq 10$	10
$10 < a_t \leq 20$	19
$20 < a_t \leq 30$	28
$30 < a_t \leq 40$	36
$40 < a_t \leq 50$	38

Una manera de corregir esta sobre-estimativa sería ajustar el factor de producción de la central por un factor que represente que la producción de energía depende del caudal afluente total. Suponga el siguiente ajuste para una central con factor de producción de 1.2 MW/m³/s:

Tabla 4.4 – Factor de Producción

Caudal total (m ³ /s)	Caudal turbinable (m ³ /s)	Ajuste de factor de producción	Factor de produc- ción resultante
$a_t \leq 10$	10	1.00	1.20
$10 < a_t \leq 20$	19	0.95	1.14
$20 < a_t \leq 30$	28	0.93	1.12
$30 < a_t \leq 40$	36	0.90	1.08
$40 < a_t \leq 50$	38	0.76	0.91

La generación hidroeléctrica, representada por la variable E_h para cada intervalo es dada por el producto del factor de producción resultante multiplicado por el caudal total, limitada por la capacidad de turbinamiento de la planta.

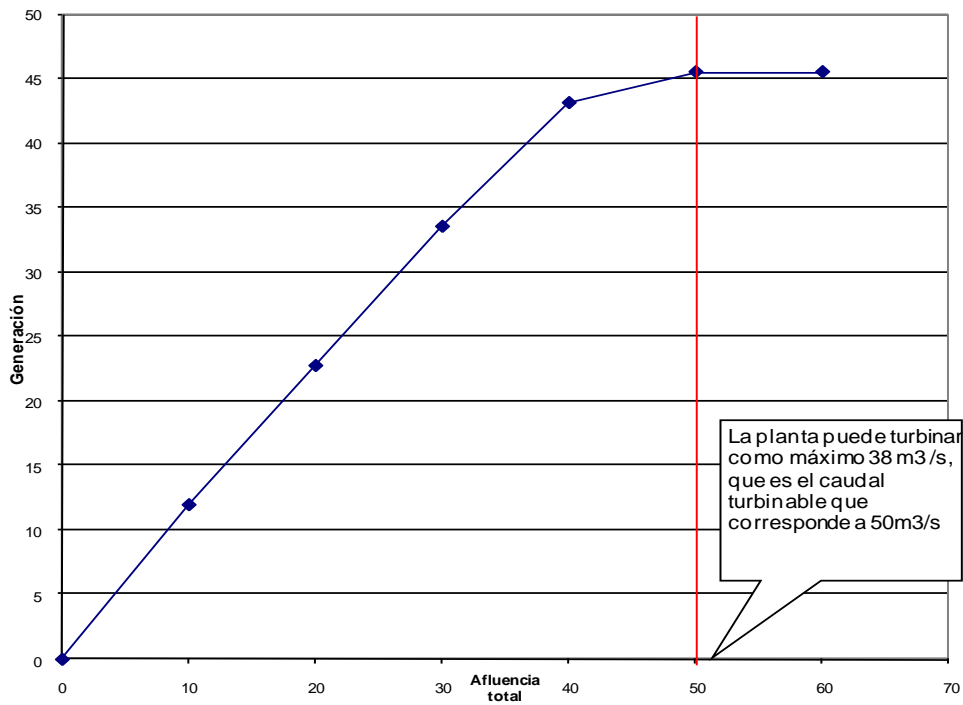


Figura 4.4 – Factor de producción × caudal afluente de plantas filo de agua

Asociado a cada uno de los segmentos i se define una recta dada por:

$$\phi_i (u + s) + \theta_i \tag{4.16}$$

Donde utilizando los puntos extremos (a_i, g_i) y (a_{i+1}, g_{i+1}) , se obtiene:

$$\phi_i = (g_{i+1} - g_i) / (a_{i+1} - a_i) \quad \text{y} \quad \theta_i = g_{i+1} - \phi_i a_{i+1}$$

y por lo tanto la variación de la generación hidroeléctrica en función de la afluencia total puede ser representada a través del siguiente conjunto de restricciones:

$$E_h \leq \phi_i (u + s) + \theta_i \quad \text{para } i = 1, \dots, \text{Número de segmentos} \tag{4.17a}$$

$$u \leq \bar{u} \tag{4.17b}$$

4.11 Curva de aversión a riesgo

La Curva de Aversión a Riesgo (CAR) se representa en el modelo SDDP por sistema a través de la siguiente restricción:

$$\sum_{i \in N_r} \sum_{j \in J_i} (\rho(v_t(j)) \times (v_{t+1}(j) - \underline{v}_t(j)) \times f_{vutil}(j) + \delta_t \geq f_{ea} \times \sum_{i \in N_r} \sum_{j \in J_i} (\bar{\rho}(j) \times (\bar{v}_t(j) - \underline{v}_t(j)) \times f_{vutil}(j) \tag{4.18}$$

donde:



i, j	índices para los embalses		
N_r	número de embalses del sistema		
J_i	conjunto de plantas hidroeléctricas aguas abajo de la planta i		
$\rho(v_t(j))$	coeficiente de producción para cálculo de la energía almacenada de la CAR, de la planta j en la etapa t , calculado en función del volumen del embalse	MWh/hm^3	V
$\bar{\rho}(j)$	coeficiente de producción promedio para cálculo de la energía almacenable máxima, de la planta j	MWh/hm^3	D
$v_{t+1}(j)$	almacenamiento final de j en la etapa t	hm^3	V
$\underline{v}_t(j)$	almacenamiento mínimo de j en la etapa t	hm^3	D
$\bar{v}_t(j)$	almacenamiento máximo de j en la etapa t	hm^3	D
$f_{vutil}(j)$	factor de participación del volumen de la planta j en el sistema	$p.u$	D
δ_t	variable de holgura asociada a la restricción de la curva de aversión a riesgo en la etapa t	MWh	V
f_{ea}	factor de la curva de aversión a riesgo	$p.u$	D

La variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad expresado en \$/MWh. Ella indica cual es el recurso más caro que se desea utilizar para evitar la violación del nivel de almacenaje establecido por la Curva de Aversión a Riesgo. El usuario puede seleccionar el tipo de penalización que desea asociar a la violación de la Curva de Aversión a Riesgo. Las siguientes dos posibilidades están disponibles en el programa.

- Penalidad de referencia: corresponde a un valor constante, informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo. Es la opción padrón ($1.1 \times \text{Costo de la térmica más cara}$) determina que esta restricción no será atendida únicamente con la finalidad de evitar un racionamiento en el sistema.
- Penalidad reducida: corresponde a un valor de penalidad calculado automáticamente en función del valor del agua para cada etapa y escenario hidrológico.

En la recursión backward existen dos opciones adicionales para corrección del factor de penalización. En la primera se determina la penalización reducida para el primer escenario condicionado (abertura) de cada serie y se asume que este valor es una buena aproximación para las aberturas restantes. En la segunda opción, el programa determina una penalización reducida individualizada para cada escenario condicionado.

4.12 Energía de alerta para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad mínima de energía de alerta a ser atendida por un conjunto de embalses.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) + \delta a_t(r) \geq \underline{ea}_t(r) \quad (4.19)$$

para $r = 1, \dots, R_a$

donde

R_a	conjunto de restricciones de energía de alerta		
U_r	conjunto de embalses para la restricción de energía de alerta r		
$\delta a_t(r)$	violación da energía de alerta r en la etapa t	<i>MWh</i>	V
$\underline{ea}_t(r)$	energía de alerta r en la etapa t	<i>MWh</i>	D

La variable de holgura que representa la violación de las restricciones de energía de alerta es considerada en la función objetivo, multiplicada por un coeficiente de penalidad ($\$/MWh$), informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo como:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{costo de la térmica más cara}$$

4.13 Energía mínima de seguridad para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad mínima de energía de seguridad a ser atendida por un conjunto de embalses.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) + \delta m_t(r) \geq \underline{em}_t(r) \tag{4.20}$$

para $r = 1, \dots, R_s$

donde

R_s	conjunto de restricciones de energía de seguridad		
U_r	conjunto de embalses para la restricción de energía de seguridad r		
$\delta m_t(r)$	violación de la energía de seguridad r en la etapa t	<i>MWh</i>	V
$\underline{ea}_t(r)$	energía de seguridad r en la etapa t	<i>MWh</i>	D

La variable de holgura que representa la violación de las restricciones de energía de seguridad es considerada en la función objetivo, multiplicada por un coeficiente de penalidad ($\$/MWh$), informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo como:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{costo de déficit}$$

4.14 Energía de espera para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad máxima de energía de espera a ser atendida por un conjunto de embalses.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) \leq \overline{ee}_t(r) \tag{4.21}$$

para $r = 1, \dots, R_e$

donde

R_e	conjunto de restricciones de energía de espera		
-------	--	--	--



U_r conjunto de embalses para la restricción de energía de espera r
 $\overline{e}_t(r)$ energía de espera r en la etapa t

MWh

D

5 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – PLANTAS TÉRMICAS

5.1 Centrales térmicas con costos lineales por parte

El factor de consumo de centrales térmicas (en unidades de combustible/MWh) se representa variable hasta un máximo de tres valores de acuerdo al despacho de la central, como se muestra en la Figura 5.1 a continuación.

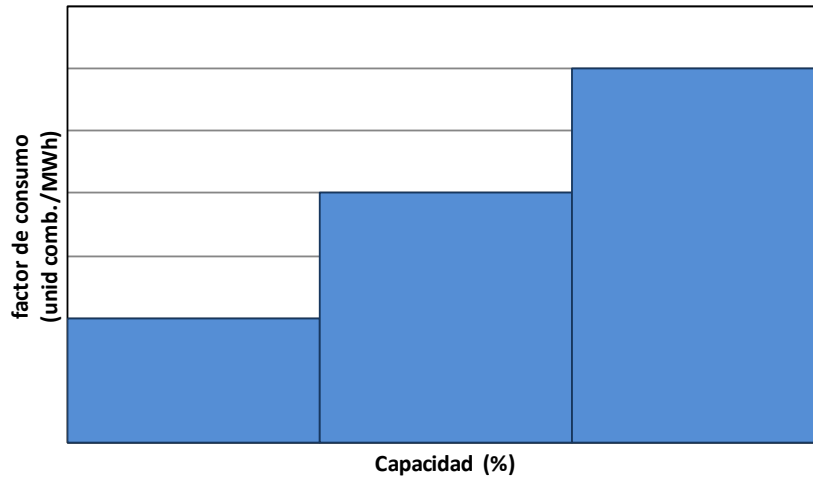


Figura 5.1 – Factor de consumo en función de la producción de la central térmica

En este caso el costo operativo de la central térmica resulta en una función lineal por partes, como ilustrado en la Figura 5.2.

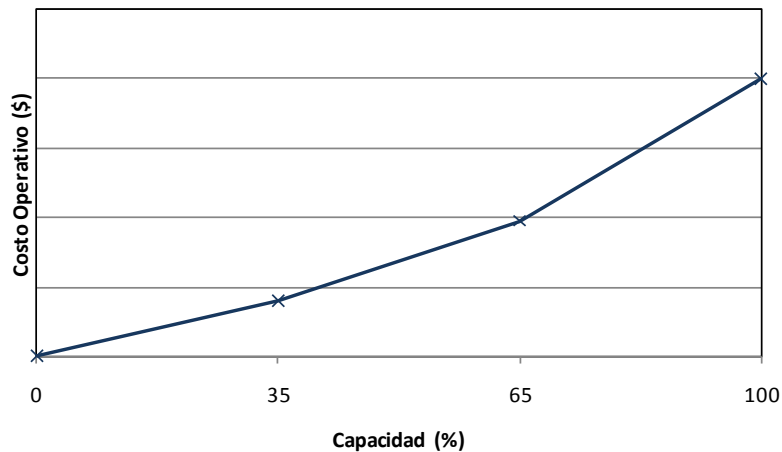


Figura 5.2 – Costo operativo térmico por una función lineal por partes

Se observa que los costos operativos unitarios son no decrecientes. Internamente, este tipo de central se representa con tres variables de generación térmica, cada una con un costo unitario de $c(j, h)$ \$/MWh, para $h = 1, 2, 3$. Estas variables tienen los siguientes límites operativos:

$$0 \leq g_{tk}(j, h) \leq \sigma(j, h) \times \bar{g}_{tk}(j) \text{ para } j = 1, \dots, J; h = 1, 2, 3; k = 1, \dots, K \quad (5.1)$$



donde:

$c(j, h)$	costo unitario de la térmica j en el tramo h		D
$g_{tk}(j, h)$	generación de la central térmica j en el tramo h	MWh	V
$\sigma(j, h)$	factor de participación del tramo h en la capacidad total	p.u	D

La generación total de la central en la etapa t , escalón k , es, por lo tanto, calculada como la suma de las variables generación de cada tramo:

$$g_{tk}(j) = \sum_{h=1}^3 g_{tk}(j, h) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (5.2)$$

De forma similar, en la función objetivo del problema de despacho el costo de producción de la térmica se calculará por:

$$\sum_{h=1}^3 c(j, h) \times g_{tk}(j, h) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (5.3)$$

Cabe observar que si para la central térmica j se representan restricciones de generación mínima mayores que cero, las restricciones de límite operativo se escriben de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Min } \left\{ \underline{g}_{tk}(j) - \sum_{i < h} \sigma(j, i) \times \bar{g}_{tk}(j); \sigma(j, h) \times \bar{g}_{tk}(j) \right\} \leq \\ g_{tk}(j, h) \leq \sigma(j, h) \times \bar{g}_{tk}(j) \end{aligned} \quad (5.4)$$

para $j = 1, \dots, J; h = 1, 2, 3, k = 1, \dots, K$

5.2 Centrales térmicas *must-run*

Estas centrales se caracterizan por tener que generar, de forma forzada, su capacidad máxima. En este caso las restricciones de límite de generación térmica para centrales para este tipo de central se substituyen por las siguientes restricciones:

$$g_{tk}(j) = \bar{g}_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (5.5)$$

5.3 Límites en el consumo de combustible

La restricción representa límites en la disponibilidad de un combustible en la etapa:

$$\sum_{k=1}^K \sum_{j \in \Phi(l)} \varphi(j) \times g_{tk}(j) \leq \bar{\Phi}_t(l) \quad \text{para } l = 1, \dots, F \quad (5.6)$$

donde:

l	índice de los combustibles
F	número de combustibles
$\Phi(l)$	conjunto de térmicas que utilizan el combustible l

$\varphi(j)$	factor de consumo de la central j	UC / MWh	D
$\overline{\Phi}_t(l)$	disponibilidad del combustible de la central l en la etapa t	UC	D

5.4 Límites en la tasa de consumo de combustible

La restricción representa límites en la tasa de consumo de un combustible en la etapa, debido, por ejemplo, a la dimensión de un gaseoducto.

$$\sum_{j \in \Phi(l)} \varphi(j) \times g_{tk}(j) \leq \tau_t(l) \times h(k) \quad \text{para } l = 1, \dots, F; k = 1, \dots, K \quad (5.7)$$

donde:

l	índice de los combustibles		
F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de térmicas que utilizan el combustible l		
$\varphi(j)$	factor de consumo de la central j	UC / MWh	D
$\tau_t(l)$	tasa máxima de consumo del combustible l en la etapa t	UC/hora	D
$h(k)$	duración del escalón k	horas	D

5.5 Restricciones de generación mínima para grupos de centrales térmicas

Las restricciones de generación mínima son necesarias por ejemplo para aporte de reactivos. Cuando son individuales se representan como los límites inferiores de las variables de generación térmica (3.9). Para grupos de centrales térmicas se representa la siguiente restricción:

$$\sum_{j \in J_r} g_{tk}(j) \geq \underline{G}_{tk}(r) \quad \text{para } r = 1, \dots, R; k = 1, \dots, K \quad (5.8)$$

donde:

r	índice de los grupos de centrales térmicas		
R	número de grupos de centrales térmicas		
J_r	conjunto de térmicas que pertenecen al grupo r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	generación mínima para el grupo r en la etapa t , escalón k	MWh	D

Observe que en la implementación de esta restricción existe la limitación de que cada unidad térmica sólo puede participar en una restricción de generación mínima.

5.6 Restricciones de generación

Estas restricciones son una generalización de las anteriores. Pueden combinar unidades hidroeléctricas y térmicas y pueden limitar su generación total inferior o superiormente. Además cada generador hidroeléctrico o térmico puede participar en más de una restricción.

La expresión general es:



$$\underline{G}_{tk}(r) \leq \sum_{i \in I_r} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J_r} g_{tk}(j) \leq \overline{G}_{tk}(r) \quad \text{para } r = 1, \dots, R; k = 1, \dots, K \quad (5.9)$$

donde:

r	índice de las restricciones de generación		
R	número de restricciones de generación		
I_r	conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la restricción r		
J_r	conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	Límite inferior de la restricción r en la etapa t , escalón k	<i>MWh</i>	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	Límite superior de la restricción r en la etapa t , escalón k	<i>MWh</i>	D

5.7 Centrales térmicas multi-combustible

Una central térmica multi-combustible se representa como un grupo de centrales térmicas que comparten datos que son iguales, por ejemplo, generación mínima, factores de indisponibilidad y otros que son particulares al combustibles que está en uso, datos de consumo, costo operativo, generación máxima. De esta manera la variable de generación $g_{tk}(j)$ se substituye por un conjunto de variables $g_{tk}(j)$, cada una de ellas representando la parte de generación de la térmica j correspondiente a cada uno de los combustibles alternativos. Para representar la capacidad variable por los combustibles se define una variable $p_{tk}(i)$ que asume valores entre 0 y 1. La generación total de este grupo de plantas térmicas debe satisfacer la siguiente restricción:

$$g_{tk}(i) - \overline{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) \leq 0 \quad \text{para } i \in M(j); j \in J \quad (5.10a)$$

$$0 \leq \sum_{i \in M(j)} p_{tk}(i) \leq 1 \quad \text{para } j \in J \quad (5.10b)$$

donde:

$M(j)$	conjunto de variables de generación térmica que representan la generación de cada combustibles en la central multi-combustible j
$p_{tk}(i)$	parte de la capacidad utilizada para producción por el combustible i en la central térmica j
J	Conjunto de térmicas multi-combustible

De forma similar al caso en que los costos operativos se representan por una función lineal por partes, las generaciones variables asociadas a térmicas multi-combustibles son consideradas en las restricciones de una central térmica. Por ejemplo, caso la central j es multi-combustible y *must-run*, se modifica la ecuación (5.10a) para:

$$g_{tk}(i) - \overline{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) \leq 0 \quad \text{para } i \in M(j) \quad (5.11)$$

Similarmente, la función objetivo de problema de despacho se modifica para:

$$\sum_{i \in M(j)} c(i) g_{tk}(i) \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (5.12)$$

donde:

$c(i)$ costo operativo de la térmica j considerando el combustible representado por la variable de generación $g_{tk}(i)$ \$/MWh D

Se destaca que es posible combinar centrales térmicas multi-combustible con otros atributos de una central térmica, por ejemplo, costos operativos representados por una linear por partes y must-run.

5.8 Centrales térmicas tipo unit commitment

Las centrales térmicas tipo *commitment* representan aquellas para las cuales está asociado un costo de arranque. La decisión de despachar una central térmica de este tipo puede ser realizada para cada etapa o cada escalón de demanda dentro de la etapa. En ambos casos estas centrales se modelan usando variables de decisión entera (0/1). De esta forma la representación de este tipo de centrales requiere la utilización de algoritmos de programación entera mixta, lo que introduce una complicación de tipo computacional en el modelo. Si el número de estas centrales no es muy elevado este aspecto no es muy importante.

Si la decisión de despachar se realiza una vez en la etapa, los límites de generación se representan con las siguientes restricciones.

$$g_{tk}(j) - \bar{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \leq 0 \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \quad (5.13a)$$

$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \geq 0 \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \quad (5.13b)$$

$$x_t(j) \in \{0,1\} \quad \text{para } j \in C \quad (5.13c)$$

donde:

C conjunto de las centrales térmicas tipo *commitment* \$/MWh D
 $x_t(j)$ decisión de despachar la central térmica j (variable entera 0/1) en la etapa t p.u V

Se incluye en la función objetivo la variable de decisión multiplicada por el costo de arranque correspondiente:

$$\sum_{j \in C} c_a(j) \times x_t(j) \quad (5.14)$$

donde:

$c_a(j)$ costo de arranque de la central térmica j k\$ D

Si la decisión de despachar la central térmica se realiza a cada escalón, entonces las restricciones resultan:

$$g_{tk}(j) - \bar{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \leq 0 \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \quad (5.15a)$$



$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \geq 0 \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \quad (5.15b)$$

$$x_{tk}(j) \in \{0,1\} \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \quad (5.15c)$$

y el término que debe ser incluido en la función objetivo es:

$$\sum_{j \in C} \sum_{j \in C} c_a(j) \times x_{tk}(j) \quad (5.16)$$

donde:

$x_{tk}(j)$ decisión de despachar la central térmica en el escalón k $p.u$ \vee

5.9 Plantas térmicas con contrato de combustible

En un contrato Take or Pay (ToP), el generador “pre-compra” una dada cantidad de combustible, el cual puede ser utilizado durante todo el periodo de duración del contrato. En cada etapa, el generador decide el montante de combustible que será retirado de su “cuenta” de contrato. Este combustible puede ser utilizado para producir energía y/o ser almacenado en un reservorio físico de combustible para utilización futura. Al final del contrato, cualquier cantidad remanente de combustible en la “cuenta” es generalmente perdida. En algunos contratos ToP especiales, una fracción remanente puede ser transferida para el contrato siguiente. Finalmente, el generador puede también comprar combustible adicional del mercado spot, a precios mayores.

Los parámetros de un contrato de combustible ToP son la duración (número de etapas), los volúmenes mínimo y máximo y una tasa de disponibilidad. Como mencionado, el volumen mínimo de combustible es un valor pre-pago (valor ToP). De esta manera, cada contrato de suministro de combustible puede ser modelado por dos reservorios, uno representando el componente ToP, y el otro la posibilidad de comprar combustible adicional hasta su capacidad máxima. Un tercero reservorio es utilizado para representar el almacenamiento físico de combustible, cuando el mismo está disponible.

Los niveles de almacenaje de los reservorios de combustible formarán parte de las variables de estado del SDDP y serán incorporadas en el procedimiento de la etapa backward del algoritmo del SDDP, donde aproximaciones lineales de la función de costo futuro (FCF) son construidas.

Por simplicidad de notación, iremos ilustrar el modelo de contrato de combustible para el caso con solamente un contrato de combustible ToP, un reservorio físico de combustible y una única planta térmica. Los siguientes términos serán adicionados a la función objetivo.

$$\alpha_t(w_t, y_t, z_t) = \text{Min}\{Cc \times (\sum_{k=1}^K f y_{tk}(j) + \sum_{k=1}^K f y_{tk}(r))\} - \alpha_{t+1}(w_{t+1}, y_{t+1}, z_{t+1}) \quad (5.17)$$

Observe que el montante fijo del contrato correspondiente a la parte ToP no es adicionado a la función objetivo porque él no afecta el proceso de optimización. Su contribución es adicionada separadamente en los informes de salida.



Las ecuaciones de balance para el contrato de combustible (ToP y compra adicional) se presentan a continuación:

$$w_{t+1} = w_t + aw_t - \sum_{k=1}^K fw_{tk}(j) - \sum_{k=1}^K fw_{tk}(r) - sw_t \quad (5.18)$$

$$0 \leq w_{t+1} \leq \bar{w} \quad (5.19)$$

$$y_{t+1} = y_t + ay_t - \sum_{k=1}^K fy_{tk}(j) - \sum_{k=1}^K fy_{tk}(r) - sy_t \quad (5.20)$$

$$0 \leq y_{t+1} \leq \bar{y} \quad (5.21)$$

El contrato tiene un límite de disponibilidad, por bloque.

$$0 \leq fw_{tk}(j) + fw_{tk}(r) + fy_{tk}(j) + fy_{tk}(r) \leq \bar{f}c_k \quad (5.22)$$

El reservorio físico de combustible es por su vez representado por el balance del reservorio y sus límites de inyección y de retirada.

$$z_{t+1} = z_t + \sum_{k=1}^K fw_{tk}(r) + \sum_{k=1}^K fy_{tk}(r) - \sum_{k=1}^K fz_{tk}(j) \quad (5.23)$$

$$\underline{z} \leq z_{t+1} \leq \bar{z} \quad (5.24)$$

$$0 \leq fw_{tk}(r) + fy_{tk}(r) \leq \bar{f}r_k \quad (5.25)$$

$$0 \leq fz_{tk}(j) \leq \bar{R}f r_k \quad (5.26)$$

Finalmente, se representa el balance de combustible por planta térmica.

$$fw_{tk}(j) + fy_{tk}(j) + fz_{tk}(j) - \varphi(j) \times g_{tk}(j) = 0 \quad (5.27)$$

donde:

r	índice para el reservorio físico de combustible		
w_{t+1}	almacenaje final del reservorio del contrato, parcela ToP, al final de la etapa t	UC	V
\bar{w}	límite de almacenaje del reservorio ToP de combustible	UC	D
y_{t+1}	almacenaje final del reservorio adicional del contrato, al final de la etapa t	UC	V
\bar{y}	límite de almacenaje del reservorio adicional de combustible	UC	D
z_{t+1}	almacenaje final del reservorio de combustible al final de la etapa t	UC	V
\underline{z}	límite mínimo de almacenaje del reservorio físico de combustible	UC	D
\bar{z}	límite máximo de almacenaje del reservorio físico de combustible	UC	D
Cc	costo del contrato de combustible	\$/UC	D
$fw_{tk}(j)$	montante del contrato de combustible ToP consumido por la planta térmica j en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$fw_{tk}(r)$	montante del contrato de combustible ToP almacenado en el reservorio físico del combustible r en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$fy_{tk}(j)$	montante adicional del contrato de combustible consumido por la planta térmica j en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$fy_{tk}(r)$	montante adicional del contrato de combustible almacenado en el reservorio físico de combustible r en la etapa t y en el bloque k	UC	V



aw_t	afluencia del contrato de combustible ToP. Este valor corresponde al montante total del ToP, siendo solamente diferente de cero al inicio y renovación del contrato.	UC	
sw_t	vertimiento del contrato de combustible ToP	UC	V
ay_t	afluencia adicional del contrato de combustible. Este valor corresponde al montante adicional de contrato, siendo solamente diferente de cero al inicio y renovación del contrato.	UC	D
sy_t	vertimiento adicional del contrato de combustible	UC	V
$\overline{f}c_k$	disponibilidad del contrato de combustible en el bloque k	UC	D
$fz_{tk}(j)$	montante de almacenaje del reservorio físico de combustible consumido por la planta térmica j en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$\overline{I}fr_k$	inyección máxima en el reservorio físico de combustible en el bloque k	UC	D
$\overline{R}fr_k$	retirada máxima del reservorio de combustible en el bloque k	UC	D

6 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – RESERVA DE GENERACIÓN

6.1 Reserva rodante

La reserva rodante es un margen operativo dado en MW para cada etapa y escalón de demanda, para ajustar la operación en tiempo real a las desviaciones con respecto a la operación programada.

6.1.1 Reserva rodante para centrales hidroeléctricas

En el caso de centrales hidroeléctricas la reserva rodante se representa como un valor que se sustrae de la máxima capacidad de la planta. En este caso la restricción de turbinamiento máximo resulta:

$$u_{tk}(i) \leq \text{Min} \left(\bar{u}_{tk}(i), \frac{\bar{g}_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))} \right) - \frac{r_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))} \quad \text{para } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \quad (6.1)$$

donde:

$r_{tk}(i)$ reserva rodante de la central i , etapa t , escalón k MW D

6.1.2 Reserva rodante para centrales térmicas

En el caso de centrales térmicas la reserva rodante se representa a través de la siguiente restricción:

$$g_{tk}(j) \leq \bar{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (6.2)$$

donde:

$r_{tk}(j)$ reserva rodante de la central i , etapa t , escalón k MW D

Cabe observar que cuando la central térmica tiene una función de costos por tramos, la restricción resultante es:

$$\sum_{h=1}^3 g_{tk}(j, h) \leq \bar{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (6.3)$$

6.2 Restricciones de reserva de generación

Estas restricciones de reserva de generación pueden combinar unidades hidroeléctricas y térmicas. Existen tres opciones de representación, cuya expresión es detallada a seguir:

1. La reserva de generación debe ser mayor o igual a un porcentaje de la demanda del sistema:

$$\sum_{i \in I(r)} (\bar{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j \in J(r)} (\bar{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq f(r) \times d_{tk} \quad (6.4)$$

para $r = 1, \dots, R_1; k = 1, \dots, K$



2. La reserva de generación compensa la salida de operación de cualquier unidad generadora del sistema que no pertenece al conjunto de reserva:

$$\sum_{i \in I(r)} (\bar{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j \in J(r)} (\bar{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \notin I(r) \cup J(r) \quad (6.5)$$

$$\text{para } r = 1, \dots, R_2; k = 1, \dots, K$$

3. La reserva de generación compensa la salida de operación de cualquier unidad generadora del sistema que pertenece al conjunto de reserva.

$$\sum_{m \in I(r) \cup J(r) - s} (\bar{g}_{tk}(m) - g_{tk}(m)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \in I(r) \cup J(r) \quad (6.6)$$

$$\text{para } r = 1, \dots, R_3; k = 1, \dots, K$$

donde:

r	índice de las restricciones de generación		
R_1	número de restricciones de generación tipo 1		
R_2	número de restricciones de generación tipo 2		
R_3	número de restricciones de generación tipo 3		
$I(r)$	conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la restricción t		
$J(r)$	conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción r		
$f(r)$	factor de la demanda correspondiente a la restricción de reserva r	$p.u$	D
d_{tk}	demanda de la etapa t , escalón k	GWh	D

7 FUENTES DE ENERGIA RENOVABLE

El SDDP permite representar fuentes de energía renovable: centrales eólicas, pequeñas centrales hidroeléctricas, centrales de biomasa, etc. La representación adoptada en el SDDP presupone que el aporte de estas centrales es independiente de una etapa para la siguiente, i.e. la correlación serial es nula. Sin embargo, se preserva una característica importante que es la correlación espacial; por ejemplo, es posible representar la correlación espacial entre aportes en centrales eólicas en una misma región, donde las variaciones del viento son parecidas.

El usuario suministra escenarios estacionales de generación, que pueden ser registros históricos o generados por algún modelo externo. Antes de iniciar el proceso iterativo para cálculo de la política, el SDDP determina los escenarios que serán utilizados de la siguiente manera: para cada etapa t y para cada escenario de caudales condicionados s (abertura en la backward), se sortea un escenario de aporte de energía renovable entre los informados por el usuario para ese mes. Estos escenarios son utilizados en la fase backward.

En la fase de simulación forward se utilizan los mismos escenarios y si el número de series forward es mayor que el número de aberturas, se aplica un esquema de carrusel.

En el caso de una simulación separada, el modelo permite utilizar los mismos escenarios utilizados en la política o bien sortear directamente del archivo de escenarios del usuario. Para mayores detalles, referirse a los manuales de descripción de archivos y de usuario.

En el modelo matemático los aportes de las fuentes de energía renovable son descontados de la demanda, como mostrado a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & cg + \alpha \\ & g + r = d' \\ & r \leq d' \end{aligned}$$

donde $d' = d - ER$, siendo ER la suma de los aportes de fuentes de energía renovable en el sistema en esa etapa y serie.



8 RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Existen dos diferentes formas para representar las restricciones de la red de transmisión: a través de un modelo de interconexiones, que se encuentra descrito en esta sección; o a través del modelo de flujo de potencia linealizado, que está descrito en la próxima sección.

8.1 Modelo de interconexión

El modelo de interconexiones representa los límites para cambios de energía entre sistemas vecinos. En este caso es necesario definir una ecuación de suministro de la demanda para cada sistema y modelar los límites para la transferencia de energía entre ellos:

La demanda del sistema es compuesta por partes elásticas e inelásticas. Todas las partes son opcionales, siendo que la demanda puede ser puramente inelástica, puramente elástica o una combinación de ambas.

$$d_{tk}(s) = \sum_{i \in In(s)} d_{tk}^i(s, i) + \sum_{e \in El(s)} \sum_{p \in P(s)} d_{tk}^e(s, e, p)$$

$$0 \leq d_{tk}^e(s, l, p) \leq \overline{d_{tk}^e}(s, l, p)$$

$$\text{para } s = 1, \dots, S; k = 1, \dots, K$$

$$l = 1, \dots, L(l); p = 1, \dots, P(p)$$

donde

s	índice dos sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
i	índice de la parte inelástica de la demanda		
$In(s)$	números de demandas inelásticas del sistema s		
e	índice de la parte elástica de la demanda		
$El(s)$	números de demandas elásticas del sistema s		
p	índice del segmento de la parte elástica de la demanda		
$P(s)$	números de segmentos de la parte elástica de la demanda l		
$d_{tk}(s)$	demanda de energía en el sistema s en la etapa t , bloque k	MWh	V
$d_{tk}^i(s, i)$	demanda inelástica i de energía en el sistema s en la etapa t , bloque k	MWh	D
$d_{tk}^e(s, e, p)$	segmento p de la parte e de demanda elástica de energía en el sistema s en la etapa t , bloque k	MWh	V
$\overline{d_{tk}^e}(s, e, p)$	limite máximo del segmento p de la parte e de demanda elástica de energía en el sistema s en la etapa t , bloque k	MWh	D

La ecuación de suministro de la demanda es representada por:

$$\sum_{i \in I(s)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(s)} g_{tk}(j) + \sum_{l \in \Omega(s)} (\omega_{tk}(l, s) - \omega_{tk}(s, l)) + r_{tk}(s) = d_{tk}(s) \quad (8.1)$$

$$\omega_{tk}(l, s) \leq \bar{\omega}_{tk}(l, s)$$

$$0 \leq r_{tk}(s) \leq \sum_{i \in I_n(s)} d_{tk}^i(s, i)$$

para $s = 1, \dots, S; k = 1, \dots, K$

donde

s	índice dos sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
$I(s)$	conjunto de plantas hidráulicas en el sistema s		
$J(s)$	conjunto de plantas térmicas en el sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas conectados al sistema s		
$\omega_{tk}(l, s)$	energía transferida del sistema l para el sistema s en la etapa t , bloque k	MWh	V
$\bar{\omega}_{tk}(l, s)$	capacidad de interconexión entre los sistemas l e s	MWh	D
$r_{tk}(s)$	déficit de energía en el sistema s en la etapa t , bloque k	MWh	V

La función objetivo considera un costo variable que depende del bloque, de la variable de interconexión, del costo de déficit de la parte inelástica de la demanda y del precio asociado a la parte elástica de la demanda, como se describe a seguir.

$$\text{Min} (\sum_{l \in \Omega(s)} (c(l, s) \times \omega_{tk}(l, s) + c(s, l) \times \omega_{tk}(s, l)) + cr(s) \times r_{tk}(s) - \sum_{e \in EI(s)} \sum_{p \in P(s)} (c_{tk}^e(s, e, p) \times d_{tk}^e(s, e, p))) \quad (8.2)$$

donde

$c(l, s)$	costo de transferencia de energía del sistema l para el sistema s	\$/MWh	D
$c(s, l)$	costo de transferencia de energía del sistema s para el sistema l	\$/MWh	D
$cr(s)$	costo de déficit de energía del sistema s	\$/MWh	D
$c_{tk}^e(s, e, p)$	precio máximo del segmento p de la parte elástica de la demanda e en el sistema s	\$/MWh	D

8.1.1 Restricción de suma de intercambios

Estas restricciones permiten representar límites mínimos y máximos para un conjunto de líneas de interconexión seleccionadas por el usuario. Representando k como el índice del escalón de carga y t como el índice de tiempo, ellas pueden ser representadas por:

$$I_{tk}(si) \leq \sum_{m \in K(si)} I_{tk}(m, si) \leq \bar{I}_{tk}(si) \text{ para } si = 1, \dots, N_{si}; k = 1, \dots, K \quad (8.3)$$

donde:

si	índice de la restricción de suma de intercambios		
N_{si}	número de restricciones de suma de intercambios		
$K(si)$	número de líneas de interconexión pertenecientes a la restricción de suma de intercambios si		
$I_{tk}(m, si)$	intercambio de la línea de interconexión m , en la etapa t , escalón k	MWh	V



$\underline{I}_{tk}(si)$	límite inferior de la restricción de suma de intercambios si , en la etapa t , escalón k	MWh	D
$\bar{I}_{tk}(si)$	límite superior de la restricción de suma de intercambios si , en la etapa t , escalón k	MWh	D

8.2 Modelo de flujo de potencia linealizado

El modelo de flujo de potencia activa linealizado se compone de dos conjuntos de ecuaciones, correspondientes a la primera y segunda leyes de Kirchhoff y a las restricciones de límite de flujo en los circuitos.

8.2.1 Primera ley de Kirchhoff

La primera ley representa la ecuación de balance de energía en cada nodo (con el objetivo de simplificar la notación suponemos que existe un único generador en cada nodo):

$$\sum_{m \in \Omega(n)} f(m) + g(n) = d(n) \quad \text{para } n = 1, \dots, N \quad (8.4)$$

donde:

n	índice de los nodos		
N	número de nodos		
$g(n)$	generación en el nodo n	MWh	V
$d(n)$	demanda en el nodo n	MWh	D
m	índice de los circuitos		
M	número de circuitos		
$f(m)$	flujo de potencia en el circuito m	MWh	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos conectados directamente con el nodo n		

El conjunto de las ecuaciones (8.4) se escribe en forma matricial como:

$$Sf + g = d \quad (8.5)$$

donde:

S Matriz de incidencia $N \times M$ que representa las conexiones nodo-circuito: la columna m de la matriz S contiene ceros en todas las posiciones excepto en las posiciones correspondientes a los nodos terminales del m -ésimo circuito, a saber, $n_F(m)$ y $n_T(m)$

$$S(:, m) = \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ +1 \\ \vdots \\ -1 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix} \begin{matrix} \leftarrow \text{nodo DE } n_F(m) \\ \leftarrow \text{nodo PARA } n_T(m) \end{matrix}$$



f vector M-dimensional de flujos en los circuitos
 g vector N-dimensional de generaciones
 d vector N-dimensional de demandas

8.2.2 Segunda ley de Kirchhoff

A su vez, la segunda ley de Kirchhoff establece que:

$$f(m) = \gamma(m)(\theta(n_F(m)) - \theta(n_T(m))) \text{ para } m = 1, \dots, M \quad (8.6)$$

donde:

$\gamma(m)$ susceptancia del circuito m
 $\theta(n_F(m))$ ángulo nodal en el nodo DE $n_F(m)$
 $\theta(n_T(m))$ ángulo nodal en el nodo PARA $n_T(m)$

En términos matriciales, las ecuaciones, (8.6) son:

$$f = \gamma S' \theta \quad (8.7)$$

donde:

γ matriz diagonal $M \times M$ que contiene las susceptancias de los circuitos
 S' matriz $M \times N$, matriz transpuesta de la matriz incidencia S
 θ vector N-dimensional de ángulos nodales

8.2.3 Límites en los flujos en los circuitos

$$-\bar{f} \leq f \leq \bar{f} \quad (8.8)$$

Donde \bar{f} es el vector de capacidad de los circuitos.

8.2.4 Formulación compacta

Todas las restricciones de esta formulación (8.4) – (8.8) son lineales y pueden ser incluidas en el planteamiento del problema. Sin embargo, cabe observar que existen tres tipos de variables de decisión, correspondientes a los vectores θ y f (el vector de generación g ya está considerado en las ecuaciones básicas). En una red típica el número de generadores sería alrededor de 100, mientras que el número de barras y circuitos puede ser diez veces mayor. Ahora vamos a mostrar que el esfuerzo computacional puede ser reducido rescribiendo el problema únicamente en términos del vector de decisiones g .

Substituyendo f como fue definido en (8.7) en (8.5) resulta:

$$B\theta + g = d \quad (8.9)$$



donde $B = SY S'$ es una matriz $N \times N$ conocida como matriz susceptancia.

El sistema de ecuaciones lineales (8.9) puede ser resuelto en términos de θ calculando la matriz inversa de B , i.e. $\theta = B^{-1}(d - g)$. Sin embargo, Se puede demostrar que el rango de la matriz B es $N - 1$. Por lo tanto, se necesita eliminar una fila y una columna de B – por ejemplo las correspondientes al nodo s – y escribir el sistema de ecuaciones como:

$$\tilde{\theta} = \tilde{B}^{-1}(\tilde{d} - \tilde{g}) \quad (8.10)$$

donde \sim representa matrices y vectores sin el nodo s . El ángulo nodal para el nodo s , conocido como nodo de referencia, se define como $\theta_s = 0$. Para simplificar la notación escribimos la ecuación (8.10) en términos de los vectores completos de generación y demanda adicionando una línea y una columna nulas en la posición s de la matriz \tilde{B}^{-1} . Denotamos esta matriz resultante B^{-1} y se describe el sistema (8.10) en términos de los vectores originales:

$$\theta = B^{-1}(d - g) \quad (8.11)$$

Remplazando (8.11) en (8.7), se obtiene:

$$f = \beta(d - g) \quad (8.12)$$

donde $\beta = \gamma S B^{-1}$ es una matriz $M \times N$. Cada elemento β_{mn} representa la sensibilidad del flujo en el circuito m con respecto a una variación en la generación en el nodo n . Se observa que los factores de sensibilidad con respecto al nodo de referencia s son iguales a cero, es decir, una variación en la inyección en este nodo no afecta los flujos. La razón es que el valor de la generación en la barra de referencia se calcula implícitamente a partir del balance generación demanda de los otros nodos:

$$e'g = e'd \quad (8.13)$$

donde e es un vector unitario de dimensión N , es decir, $e' = (1, \dots, 1)$

Las ecuaciones resultantes de la formulación compacta son:

$$e'g = e'd \quad (8.14)$$

$$g \leq \bar{g} \quad (8.15)$$

$$-\bar{f} \leq \beta(d - g) \leq \bar{f} \quad (8.16)$$

Las restricciones (8.14) y (8.15) ya están consideradas en la formulación pues corresponden al suministro de la demanda y límites para la generación. La nueva restricción que debe ser agregada al modelo es la (8.16). Escribiéndola en términos algebraicos se obtiene:

$$-\bar{f}(m) \leq \sum_{n=1}^N \beta(m, N)(d(n) - g(n)) \leq \bar{f}(m) \quad \text{para } m = 1, \dots, M \quad (8.17)$$



Rescribiendo para considerar la demanda para el lado derecho de la ecuación, agregando la informaciones de la etapa y del escalón de demanda, y relajando la consideración de que existe un generador para cada nodo se obtiene:

$$\sum_{i=1}^I \beta(m, N(i))g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^J \beta(m, N(j))g_{tk}(j) \geq -\bar{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m, N)d_{tk}(n) \quad (8.18a)$$

$$-\sum_{i=1}^I \beta(m, N(i))g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^J \beta(m, N(j))g_{tk}(j) \leq \bar{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m, N)d_{tk}(n) \quad (8.18b)$$

$$\text{para } m = 1, \dots, M, k = 1, \dots, K$$

donde:

- i, j índices para centrales hidros y térmicas en los conjuntos I y J
- $n(i), n(j)$ nodos asociados a las centrales hidros i y térmicas j
- $d_{tk}(n)$ demanda del nodo n en la etapa t , escalón k MWh D

8.2.5 Representación de los enlaces DC

De secciones anteriores se sabe que los flujos en los circuitos no son variables de decisión independientes porque deben ser formulados en función de los parámetros de la red de transmisión, de la generación y de la demanda.

Sin embargo, los flujos en los enlaces DC son se representan como variables de decisión independientes, dado que el flujo en ellos no está sujeto a la segunda Ley de Kirchhoff. Un flujo de γ MW en el enlace DC es representado como una generación *negativa* de γ MW en la barra *DE* n_F y una generación *positiva* de $(1 - \eta)\gamma$ MW en la barra *PARA* n_T , donde η es el factor de pérdida del enlace DC. Esta representación se incorpora a la ecuación de suministro a la demanda (8.14) y en las restricciones de flujo en los circuitos (8.16). En la ecuación de suministro a la demanda se tiene que:

$$\sum_{i=1}^I g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J g_{tk}(j) + \sum_{l=1}^L [(-\gamma_{tk}(l)) + (1 - \eta_l) \times \gamma_{tk}(l)] = d_{tk} \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (8.19)$$

Resultando:

$$\sum_{i=1}^I g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J g_{tk}(j) - \sum_{l=1}^L \eta_l \times \gamma_{tk}(l) = d_{tk} \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (8.20)$$

Las restricciones que representan el flujo en los circuitos deben ser modificadas de la siguiente manera:

$$-\bar{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m, N)d_{tk}(i) \leq -\sum_{i=1}^I \beta(m, N(i))g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^J \beta(m, N(j))g_{tk}(j) + \sum_{l=1}^L [\beta(m, N_F(l))\gamma_{tk}(l) - \beta(m, N_T(l))(1 - \eta_l) \times \gamma_{tk}(l)] \leq \bar{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m, N)d_{tk}(i) \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (8.21)$$

donde:

- l índice de los enlaces DC
- L número de enlaces DC
- $N_F(l)$ nodo *DE* del enlace DC l
- $N_T(l)$ nodo *PARA* del enlace DC l

Además los límites en los flujos del enlace DC se representan a través de las siguientes restricciones:

$$\gamma_{tk}(l) \leq \bar{\gamma}_{tk}(l) \quad \text{for } l = 1, \dots, L; k = 1, \dots, K \quad (8.22)$$

donde:

- $\bar{\gamma}_{tk}(l)$ límite del enlace DC en el escalón k MWh D

8.2.6 Límites de importación y exportación entre áreas eléctricas

Estas restricciones permiten representar límites de importación y exportación entre áreas eléctricas. Dado que la importación o exportación de un área eléctrica está dada por la diferencia entre la generación y la demanda del área, se tiene que:

$$-\bar{I}_{tk}(a) \leq \sum_{i \in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(a)} g_{tk}(j) - \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \leq \bar{E}_{tk}(a) \quad (8.23)$$

para $a = 1, \dots, A; k = 1, \dots, K$

donde:

- a índice de las áreas
- A número de áreas eléctricas
- $I(a)$ conjunto de centrales hidroeléctricas en el área a
- $J(a)$ conjunto de centrales térmicas en el área a
- $N(a)$ conjunto de nodos en el área a
- $\bar{I}_{tk}(a)$ límite de importación en el área a en la etapa t , escalón k MWh D
- $\bar{E}_{tk}(a)$ límite de exportación en el área a en la etapa t , escalón k MWh D

Al rescribir las ecuaciones anteriores para representar la demanda en el lado derecho, se tiene:

$$-\bar{I}_{tk}(a) + \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \leq \sum_{i \in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(a)} g_{tk}(j) \leq \bar{E}_{tk}(a) + \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n)$$

para $a = 1, \dots, A; k = 1, \dots, K$ (8.24)

8.2.7 Restricción de suma de flujo en circuitos

Estas restricciones permiten representar límites mínimos y máximos para un conjunto de circuitos seleccionados por el usuario. Utilizando la misma notación de la sección 8.2.4, se tiene que:

$$\underline{F}(sc) \leq \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^N \beta(m, N) (d(n) - g(n)) \leq \bar{F}(sc)$$

para $sc = 1, \dots, N_{sc}$ (8.25)

donde:

- sc índice de la restricción de suma de flujo en circuito
- N_{sc} número de circuitos pertenecientes a la restricción de suma de flujo en circuitos sc
- $K(sc)$ número de restricciones de suma de flujo en circuitos sc
- $\alpha(m)$ factor de participación del circuito m en la restricción de suma de flujo en circuitos sc
- $\underline{F}(sc)$ límite inferior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc MWh D
- $\overline{F}(sc)$ límite superior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc MWh D

Siguiendo las notaciones de la formulación compacta de flujo en circuitos, siendo t el índice para la etapa, k para el escalón de demanda, se tiene el siguiente conjunto de restricciones:

$$\begin{aligned} \underline{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^N \beta(m, N) d_{tk}(n) &\leq - \sum_{m \in K(sc)} \sum_{i=1}^I \beta(m, N(i)) g_{tk}(i) - \\ \sum_{m \in K(sc)} \sum_{j=1}^J \beta(m, N(j)) g_{tk}(j) &\leq \overline{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^N \beta(m, N) d_{tk}(n) \end{aligned} \quad (8.26)$$

para $sc = 1, \dots, N_{sc}; k = 1, \dots, K$

8.3 Representación de pérdidas

8.3.1 Modelo de pérdidas de transmisión

Las pérdidas de transmisión en cada circuito se representan por demandas adicionales en los nodos terminales del circuito, como se ilustra a continuación.

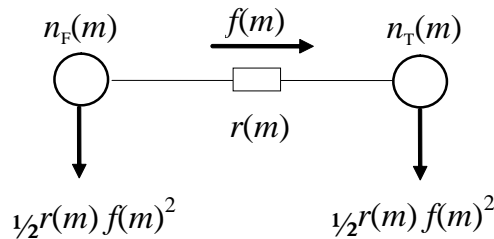


Figura 8.1 – Representación de las pérdidas en un circuito

donde $r(m)$ es la resistencia del circuito m . En términos matriciales, la primera ecuación del Kirchhoff se describe como:

$$Sf + g = d + \frac{1}{2} R|S| f^2 \quad (8.27)$$

donde:

- R matriz diagonal $M \times M$ con las resistencias de los circuitos
- $|S|$ Valor absoluto de la matriz incidencia S , $N \times M$



8.3.2 Modelo de pérdidas

El modelo utilizado para representar la red de transmisión está basado en una formulación compacta, donde los flujos no son representados explícitamente en el problema. En esta formulación se utiliza un esquema de relajación para incluir los circuitos violados mediante restricciones que utilizan las líneas de la matriz β . Los coeficientes de esta matriz representan la sensibilidad de variación de los flujos con relación a variaciones en la inyección de potencia (generación o demanda).

Sin embargo, para la representación de las pérdidas, este modelo no es adecuado y fue adoptada una formulación donde las pérdidas son representadas explícitamente:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } c'g && (4) \\
 & \text{sujeito a:} \\
 & B\theta + g - 1/2|S|p = d \\
 & -\bar{f} \leq \gamma S' \theta \leq \bar{f} \\
 & p_j \geq \hat{p}_j^k + 2r_j \hat{f}_j^k (\gamma_j \Delta \theta_j - \hat{f}_j^k) \quad \forall j = 1, \dots, M; \forall k = 1, \dots, K
 \end{aligned}$$

Donde $B = S\gamma S'$. Este modelo tiene más variables que el modelo compacto, pues representa explícitamente los ángulos nodales y las pérdidas por circuito como variables del problema. Por otro lado, las restricciones tienen una estructura dispersa.

8.3.3 Estrategias de solución

Para la solución de este problema se adoptó una estrategia de relajación con criterios adaptativos para la inclusión de linealizaciones de pérdidas. Este método combina una estrategia de ajuste de los criterios para adición de linealizaciones en conjunto con la utilización de pérdidas fijas continuamente actualizadas para aquellos circuitos para los cuales todavía no fueron adicionadas linealizaciones.

La estrategia de ajuste de los criterios permite la adición gradual de las linealizaciones consideradas más importantes resultando en una reducción del número de restricciones adicionadas. Por otro lado el uso de aproximaciones fijas de las pérdidas en los circuitos que todavía no fueron linealizados permite determinar soluciones más realistas en cada micro iteración. Cabe observar que la calidad de la solución no es afectada ya que las linealizaciones son adicionadas hasta que todos los criterios sean atendidos.

Inicialmente se resuelve el problema sin considerar las restricciones de límite de flujo ni las linealizaciones de pérdidas. La inclusión de las restricciones se hace a medidas en que las violaciones son detectadas.

8.3.3.1 Relajación de los límites de flujo en los circuitos

Después de resolver el problema se calculan los flujos como $f = \gamma S' \theta$ y se verifica la existencia de circuitos violados. En este caso, estas restricciones son adicionadas al problema que se



resuelve nuevamente. El proceso se repite hasta que todos los circuitos estén operando dentro de su capacidad.

8.3.3.2 *Relajación de las linealizaciones de las pérdidas*

El método de relajación de las linealizaciones de pérdidas posee tres criterios para la adición de las linealizaciones:

- CRIT1: es un criterio, en MW, con base en la pérdida cuadrática absoluta, que fuerza la adición de una linealización para todo circuito cuya pérdida cuadrática es mayor que CRIT1;
- CRIT2: es un criterio, en MW, con base en la diferencia absoluta entre la pérdida cuadrática y la pérdida lineal, que fuerza la adición de una linealización para todo circuito cuya diferencia absoluta es mayor que CRIT2;
- CRIT3: es un criterio, en pu, con base en la diferencia relativa entre la pérdida cuadrática y la pérdida lineal, que fuerza la adición de una linealización para todo circuito cuya diferencia relativa es mayor que CRIT3;

En la primera micro iteración de adición de linealizaciones, solamente se aplica el criterio 1. A partir de la segunda micro iteración, los tres criterios son aplicados simultáneamente.

Originalmente, los tres criterios están fijados en los siguientes valores:

CRIT1	1.0d-2	MW
CRIT2	1.0d-1	MW
CRIT3	2.5d-2	pu

Se observa, sin embargo que en sistemas grandes el número de linealizaciones adicionadas puede ser muy elevado implicando en un aumento en el tiempo de procesamiento.

8.3.3.3 *Ajuste del criterio de adición de linealizaciones*

El método de linealizaciones de pérdidas fue perfeccionado con la siguiente estrategia de ajuste de criterios:

- Inicialmente se resuelve el problema sin considerar las pérdidas. A continuación se calculan las pérdidas en función de los flujos resultante y se fijan estos valores.
- La primera linealización se realiza en el punto de operación obtenido después de fijar las pérdidas aproximadas.
- El criterio 1, inicializado en 3 MW, es ajustado a cada micro iteración de la siguiente manera: $CRIT1 = \max(0.5 * CRIT1, 1.0d-2)$.
- En cada micro iteración se adicionan las linealizaciones que violan los criterios, como mencionado en el ítem anterior.
- Para aquellos circuitos cuyas pérdidas no violan los criterios y que por lo tanto no tuvieron ninguna linealización adicionada, se fijan las pérdidas cuadráticas en el problema.



- Caso el criterio establecido en una micro iteración sea insuficiente para adicionar una nueva linealización (la mayor pérdida cuadrática es menor que CRIT1), un nuevo ajuste es realizado ($CRIT1 = \max(0.5 * CRIT1, 1.0d-2)$) hasta que una nueva linealización sea adicionada o hasta que el criterio 1 llegue a su valor mínimo. Este procedimiento garantiza la calidad de la solución para sistemas con pérdidas pequeñas.
- El número máximo de iteraciones para adición de linealizaciones sugerido es 6, pero puede ser alterado por el usuario.

Es importante observar que la calidad de la solución no es afectada dado que todas las linealizaciones son adicionadas hasta que CRIT1 llega a su valor mínimo.

8.3.3.4 *Relajación de las restricciones de integralidad*

En el caso que existan restricciones en el problema que requieren ser modeladas con variables enteras (vertimiento no controlable, térmicas *commitment* y/o costo cóncavo), cada micro iteración implica en la solución de un problema de programación entera con el consiguiente aumento del tiempo de solución.

Para resolver este problema, se adoptó una estrategia de solución donde en las primeras micro iteraciones se relajan las variables enteras y se adicionan las restricciones de circuitos violados y linealizaciones de pérdidas. Después de atendidos los criterios de convergencia, se activa la representación de las variables enteras y se realizan micro iteraciones adicionales.

Esta estrategia se mostró eficiente computacionalmente sin afectar la calidad de la solución.

8.3.3.5 *Tratamiento de casos donde las pérdidas exceden la linealización*

Fue adicionada una estrategia para los casos donde, debido al costo marginal negativo, las pérdidas en algunos circuitos eran aumentadas artificialmente, “dislocándose” de las aproximaciones lineares. Cuando un caso de estos es detectado, una penalidad de \$1/MWh es definida para las pérdidas. Esta penalidad puede ser aumentada, iterativamente, hasta que las pérdidas no sean utilizadas para aumentar artificialmente la demanda. Después de obtenida la solución, las pérdidas son fijadas en los valores obtenidos, las penalidades son retiradas y es realizado un *restart* primal, a partir de la base primal factible, para el cálculo correcto de los costos marginales.

9 DISPONIBILIDAD Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Este conjunto de restricciones visa modelar la estructura de producción, consumo y logística de transporte de gas natural, que es el combustible utilizado por algunas plantas termoeléctricas.

El sistema de gas natural se representa por un modelo de flujo en redes a través de un conjunto de nodos – que representan las áreas donde ocurre la producción y consumo del gas, y a los cuales están asociadas las plantas térmicas – y arcos – que representan los gasoductos que interconectan estas áreas.

9.1 Producción de gas

9.1.1 Costos de producción

Para la contabilización de los costos de producción de gas existen las siguientes posibilidades:

1. Red de gas con costo de combustible por térmica:

En esta representación se consideran los costos de combustibles de las térmicas y se ignoran los costos de producción de gas. Pequeñas penalidades (10-3) son adicionadas a la producción de gas en el nodo para ayudar en la convergencia del modelo.

2. Red de gas con costo de producción por nodo:

En este caso se consideran los costos de producción de gas, siendo ignorados los costos de combustible y de transporte de las plantas térmicas asociadas. Matemáticamente, los siguientes términos son adicionados a la función objetivo:

$$\text{Min } \sum_{n=1}^{N_g} CP_t(n)P_t(n)$$

donde:

$CP_t(n)$ Costo de producción de gas natural en el nodo n , en la k \$/M[UV] etapa t

9.1.2 Límites de producción

Los nodos del sistema de gas natural pueden contar con fuentes de producción locales a los cuales están asociados límites mínimo y máximo diarios. Estas restricciones operacionales son representadas por el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\bar{P}_t(n) \leq P_t(n) \leq \underline{P}_t(n) \quad \text{for } n = 1, \dots, N_g \quad (9.1)$$

donde:

n índices de los nodos de producción de gas
 N_g número de nodos de producción de gas
 $\bar{P}_t(n)$ máximo límite de producción en un nodo n en la M[UV]/día etapa t

$\underline{P}_t(n)$	mínimo límite de producción en un nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n , etapa t	M[UV]/día	V

9.2 Transporte de gas

9.2.1 Costos de transporte en los gasoductos

De forma análoga al costo de producción del nodo, el costo de transporte en los gasoductos obedece a la siguiente representación:

1. Red de gas con costo de combustible por térmica:

En esta representación se ignoran los costos de transporte en los gasoductos. Pequeñas penalidades (10^{-3}) son adicionadas a las variables de flujo en los gasoductos para facilitar la convergencia del modelo.

2. Red de gas con costo de producción por nodo:

En este caso se consideran los costos de transporte de gas en los gasoductos, ignorando los costos de combustible térmico, adicionando los siguientes términos en la función objetivo:

$$\sum_{n=1}^{Ng} \sum_{m=1}^{\Omega(n)} CT_t(m, n) f_t(m, n)$$

donde:

$CT_t(m, n)$	Costo de transporte en el gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t	k\$/M[UV]	D
--------------	---	-----------	---

9.2.2 Límite de flujo en los gasoductos

Los nodos de gas natural son interconectados por gasoductos. Cada gasoducto puede ser caracterizado por sus límites de transporte de flujo mínimo y máximo, originando las siguientes restricciones:

$$\underline{f}_t(n, m) \leq f_t(n, m) \leq \bar{f}_t(n, m) \quad \text{para } (n, m) \in M_g \quad (9.2)$$

donde:

n, m	índices de los nodos terminales de los gasoductos		
M_g	número de gasoductos de gas natural		
$\bar{f}_t(n, m)$	límite máximo de flujo en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{f}_t(n, m)$	límite mínimo de flujo en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	D
$f_t(n, m)$	flujo de gas natural en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	V



9.3 Balance térmico en la simulación de la red de gas

Para cada etapa, la suma de las demanda en cada nodo debe ser igual a la suma de las ofertas – producción local o importación a través de los gasoductos – y el déficit de gas – caso no exista gas natural para el suministro de la demanda no eléctrica de gas. Para cada nodo del sistema de gas, la siguiente restricción de balance se aplica:

$$P_t(n) + \sum_{m \in \Omega(n)} (1 - p_t(m, n)) f_t(m, n) - \sum_{m \in \Omega(n)} f_t(n, m) - \sum_{j \in T(n)} \phi_t(j) g_t(j) + \sum_{k \in D(n)} \delta_t(n, k) = \sum_{k \in D(n)} d_t(n, k) \quad \text{para } n = 1, \dots, N_g \quad (9.3)$$

donde:

$\Omega(n)$	conjunto de nodos del sistema de gas conectados al nodo n		
$T(n)$	conjunto de térmicas directamente conectadas al nodo n del sistema de gas		
$D(n)$	conjunto de demanda no eléctricas en el nodo n del sistema de gas		
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n , en la etapa t	M[UV]/día	V
$p_t(m, n)$	factor de pérdidas del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (dirección $m \rightarrow n$)	M[UV]/día /MWh	D
$f_t(m, n)$	flujo de gas natural a través del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (dirección $m \rightarrow n$)	M[UV]/día	V
$\phi_t(j)$	factor de conversión de consumo para la planta térmica j en la etapa t	M[UV]/día/MWh	D
$g_t(j)$	generación de la planta térmicas j en la etapa t	MWh	V
$\delta_t(n, k)$	déficit de gas natural del nodo n en la etapa t , escalón k	M[UV]/día	V
$d_t(n, k)$	demanda de gas natural del nodo n en la etapa t , escalón k	M[UV]/día	D

10 PLANTAS TÉRMICAS CON COSTO DE EMISIÓN DE CO2

El SDDP permite representar los costos de emisión de CO2. En este caso la variable de generación térmica tiene una parcela adicional en la función objetivo:

$$\sum_{h=1}^3 c_{co_2}(t) \times \varphi_e(l) \times \varphi_r(j) \times \varphi(j) \times g_{tk}(j, h) \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (10.1)$$

donde:

l	índice del combustible asociado a la planta j		
$c_{co_2}(t)$	costo de emisión CO2 en la etapa t	\$/tCO ₂	D
$\varphi_e(l)$	factor de emisión del combustible l	tCO ₂ /UC	D
$\varphi_r(j)$	coeficiente de emisión de la planta térmica j	p.u.	D
$\varphi(j)$	factor de consumo de la planta térmica j	UC/MWh	D
$g_{tk}(j, h)$	generación de la planta térmica j en el segmento h , en la etapa t , escalón k	MWh	V



11 CLASIFICACIÓN DE LAS RESTRICCIONES

Las restricciones del SDDP pueden ser clasificadas en restricciones blandas y restricciones duras. Las restricciones de tipo dura (D) son obligatoriamente obedecidas por el programa mientras que para las restricciones de tipo blandas (B) una variable de holgura, penalizada en la función objetivo, asume la inviabilidad de tales restricciones. A seguir son listadas todas las restricciones disponibles en el SDDP, su clasificación y el valor padrón de la penalización en el caso de las restricciones blandas.

Restricción	Tipo	Penalización padrón
Balance hídrico	H	–
Límite almacenamiento	H	–
Turbinamiento mínimo	S	Valor especificado en el campo “Penalización violación desfogue mínimo” en la sección “Parámetros Económicos”
Turbinamiento máximo	H	–
Límites generación térmica	H	–
Suministro demanda	H	–
Volumen alerta	S	$1.1 \times$ costo térmica más cara siendo despachada
Volumen mínimo	S	$1.1 \times$ costo déficit
Volumen espera	H	–
Desfogue total mínimo	S	Valor especificado en el campo “Penalización violación desfogue mínimo” en la sección “Parámetros Económicos”
Desfogue total máximo	S	0
Regularización centrales pasada	H	–
Límite consumo de combustible	H	–
Límite tasa consumo de combustible	H	–
Restricción generación mínima	H	–
Restricción generación	S	$1.1 \times$ costo déficit
Reserva rodante	H	–
Reserva de generación	S	$1.1 \times$ costo déficit
Riego	S	Existen 3 tipos de restricciones: <i>Energía prioritaria</i> : $1.1 \times$ costo déficit <i>Riego prioritario</i> : $1.1 \times$ costo térmica más cara siendo despachada Valor fijo: 0
Suma de intercambios	H	–
Límite de flujo en los circuitos	H	–
Representación enlace DC	H	–
Límites exportación/importación áreas	H	–
Suma de flujo en los circuitos	H	–



12 DICCIONARIO DE VARIABLES

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
k	índice de los escalones de demanda de una etapa		
K	numero de escalones de demanda		
$h(k)$	duración del escalón de demanda k	horas	D
d_{tk}	demanda de energía de la etapa t , escalón k	MWh	D
c_{δ}	representación genérica para el costo de violaciones operativas	\$/ unidad violación	D
δg_t	violación de la demanda (déficit) en la etapa t	unidad violación	V
i	índice de centrales hidroeléctricas		
I	número de centrales hidroeléctricas		
$I_U(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que turbinan para i		
$I_S(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que vierten para i		
$I_F(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que filtran para i		
$v_{t+1}(i)$	volumen de la central i al final de la etapa t	hm ³	V
$v_t(i)$	volumen de la central i al inicio de la etapa t	hm ³	D
$a_t(i)$	volumen caudal afluente a la central i durante la etapa t	hm ³	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volumen evaporado por la central i durante la etapa t	hm ³	D
$u_{tk}(i)$	volumen caudal turbinado por la planta i durante la etapa t , escalón k	hm ³	V
$s_{tk}(i)$	volumen vertido por la central i durante la etapa t , escalón k	hm ³	V
$\phi_{tk}(i)$	volumen filtrado en la central i , durante la etapa t , escalón k	hm ³	V
$x_t(i)$	variable 0-1 que implementa la característica de vertimiento no controlable para la central i	0-1	V
$\bar{v}_t(i)$	volumen mínimo almacenado de la central i al final de la etapa t	hm ³	D
$\underline{v}_t(i)$	volumen mínimo almacenado en la central i al final de la etapa t	hm ³	D
$\bar{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado máximo para la central i en la etapa t , escalón k	hm ³	D
$\underline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado mínimo para la central i en la etapa t , escalón k	hm ³	D
$\delta u_{tk}(i)$	violación del volumen mínimo para la central i en la etapa t , escalón k	hm ³	V



Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t calculado en función del nivel del embalse al inicio de la etapa	MWh/hm ³	D
$\bar{\rho}(i)$	coeficiente de producción promedio de la central i	MWh/hm ³	D
$\underline{v}_{at}(i)$	volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm ³	D
$\delta_{at}(i)$	violación del volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm ³	V
$\underline{v}_{mt}(i)$	volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm ³	D
$\delta_{mt}(i)$	violación del volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm ³	V
$\underline{v}_{et}(i)$	volumen de controle de crecidas de la central i en la etapa t	hm ³	D
$\underline{\Delta}_t(i)$	desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm ³	D
$\bar{\Delta}_t(i)$	desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm ³	D
$\delta_{1t}(i)$	violación de la restricción de desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm ³	V
$\delta_{2t}(i)$	violación de la restricción de desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm ³	V
$\phi(i)$	factor de regulación para la central i	p.u.	D
$r_t(i)$	volumen de riego de la central i en la etapa t	hm ³	V
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la central i en la etapa t	hm ³	V
$r_{tk}(i)$	reserva rodante de la central i , etapa t , escalón k	MW	D
p	índices para los segmentos de la función de costo futuro (lineal por partes)		
P	número de segmentos de la función de costo futuro (lineal por partes)		
α	variable escalar que representa el valor esperado del costo futuro	k\$	V
$w_t(p)$	termo constante del p -ésimo segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k\$	D
$\lambda_{tv}(i, p)$	coeficiente para la central i del p -ésimo segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k\$/hm ³	D
$\lambda_{ta}(i, p)$	coeficiente para el volumen afluente a la central i del p -ésimo segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k\$/hm ³	D
N_r	número de embalses en el sistema		
$J(i)$	conjunto de plantas hidroeléctricas ubicadas aguas debajo de la central i		



Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$f_{vutil}(i)$	factor de participación del volumen de la central i en el sistema	p.u.	D
δ_t	violación de la curva de aversión a riesgo en la etapa t	MWh	V
f_{ea}	factor de la curva de aversión a riesgo	p.u.	D
j	índice de las plantas térmicas		
J	número de plantas térmicas		
C	conjunto de plantas térmicas con representación de unit commitment		D
$c(j)$	costo operativo de la planta térmica j	\$/MWh	D
$c_a(j)$	costo de arranque de la planta térmica j	k\$	D
$x_{tk}(j)$	decisión de commitment de la planta térmica j en la etapa t , escalón k	p.u.	V
$g_{tk}(j)$	generación de la planta j en la etapa t , escalón k	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	generación mínima generación de la planta j en la etapa t , escalón k	MWh	D
$\bar{g}_{tk}(j)$	generación máxima generación de la planta j en la etapa t , escalón k	MWh	D
$c(j, h)$	costo unitario de producción de la planta j en el segmento h	\$/MWh	D
$g_{tk}(j, h)$	generación de planta térmica j en el segmento h	MWh	V
$\sigma(j, h)$	factor de participación del segmento h respecto a la capacidad de la planta térmica j	p.u.	D
l	índice de los combustibles		
F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de plantas que utilizan el combustible l		
$\Phi_t(l)$	disponibilidad del combustible l en la etapa t	UC	D
$\varphi(j)$	factor de consumo de la planta j	UC / MWh	D
$\tau_t(l)$	tasa de consumo máxima del combustible l en la etapa t	UC/hora	D
$c_{co_2}(t)$	costo de emisión de CO2 en la etapa t	\$/tCO ₂	D
$\varphi_e(l)$	factor de emisión del combustible l	tCO ₂ /UC	D
$\varphi_r(j)$	coeficiente de emisión de la planta j	p.u.	D
$\varphi(j)$	factor de consumo del combustible de la planta j	UC/MWh	D
r	índice de las restricciones de generación		
R	número de restricciones de generación		
$J(r)$	conjunto de plantas térmicas en la restricción r		
$I(r)$	conjunto de plantas hidroeléctricas en la restricción r		



Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$\underline{G}_{tk}(r)$	límite inferior de la restricción r en la etapa t , escalón k	MWh	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	límite superior de la restricción r en la etapa t , escalón k	MWh	D
r	índice de las restricciones de reserva de generación		
R_1	número de restricciones de reserva de generación tipo 1		
R_2	número de restricciones de reserva de generación tipo 2		
R_3	número de restricciones de reserva de generación tipo 3		
$f(r)$	factor de la demanda correspondiente a la restricción de reserva r	p.u.	D
s	índices de los sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
$I(s)$	conjunto de plantas hidroeléctricas en el sistema s		
$J(s)$	conjunto de plantas térmicas en el sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas directamente conectados al sistema s		
$d_{tk}(s)$	demanda de energía en el sistema s en la etapa t , en el escalón k	MWh	D
$\omega_{tk}(l, s)$	transferencia de energía del sistema l al sistema s en la etapa t , escalón k	MWh	V
$\overline{\omega}(l, s)$	límite de transferencia desde el sistema l al sistema s	MWh	D
$c(l, s)$	costo de transferencia del sistema l al sistema s	\$/MWh	D
$c(s, l)$	costo de transferencia del sistema s al sistema s	\$/MWh	D
si	índices de las restricciones de suma de intercambio		
N_{si}	número de restricciones de suma de intercambio		
$K(si)$	número de líneas de intercambio pertenecientes a la restricción de suma de intercambio si		
$I_{tk}(m, si)$	línea de intercambio m de la restricción si , en la etapa t , escalón k	MWh	V
$\underline{I}_{tk}(m, si)$	límite inferior de la restricción de suma de intercambio si , en el escalón k y en la etapa t	MWh	D
$\overline{I}_{tk}(m, si)$	límite superior de la restricción de suma de intercambio si , en el escalón k y en la etapa t	MWh	D
n	índices de barras		
N	número de barras		



Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$g(n)$	generación en la barra n	MWh	V
$d(n)$	demanda en la barra n	MWh	D
m	índices de circuitos		
M	número de circuitos		
$f(m)$	flujo de potencia en el circuito m	MWh	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos directamente conectados a la barra n		
$\gamma(m)$	susceptancia del circuito m		
$\theta(n)$	ángulo nodal de la barra n		
$n(i)$	conjunto de barras asociadas a la planta i		
$n_F(m)$	barra DE del circuito m		
$n_T(m)$	barra PARA del circuito m		
l	índices de enlace DC		
L	número de enlaces DC		
$\bar{\gamma}_{tk}(l)$	límite de flujo del enlace DC l en la etapa t , escalón k	MWh	D
a	índices de áreas eléctricas		
A	número de áreas		
$I(a)$	conjunto de plantas hidroeléctricas pertenecientes al área a		
$J(a)$	conjunto de plantas térmicas pertenecientes al área a		
$N(a)$	conjunto de barras pertenecientes al área a		
$\bar{I}_{tk}(a)$	límites de importación del área a en la etapa t , escalón k	MWh	D
$\bar{E}_{tk}(a)$	límites de exportación del área a en la etapa t , escalón k	MWh	D
sc	índices de las restricciones de suma de flujo en los circuitos		
N_{sc}	número de restricciones de suma de flujo en los circuitos		
$K(sc)$	número de circuitos pertenecientes a la restricción de suma de flujo en circuitos sc		
$\alpha(m)$	factor multiplicativo asociado al circuito m de la restricción sc		
$\underline{F}(sc)$	límite inferior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
$\bar{F}(sc)$	límite superior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
n	índices de los nodos de producción de gas natural		
N_g	número de nodos de producción de gas natural		



Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$\Omega(n)$	conjunto de nodos del sistema de gas conectados al nodo n		
$T(n)$	conjunto de plantas térmicas asociadas al nodo n del sistema de gas		
$D(n)$	conjunto de demandas no eléctricas conectadas al nodo n del sistema de gas		
$\bar{P}_t(n)$	límite máximo de producción de gas del nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{P}_t(n)$	límite mínimo de producción de gas del nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n en la etapa t	M[UV]/día	V
n, m	índices de los nodos terminales de los gasoductos		
M_g	número de gasoductos		
$\bar{f}_t(n, m)$	límite máximo de flujo de gas del gasoducto que conecta los nodos t y m en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{f}_t(n, m)$	límite mínimo de flujo de gas del gasoducto que conecta los nodos n y m en la etapa t	M[UV]/día	D
$f_t(n, m)$	flujo de gas natural del gasoducto que conecta los nodos n y m en la etapa t	M[UV]/día	V
$p_t(m, n)$	factor de pérdidas del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (cuando el flujo está en la dirección $m \rightarrow n$)	M[UV]/día/MWh	D
$\phi_t(j)$	factor de conversión de consumo de gas para la planta térmica j en la etapa t	M[UV]/día/MWh	D
$\delta_t(n, k)$	déficit de la demanda de gas natural k en el nodo n en la etapa t	M[UV]/día	V
$d_t(n, k)$	demanda de gas natural k en el nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D



13 BIBLIOGRAFÍA

Pereira, M.V., Pinto, L.M.V.G., “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning”, *Mathematical Programming*, Volume 52, Numbers 1-3, pp. 359-375, May, 1991

Pereira, M.V., McCoy M.F., Merrill, H.M., “Managing risk in the new power business”, *IEEE Computer Applications in Power*, pp.18-24, Apr, 2000.

Gorenstin, B.G., Campodonico, N.M., Costa, J.P., Pereira, M.V.F., “Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints”, *Power Industry Computer Application Conference, 1991. Conference Proceedings*, pp. 127-133, May, 1991.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., “Planning Risks. In: Risk Tutorial”, *IEEE Pica Conference*, Santa Clara, 1999.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., “Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models”, *EPSOM'98*, Zurique, Suíça, 1998.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., “Programación Dinámica Dual Estocástica (MPODE y SUPER/OLADE)”, *Seminario Internacional Modelos de Planeación y Mercados para el Sistema Eléctrico Colombiano*, 1998, Bogotá, Colombia, 1998

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Gorenstin, B.G., Costa, J. P., “Application of Stochastic Optimization in Power System Planning and Operation”. *International Symposium on Electric Power Engineering*, Estocolmo, Suécia, 1995.

A. PROGRAMACIÓN DINÁMICA DUAL ESTOCÁSTICA

A.1 Formulación del problema

El despacho hidrotérmico multi-etapa se plantea como un problema de *programación dinámica estocástica*, caracterizado por la siguiente ecuación recursiva:

$$\alpha(v_{t-1}, a_{t-1}) = E\{ \text{Min} [z_t(e_t) + \alpha_{t+1}(v_t, a_t)] \} \quad (\text{A.1})$$

$$\text{s.t.} \quad v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}(i) + a_t(i)$$

$$0 \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i)$$

$$0 \leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i)$$

$$e_t(i) = \rho(i)u_t(i)$$

$$i = 1, \dots, I$$

donde i índice de las centrales hidroeléctricas (I = número de centrales) y $z_t(e_t)$ representa el costo operativo asociado a la generación hidroeléctrica e_t , esto es:

$$z_t(e_t) = \text{Min} \sum_{j=1}^J c(j)g_t(j) + c_\delta \delta_t \quad (\text{A.2})$$

$$\text{s.a} \quad \sum_{j=1}^J g_t(j) + \sum_{i=1}^I e_t(j) + \delta_t = d_t$$

$$0 \leq g_t(j) \leq \bar{g}_t(j) \quad j = 1, \dots, J$$

donde j índice de las térmicas (J = número de térmicas).

En teoría, el procedimiento recursivo (A.1) podría ser resuelto a través de un algoritmo de programación dinámica estocástica (PDE). Sin embargo, el esfuerzo computacional del algoritmo PDE tradicional crece exponencialmente con el número de variables de estado del problema.

Debido a esto, se utiliza la técnica de programación dinámica estocástica dual (SDDP), que permite obtener los mismos resultados de la PDE tradicional, sin la necesidad de discretización del espacio de estados. El algoritmo SDDP es un proceso iterativo de construcción de una aproximación de la función de costo futuro, cuya precisión depende de dos parámetros: el tamaño de la muestra de estados (L) y el número de escenarios condicionados utilizados en el cálculo de la función de costo futuro (N).

A.2 Pasos del algoritmo SDDP

A.2.1 Selección del conjunto inicial de estados

En la primera iteración se requieren L estados iniciales. Para cada etapa t el estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) representa las condiciones iniciales de almacenamiento y afluencias, para $l = 1, \dots, L$.



A.2.1.1 Estados iniciales de almacenamiento

El estado inicial de almacenamiento para la etapa $t = 1$ es un dato conocido, igual a v_n para cada uno de los L estados. Los estados iniciales de almacenamiento $\{v_{t-1}^l\}$, $l = 1, \dots, L$ y $t = 2, \dots, T$ se obtienen dividiendo la capacidad del embalse en L valores. Por ejemplo, si $L = 5$, los estados de almacenamiento serían 100%, 75%, 50%, 25% y 0%.

A.2.1.2 Estados iniciales de afluencias

La condición hidrológica inicial a_0 es un dato conocido. Los estados iniciales de afluencias anteriores $\{a_{t-1}^l\}$, $l = 1, \dots, L$ se obtienen generando un conjunto de L secuencias hidrológicas para las etapas $t = 2, \dots, T$. El proceso de generación consiste en sortear aleatoriamente un vector de ruidos ξ_t^l con distribución Lognormal de tres parámetros y calcular el vector de afluencias para la etapa t , secuencia l como:

$$a_t^l = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^l \quad (\text{A.3})$$

Las matrices Φ_{t-1} and Λ_t contienen los parámetros del modelo estocástico de afluencias. Φ_{t-1} representa la relación entre las afluencias de una misma central en etapas consecutivas (correlación temporal), mientras Λ_t representa la relación entre todas las afluencias del sistema en la misma etapa (correlación espacial). En esta presentación de la metodología se utiliza un modelo auto-regresivo de orden 1, con el objetivo de simplificar la notación. Se observa que la utilización de modelos de orden mayor que 1 no compromete la eficiencia de la metodología SDDP.

A.2.2 Cálculo de la función aproximada de costo futuro

La aproximación de la función de costo futuro se construye a través de una recursión en el sentido inverso del tiempo. Para cada etapa t y para cada estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) el siguiente proceso se repite.

A.2.2.1 Generación de N escenarios de afluencias condicionadas

Se generan N escenarios de afluencias condicionadas a la afluencia a_{t-1}^l , como se muestra a continuación:

$$a_t^{ln} = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^n \quad \text{para } n = 1, \dots, N \quad (\text{A.4})$$

donde Φ_{t-1} y Λ_t son los parámetros del modelo estocástico de afluencias para la etapa t , y el vector ξ_t^n se obtiene por un sorteo aleatorio de una distribución Lognormal.

A.2.2.2 Solución del problema operativo

Sea v_{t-1}^l el vector de almacenamientos iniciales y a_t^{ln} uno de los vectores de afluencias condicionadas producido en el paso A.2.2.1. Se resuelve entonces el problema operativo para la etapa t :



$$\begin{aligned}
 w_t^{ln} &= \text{Min } z_t(e_t) + \alpha_{t+1} & (A.5) \\
 \text{s.t. } & v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + a_t^{ln}(i) & \pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) \\
 & 0 \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i) & \pi_{\bar{v}_t}^{ln}(i) \\
 & 0 \leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i) & \pi_{\bar{u}_t}^{ln}(i) \\
 & e_t(i) = \rho(i)u_t(i) \\
 & \alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^I \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) \geq \sum_{i=1}^I \phi_{a_t}^p(i) \times a_t^{ln}(i) + r_t^p & \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p) \\
 & \alpha_{t+1} \geq 0 \\
 & \text{para } i = 1, \dots, I; \text{ para } j = 1, \dots, J; \text{ para } p = 1, \dots, P(t)
 \end{aligned}$$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa t . Inicialmente $P(t) = 0$.

A.2.2.3 Cálculo de las derivadas

Después de la solución del problema (A.5) para cada uno de los escenarios de afluencias condicionadas, se calculan las derivadas de la función objetivo con respecto a las condiciones iniciales (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) .

El vector $\partial w_t^{ln} / \partial v_{t-1}^l$ representa la variación del costo operativo con respecto a los almacenamientos iniciales. Como estos almacenamientos sólo aparecen en la ecuación de balance hídrico, se tiene:

$$\partial w_t^{ln} / \partial v_{t-1}^l = \pi_{v_{t-1}}^{ln} \quad (A.6)$$

donde $\pi_{v_{t-1}}^{ln}$ es el multiplicador Simplex asociado a la ecuación de balance hídrico del problema (A.5).

La variación del costo operativo con respecto a las afluencias anteriores, $\partial w_t^{ln} / \partial a_{t-1}^l$, se obtiene de la siguiente manera. Aunque a_{t-1}^l no aparezca en el lado derecho del problema (A.5), se utiliza la regla de la cadena para obtener la derivada:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} \times \frac{\partial a_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} \quad (A.7)$$

Dado que a_t^{ln} aparece en la ecuación de balance hídrico y en las restricciones de costo futuro, se tiene:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} = \pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) + \sum_{p=1}^P \phi_{a_t}^p \times \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p) \quad (A.8)$$



Para obtener el término $\partial a_t^{ln} / \partial a_{t-1}^l$ se substituye a_t^{ln} por la expresión (A.4) del modelo estocástico de afluencias. Derivando, se tiene:

$$\partial a_t^{ln} / \partial a_{t-1}^l = \Phi_{t-1} \quad (A.9)$$

La derivada deseada se calcula como el producto de las dos expresiones anteriores, es decir:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} = [\pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) + \sum_{p=1}^p \phi_{a_t}^p \times \pi_{a_{t+1}}^{ln}(p)] \times \Phi_{t-1} \quad (A.10)$$

Por simplicidad de notación, se define:

$$\phi_{a_{t-1}}^{ln} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} \quad (A.11)$$

A.2.2.4 Cálculo de la aproximación de la función de costo futuro

Después de la solución de los N problemas correspondientes a los N escenarios condicionados al estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) y calculadas las derivadas con respecto a las condiciones iniciales para cada escenario n , el valor esperado de estas derivadas está dado por:

$$\phi_{v_{t-1}}^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \pi_{v_{t-1}}^{ln} \quad (A.12)$$

$$\phi_{a_{t-1}}^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \phi_{a_{t-1}}^{ln} \quad (A.13)$$

y el valor esperado de la función objetivo es:

$$w_t^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N w_t^{ln} \quad (A.14)$$

Una aproximación de la función de costo futuro de la etapa anterior $t - 1$ se obtiene a través de la linealización del valor esperado w_t^l alrededor del estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) :

$$\alpha_{t-1}^l(v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) \geq w_t^l + \phi_{v_{t-1}}^l \times (v_{t-1} - v_{t-1}^l) + \phi_{a_{t-1}}^l \times (a_{t-1} - a_{t-1}^l) \quad (A.15)$$

Separando los valores conocidos de las variables de decisión y agregando los términos, se tiene:

$$\alpha_{t-1}^l(v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) \geq \phi_{v_{t-1}}^l \times v_{t-1} + \phi_{a_{t-1}}^l \times a_{t-1} + r_{t-1}^l \quad (A.16)$$

donde r_{t-1}^l es un término constante dado por:

$$r_{t-1}^l = w_t^l - \phi_{v_{t-1}}^l \times v_{t-1}^l - \phi_{a_{t-1}}^l \times a_{t-1}^l \quad (A.17)$$



A.2.2.5 Actualización de la función de costo futuro de la etapa anterior

El procedimiento presentado en A.2.2.4 produce un hiperplano que aproxima la función de costo futuro de la etapa anterior $t - 1$ alrededor del estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) . Este proceso se repite para cada estado l , con $l = 1, \dots, L$. De esta forma generamos L aproximaciones de la función de costo futuro para la etapa $t - 1$. Estos L nuevos hiperplanos son añadidos al problema de la etapa anterior, por lo tanto $P(t - 1) \leftarrow P(t - 1) + L$.

A.2.3 Cálculo del límite inferior

El problema operativo se resuelve ahora para la primera etapa $t = 1$. Los tramos de la función de costo futuro para esta etapa fueron obtenidos como se mostró en la sección A.2.2. El valor esperado del costo operativo a lo largo del período de planeamiento se calcula como:

$$\underline{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^L w_1^l \quad (\text{A.18})$$

donde:

\underline{w} valor esperado del costo operativo

w_1^l valor óptimo del problema operativo de la primera etapa dado el volumen inicial v_0 y el vector de afluencias a_1^l :

$$w_1^l = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_1(j)g_1(j) + c_\delta \delta_t + \alpha_1 \quad (\text{A.19})$$

sujeto a las restricciones operativas etc.

Si el procedimiento presentado en las secciones A.2.1 y A.2.2 se aplicara a todos los estados (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) , posibles del sistema, el costo operativo promedio calculado en (A.18) sería por definición la solución óptima del problema estocástico. Como el número total de estados es excesivamente elevado, se aplica el procedimiento a un subconjunto de L estados. Por lo tanto, las funciones de costo futuro $\{\alpha_1\}$ calculadas son aproximaciones de las funciones verdaderas. En particular, dado que la aproximación de la función de costo futuro no incluye todos los tramos, el valor \underline{w} en (A.18) es un límite inferior para la solución óptima.

A.2.4 Cálculo del límite superior

El cálculo del límite superior se basa en la observación de que el costo esperado resultante de la simulación operativa del sistema para cualquier función de costo futuro no puede ser inferior al valor óptimo. El proceso consiste en una simulación en el sentido directo del tiempo para una muestra de tamaño L . El procedimiento de simulación se presenta a continuación.

A.2.4.1 Estados iniciales de almacenamiento

Para la etapa $t = 1$ se considera el vector de volúmenes iniciales v_0 .



A.2.4.2 Estados iniciales de afluencias

Los estados iniciales de afluencias para las etapas $t = 1, \dots, T$ y para los escenarios $l = 1, \dots, L$ son los mismos que se sortearan en la sección A.2.1.2.

A.2.4.3 Simulación operativa

Para cada etapa t y para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) se resuelve el problema operativo:

$$w_t^l = \text{Min } z_t(e_t) + \alpha_{t+1} \quad (\text{A.20})$$

$$\text{s. a: } v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + \alpha_t^l(i)$$

$$0 \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i)$$

$$0 \leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i)$$

$$e_t(i) = \rho(i)u_t(i)$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^I \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) \geq \sum_{i=1}^I \phi_{a_t}^p(i) \times a_t(i) + r_t^p$$

$$\alpha_{t+1} \geq 0$$

$$\text{para } i = 1, \dots, I; \text{ para } j = 1, \dots, J; \text{ para } p = 1, \dots, P(t)$$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa t obtenidas en el proceso recursivo presentado en A.2.2. El siguiente valor está asociado a la solución de este problema:

$$z_t^l = w_t^l - \alpha_t^l \quad (\text{A.21})$$

donde w_t^l es el valor óptimo de la solución y w_t^l es el valor de la variable de costo futuro en la solución óptima. En otras palabras, z_t^l representa el costo operativo en la etapa t , sin costo futuro.

A.2.4.4 Actualización del estado inicial de almacenamiento

Para las etapas t , $t = 2, \dots, T$, actualice los estados iniciales de almacenamiento utilizando el vector de almacenamientos finales v_{t-1}^l obtenido en la solución del problema operativo de la etapa $t - 1$ para el l -ésimo escenario.

A.2.4.5 Obtención del límite superior

Después de la solución del problema (A.20) para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) y para cada etapa se calcula:

$$\bar{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^L z^l \quad (\text{A.22})$$

donde z^l es el costo operativo total de la secuencia l :

$$z^l = \sum_{t=1}^T z_t^l \quad (\text{A.23})$$

A.2.5 Verificación de la optimalidad

El límite superior estimado en (A.22) se basa en una muestra de L secuencias de afluencias. Por lo tanto, hay una incertidumbre alrededor de esta estimación, que depende de la desviación estándar del estimador:

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{1}{L^2} \sum_{l=1}^L (z^l - \bar{w})^2} \quad (\text{A.24})$$

El intervalo de confianza (95%) para \bar{w} es:

$$[\bar{w} - 1.96\sigma_w; \bar{w} + 1.96\sigma_w] \quad (\text{A.25})$$

Si el límite inferior \underline{w} está en el intervalo (A.25), se llegó a la solución óptima y el algoritmo termina. En caso contrario, se debe mejorar la aproximación de las funciones de costo futuro y por lo tanto repetir el procedimiento presentado en la sección A.2.2. Los nuevos estados de almacenamiento son los volúmenes (v_{t-1}^l) producidos en la simulación operativa presentada en la sección A.2.4. Los estados de afluencias (a_{t-1}^l) siguen iguales.

B. MODELO ESTOCÁSTICO DE CAUDALES

B.1 Objetivo

En este Anexo se describe el modelo estocástico de caudales utilizados en el modelo SDDP. El modelo busca caracterizar, de la forma más realista y simple posible:

- la dependencia de una secuencia de caudales afluentes a un embalse con el ciclo anual y con su propio histórico reciente;
- la naturaleza de la distribución del vector de ruidos en cada intervalo de tiempo;
- la naturaleza de la interdependencia entre las afluencias a los diferentes embalses.

El modelo de caudales es capaz de determinar y aplicar diferentes órdenes de autocorrelación para cada período del modelo. En este texto, se procura simplificar la representación matemática del modelo, considerando el tipo AR(1). Esperamos que esto haga más fácil la comprensión del modelo. El modelo de caudales afluentes a un embalse se describe en la Sección B.2, incluyendo procedimientos para la estimación de los parámetros del modelo autoregresivo, caracterización de la distribución de ruidos, y testes para verificar si el modelo es adecuado.

La sección B.3 describe como se modela y estima la relación entre los caudales afluentes a diferentes embalses.

El modelo genera series sintéticas de caudales que son utilizadas en la fase *forward* del algoritmo del SDDP, o en la simulación de la operación del sistema. El modelo de caudales también genera secuencias de caudales condicionadas, utilizadas en la fase *backward* del algoritmo. La Sección B.4 describe como el programa SDDP genera secuencias sintéticas de caudales para el modelo y estima los parámetros.

B.2 Modelación en una variable para secuencias de caudales afluentes a un único embalse

B.2.1 El Modelo ARP(1)

B.2.1.1 Introducción

Los parámetros que caracterizan las secuencias de caudales (media, desviación estándar, asimetría y correlación temporal) generalmente presentan un comportamiento periódico a lo largo del año. Estas secuencias se pueden analizar por modelos autoregresivos periódicos, ARP. En este texto se asume un modelo autoregresivo de orden 1 para cada período, es decir, toda la información de correlación entre caudales presente y pasada está contenida en la correlación con el período anterior. En este modelo, la autocorrelación se reduce exponencialmente en la medida que el número de períodos autoregresivos lineales aumenta.

Usaremos la siguiente notación para describir el modelo:

m para períodos, $m = 1, 2, \dots, s$ donde s es el número de etapas del año ($s = 12$ para series mensuales, $s = 52$ para series semanales)



- T para años, $T = 1, 2, \dots, N$ donde N es el número de años
- t índice de las etapas, $t = 1, 2, \dots, s \times N$,
- Z_t secuencia estacional de la etapa t
- μ_m media estacional del período m
- σ_m desviación estándar del período m
- ϕ_m parámetro autoregresivo (de orden l) para el período m
- a_t ruidos con media cero y varianza $\theta^2(t)$

Una autocorrelación de orden 1 en cada período significa que en cada período los caudales están relacionados a los caudales del período anterior por la ecuación:

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t$$

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t \quad (\text{B.1})$$

donde a_t no depende de Z_{t-1}, Z_{t-2} etc.

B.2.1.2 Relación entre el parámetro autoregresivo y la correlación de caudales

La siguiente ecuación muestra que con un modelo autoregresivo de primer orden, el parámetro autoregresivo de cada período es el mismo que el coeficiente de correlación (de primer orden) del período correspondiente.

Denominaremos $\rho^m(k)$, la correlación entre Z_t y Z_{t-k} para t perteneciente al período m :

$$\rho^m(k) = E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) \left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}} \right) \right] \quad (\text{B.2})$$

El conjunto de funciones de autocorrelación $\rho^m(k)$ de los períodos $m = 1, \dots, s$ describen la estructura con dependencia temporal de las series de caudales. Substituyendo la ecuación (B.2) en (B.1), se obtiene:

$$\rho^m(k) = E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) \left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}} \right) \right] + E \left[a_t \left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}} \right) \right] \quad (\text{B.3})$$

En función de la independencia de los ruidos con respecto al histórico, el segundo término del lado derecho de la ecuación es cero. Así:

$$\rho^m(k) = \phi_m \rho^{m-1}(k-1) \quad \text{para } k \geq 1$$

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \rho^{m-2}(k-1) \quad \text{para } k \geq 2 \quad (\text{B.4})$$



Si aplicamos la misma relación continuamente y observamos que $\rho^m(k - k) = \rho^m(0) =$ obtenemos:

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \dots \phi_{m-k+1} \quad (\text{B.5})$$

En el caso particular en que $k = 1$, tenemos la siguiente relación:

$$\rho^m(1) = \phi_m \quad (\text{B.6})$$

Por lo tanto, en un modelo ARP(1), el parámetro autoregresivo ϕ_m es idéntico a la correlación entre los caudales del período m y el período $m - 1$. Por eso podemos expresar la varianza del ruido en términos de los parámetros autoregresivos.

B.2.1.3 El vector de ruidos transformados

La generación de secuencias de caudales que serán usadas por el modelo SDDP requiere el conocimiento de los parámetros y de la forma de la distribución asociada a los caudales. En particular, es necesario determinar los parámetros de la distribución de ruidos de los caudales. Estos parámetros no están directamente relacionados a los caudales anteriores por medio de las autocorrelaciones.

Si asumimos que el ruido tiene una distribución Lognormal, con media 0, varianza $\theta^2(t)$ y un límite inferior ψ_t , entonces sabemos de la teoría Estadística, que $a_t - \psi_t$ tiene distribución Lognormal con media $-\psi_t$ y varianza $\theta^2(t)$. Si transformamos estas variables $a_t - \psi_t$, aplicando sus logaritmos, las variables resultantes tienen una distribución normal. Así, precisamos determinar los parámetros de la distribución Normal desde los parámetros calculados de los caudales observados. Inicialmente obtenemos la varianza de los ruidos en términos del parámetro autoregresivo.

Como a_t tiene media cero:

$$\begin{aligned} \text{Var}(a_t) &= E(a_t^2) \\ &= E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) - \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right) \right]^2 \\ &= E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right)^2 \right] + \phi_m^2 E \left[\left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right)^2 \right] - 2\phi_m E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right) \right] \\ &= \rho^m(0) + \phi_m^2 \rho^{m-1}(0) - 2\phi_m \rho^m(1) \\ &= 1 + \phi_m^2 - 2\phi_m^2 \\ &= 1 - \phi_m^2 \end{aligned}$$

Por lo tanto:

$$\theta^2(t) = 1 - \phi_m^2 \quad (\text{B.7})$$



Los caudales no pueden ser negativos, lo que implica un límite inferior para a_t, ψ_t . Definiremos ψ_t por el manejo de la ecuación (B.1). Z_t será positivo si:

$$a_t > -\frac{\mu_m}{\sigma_m} - \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right) = \psi_t \quad (\text{B.8})$$

Ahora vamos a deducir los parámetros de las distribuciones normales $\log(a_t - \psi_t)$, es decir, la media μ_v y la varianza σ_v^2 . Los valores de μ_v y σ_v^2 se pueden deducir por la función generadora de momentos de $a_t - \psi_t$. Por simplicidad de notación, dejaremos de lado el índice del tiempo t . También asumiremos el índice λ para simplificar la notación.

La función densidad de probabilidad de a_t , que tiene distribución Lognormal de 3 parámetros $(\psi_t, \mu_v, \sigma_v)$ es:

$$f_{a_t} = \frac{1}{(a_t - \psi_t)\sqrt{2\pi\sigma_v}} e^{-0.5\left(\frac{\log(a_t - \psi_t) - \mu_v}{\sigma_v}\right)^2} \quad \text{para } a_t \geq \psi_t \quad (\text{B.9})$$

donde:

$$\mu_v = E(\log(a_t - \psi_t)) \quad (\text{B.10})$$

$$\sigma_v = \sqrt{E[\log(a_t - \psi_t) - \mu_v]^2} \quad (\text{B.11})$$

La función de probabilidad (B.9) tiene las siguientes estadísticas:

Media:

$$\mu_v = \psi_t + e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}} \quad (\text{B.12})$$

Varianza:

$$\theta^2 = e^{2(\mu_v + \sigma_v^2)} - e^{2\mu_v + \sigma_v^2} \quad (\text{B.13})$$

Llamando la variable auxiliar $\lambda = e^{\sigma_v^2}$ trabajando con el segundo momento B.13, se obtiene:

$$\begin{aligned} \theta^2 &= e^{2\mu_v} e^{\sigma_v^2} (e^{\sigma_v^2} - 1) \\ &= e^{2\mu_v} \lambda (\lambda - 1) \end{aligned}$$

Entonces tenemos que:

$$e^{2\mu_v} = \frac{\theta^2}{\lambda(\lambda-1)}$$

Aplicando el logaritmo:

$$\mu_v = 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda-1)}\right) \quad (\text{B.14})$$



y

$$\sigma_v^2 = \log(\lambda) \quad (\text{B.15})$$

A partir de los momentos de primer orden (B.12), de la distribución Lognormal, se tiene:

$$-\psi_t = e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}}$$

Aplicando logaritmo:

$$\log(-\psi_t) = \mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2} \quad (\text{B.16})$$

Substituyendo (B.14) y (B.15) en el lado derecho de (B.16)

$$\begin{aligned} &= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda-1)}\right) + 0.5 \log \lambda \\ &= 0.5 \log \theta^2 - 0.5 \log(\lambda(\lambda-1)) + 0.5 \log \lambda \\ &= 0.5 \log \theta^2 - 0.5 \log \lambda - 0.5 \log(\lambda-1) + 0.5 \log \lambda \\ &= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda-1}\right) \end{aligned}$$

Exponenciando ambos lados:

$$\begin{aligned} -\psi_t &= \sqrt{\frac{\theta^2}{\lambda-1}} \\ \psi_t^2 &= \frac{\theta^2}{\lambda-1} \end{aligned}$$

Entonces:

$$\lambda = \frac{\theta^2}{\psi_t^2} + 1 \quad (\text{B.17})$$

Substituyendo (B.17) en (B.14) y (B.15) obtenemos expresiones para μ_v y σ_v^2 en términos de la varianza y del límite inferior de los ruidos. Estas son utilizadas en la generación sintética de caudales.

Consideraremos ahora la dependencia explícita con t . La variable $V_t = (\log(a_t - \psi_t) - \mu_v) / \sigma_v$ es llamada ruido transformado.

B.2.2 Modelo de ajuste

El modelo de caudales permite la adopción de diferentes órdenes de regresión que se aplican a cada período. Box y Jenkins propusieron una metodología para el ajuste de modelos ARIMA de series temporales, que también se pueden aplicar a los modelos PAR(p). En este análisis, la selección del modelo se divide en tres partes.



El primer paso, llamado *identificación* del modelo, consiste en la selección de un orden inicial para el modelo, basado en los estimadores de las funciones autoregresivas obtenidas desde el histórico. El segundo paso es la *estimación* de los parámetros del modelo, y el tercer paso es llamado *verificación* del modelo, donde testes estadísticos son utilizados para comprobar si las hipótesis adoptadas por el teste anterior son adecuadas. Si esto no se verifica se debe retornar al primer paso, hasta que los resultados sean satisfactorios.

B.2.3 Verificación del modelo

Se puede testar el modelo PAR(1) en cuanto a la independencia y normalización de las afluencias y por “outliers”.

B.2.3.1 Independencia de los ruidos

Esta hipótesis se puede comprobar por el cálculo de la autocorrelación estacional de los ruidos transformados, como:

$$r_v^{(m)}(j) = \frac{N^{-1}(\sum_{i=1}^N V_{(i-1)s+m} V_{(i-1)s+m-j})}{\sigma_v^{(m)} \sigma_v^{(m-j)}} \quad (\text{B.18})$$

Si el modelo fuera adecuado, $r_v^{(m)}(j)$ tiene una distribución aproximadamente Normal con media cero y varianza menor que N^{-1} . Las estadísticas de Portmanteau,

$$Q_{m,L} = N \sum_{j=1}^L (r_v^{(m)}(j))^2 + L(L+1)/2N \quad (\text{B.19})$$

son asintóticamente independientes y tienen una distribución χ^2 con $(L-1)$ grados de libertad. Un valor (significativamente) alto de $Q_{m,L}$ indica que la modelación del período m no es adecuada. En este caso, se debe intentar variar el orden del modelo (aumentando el orden desde 1) hasta que los ruidos sean independientes. En este proceso, se puede analizar las funciones de autocorrelación parciales de la muestra.

El modelo también deberá ser probado para todo el conjunto, usando la estadística:

$$Q_L = \sum_{m=1}^s Q_{m,L} \quad (\text{B.20})$$

donde Q_L tiene una distribución χ^2 con $s(L-1)$ grados de libertad.

B.2.3.2 Ruidos normalizados

Esta hipótesis puede ser verificada a través del cálculo de la asimetría estacional:

$$\gamma_v^m = N^{-1} \sum_{i=1}^N (V_{(i-1)s+m})^3 \quad (\text{B.21})$$

Por tener el estimador de la asimetría una distribución aproximadamente normal, con media cero y varianza $6N^{-1}$, la hipótesis que la *distribución transformada* tiene una distribución



Normal es rechazada (con nivel de significancia α) siempre que $|y_v^m| > Z_{n\alpha} \sqrt{6N^{-1}}$, donde $n\alpha$ es el límite superior del intervalo de confianza para un α dado, de una distribución Normal patrón.

B.2.3.3 Puntos fuera de la curva

El cálculo de la secuencia histórica $\{V_1, V_2, \dots\}$ caracteriza como "sospechoso" cualquier valor Z_t que resulte en un valor V_t fuera del intervalo de confianza de 99% de una distribución Normal.

B.3 Modelo multivariado para múltiples embalses

Sea:

$$V_t = [V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(j)] \quad (\text{B.22})$$

un conjunto de ruidos transformados espacialmente dependientes, donde $V_t(1)$ corresponde a la primera estación hidrológica, $V_t(2)$ la segunda, y así en adelante, para j estaciones.

El modelo espacial está representado por:

$$V_t = AW_t \quad (\text{B.23})$$

donde W_t es un vector con j componentes, todos con distribución Normal estándar, e independientes entre sí. La matriz A , conocida como matriz de carga se calcula por la siguiente ecuación:

$$AA' = \text{Cov}(V_t) = \Sigma \quad (\text{B.24})$$

donde A' es la transpuesta de A y $\text{Cov}(V_t)$ es la matriz de covarianza de V_t , llamada Σ , la que se estima desde las observaciones simultáneas de $V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(j)$.

Una manera de resolver (B.24) es por descomposición en autovectores de Σ :

$$\Sigma = X\Lambda X'$$

donde Λ es una matriz diagonal con los autovalores y X es una matriz de autovectores. Así,

$$A = X\Lambda^{1/2}$$

B.4 Generación sintética de caudales

La generación de caudales en un período cualquiera m se hace tomando una muestra, en cada tiempo t , con j variables dependientes de distribución Normal estándar, donde j es el número de plantas hidráulicas del estudio: $\tilde{W}_t(1), \tilde{W}_t(2), \dots, \tilde{W}_t(j)$.



El vector de ruidos transformado con dependencia espacial $\tilde{V}_t = [\tilde{V}_t(1), \tilde{V}_t(2), \dots, \tilde{V}_t(j)]$ se calcula por la ecuación (B.23), es decir, $\tilde{V}_t = A\tilde{W}_t$. Cada ruido $\tilde{V}_t(i), i = 1, \dots, J$ recibe una transformación específica para resultar en el ruido $\tilde{a}_t(i)$ del modelo autoregresivo periódico.

$$\tilde{a}_t(i) = \exp(\tilde{V}_t(i) \times \tilde{\sigma}_v + \tilde{\mu}_v) + \tilde{\Psi}_t \quad (B.25)$$

donde $\tilde{\mu}_v, \tilde{\sigma}_v$ y $\tilde{\Psi}_t$ están relacionados a los residuos sintéticos de la misma manera que μ_v, σ_v y Ψ_t están a los ruidos reales (ecuaciones (B.14) y (B.15) y (B.8) respectivamente).

La variable normalizada para cada local satisface la ecuación autoregresiva específica de la variable local i :

$$\tilde{X}_t(i) = \varphi_m \tilde{X}_{t-1}(i) + \tilde{a}_t(i) \quad (B.26)$$

El caudal sintético $\tilde{Z}_t(i)$ satisface:

$$\tilde{Z}_t(i) = \tilde{X}_t(i) \sigma_m(i) + \mu_m(i) \quad (B.27)$$

donde $\mu_m(i)$ y $\sigma_m(i)$ corresponden a la media y desviación estándar de la muestra de los caudales reales afluentes al embalse i en el período m .

En el programa SDDP, es necesario que sean simultáneamente generados un conjunto de caudales sintéticos. En la etapa de optimización, es necesario que estas secuencias tengan un límite inferior común en cada paso de tiempo. Estas secuencias se llamarán secuencias separadas de $\tilde{Z}_t(t, k), k = 1, \dots, K$.

En la práctica, debido a la naturaleza iterativa de los cálculos, se utiliza el siguiente procedimiento. En cada instante de tiempo se calcula:

$$\tilde{\Psi}_t(i, k) = -\frac{\mu_m(i)}{\sigma_m(i)} - \varphi_m(i) \frac{\tilde{Z}_{t-1}(i, k) - \mu_{m-1}(i)}{\sigma_{m-1}(i)}$$

El valor máximo de los límites inferiores calculados para las secuencias individuales es el límite inferior común. Matemáticamente, se hacía:

$$\tilde{\Psi}_t(i) = \max_{k=1}^K \tilde{\Psi}_t(i, k)$$

De esta manera se calculan los parámetros $\tilde{\lambda}, \tilde{\mu}_v$ y $\tilde{\sigma}_v$ por:

$$\tilde{\lambda}(t, i, k) = 1 + \frac{1 - \varphi_m(i)^2}{\tilde{\Psi}_t(i, k)^2}$$

$$\tilde{\mu}_v(t, i, k) = 0.5 \log \frac{1 - \varphi_m(i)^2}{\tilde{\lambda}(t, i, k) (\tilde{\lambda}(t, i, k) - 1)}$$

$$\tilde{\sigma}_v(t, i, k) = \sqrt{\log \tilde{\lambda}(t, i, k)}$$

Finalmente se calculan los caudales sintéticos como:

$$\tilde{Z}_t(i, k) = \sigma_m(i) \left(\exp[\tilde{\mu}_v(t, i, k) + \tilde{\sigma}_v(t, i, k) \tilde{V}_t(i)] + \tilde{\Psi}_t(i, k) \right)$$



Es necesaria la existencia de un punto inicial, esto es un valor de \tilde{Z}_{t-1} para el primero instante de tiempo. En algunos casos, este valor puede ser conocido, como en el caso de la simulación de continuidad de una secuencia de caudales reales. Caso contrario, se puede asumir un valor arbitrario, por ejemplo $\tilde{Z}_{t-1} = \mu_{m-1}$.

B.1 Representación de variables climáticas exógenas

Esta versión permite incorporar información climáticas exógenas, que pueden ser utilizadas para modelar, por ejemplo, la influencia de fenómenos climáticos como el El Niño en los caudales.

B.1.1.1 Eligiendo el factor de ponderación

Utilizando la misma notación de la sección do B.2.1 y definiendo, $M_{t,m}$ como una secuencia escalar de mediciones históricas para un determinado índice y \tilde{M}_m una previsión de este índice para el período m , podemos definir una secuencia de pesos, $w_{t,m}$, de tal manera que:

$$w_{t,m} = e^{-k|M_{t,m}-\tilde{M}_m|}$$

Donde k es un factor de ponderación arbitrado. El factor k define la velocidad de decaimiento, aumentando o disminuyendo el impacto de la variable climática en los parámetros del modelo de caudales. Un valor muy pequeño disminuye el impacto de la variable climática en el modelo, mientras que con un valor alto la tendencia es súper-ajustar los parámetros del modelo para las observaciones específicas relacionadas al índice climático, eliminando la influencia de los datos históricos adicionales en el modelo de caudales.

Idealmente, se debe evitar situaciones límites, es decir, es importante adoptar un factor que pondere de forma correcta la influencia de la variable climática y también preserve las propiedades estadísticas del histórico de caudales en los escenarios sintéticos que serán utilizados en el modelo SDDP. El valor *default* para el factor de ponderación es 1. Sin embargo, el usuario tiene la opción de elegir otros valores, permitiendo aumentar o reducir el efecto de fenómenos climáticos sobre los escenarios de caudales sintéticos generados para el modelo SDDP.

B.1.2 Modelo de ajuste

El peso acumulado en cada etapa puede ser definido por:

$$W_m = \sum_t w_{t,m}$$

De esta forma las estadísticas básicas del histórico de caudales serian redefinidas de forma a considerar la ponderación definida:

$$\mu_m = \frac{\sum Z_{t,m} \cdot w_{t,m}}{W_m}$$

$$\sigma_m = \sqrt{\left(\frac{\sum (Z_{t,m} - \mu_m)^2 \cdot w_{t,m}}{W_m} \right)}$$



La serie estacionaria, x_t , se define de forma similar al modelo PAR(p) convencional, sin embargo, considera las estadísticas ponderadas:

$$x_{t,m} = \frac{Z_{t,m} - \mu_m}{\sigma_m}$$

El modelo para estimar los parámetros de los modelos PAR(p) para los aportes de caudales del SDDP tiene como base el método de mínimo cuadrados. De esta forma, para incorporar el efecto del fenómeno El Niño en la estimación de los coeficientes autoregresivos es necesario adoptar la metodología de mínimos cuadrados ponderados. La ecuación autoregresiva para la secuencia normalizada de la serie de orden L será dada por:

$$x_t = \sum_{l=1}^L \varphi_{m,l} x_{t-l} + a_t$$

Los coeficientes autoregresivos para cada etapa m se formulan, por medio de abordagem de mínimos cuadrados ponderados, como un problema de minimización de la variancia de los residuos:

$$\arg_{\Phi} \text{Min } \theta^2(m)$$

Representando la variancia de forma ponderada, se puede escribir el problema de forma que:

$$\arg_{\Phi} \text{Min } \theta^2(m) = \text{Min } \sum_t \frac{w_{t,m} (x_{t,m} - \sum_{l=1}^{lmax} \varphi_{m,l} x_{t-l,m})^2}{W_m}$$

Después de calculados los coeficientes autoregresivos considerando el efecto de la variable climática, el procedimiento para generación de los aportes de caudales a través del modelo estocástico de generación de escenarios sintéticos del SDDP es idéntico al especificado en las secciones anteriores.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

Tomo II Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo 10

Topologías de los Proyectos

Tomo II Anexo 10

Topologías de los Proyectos



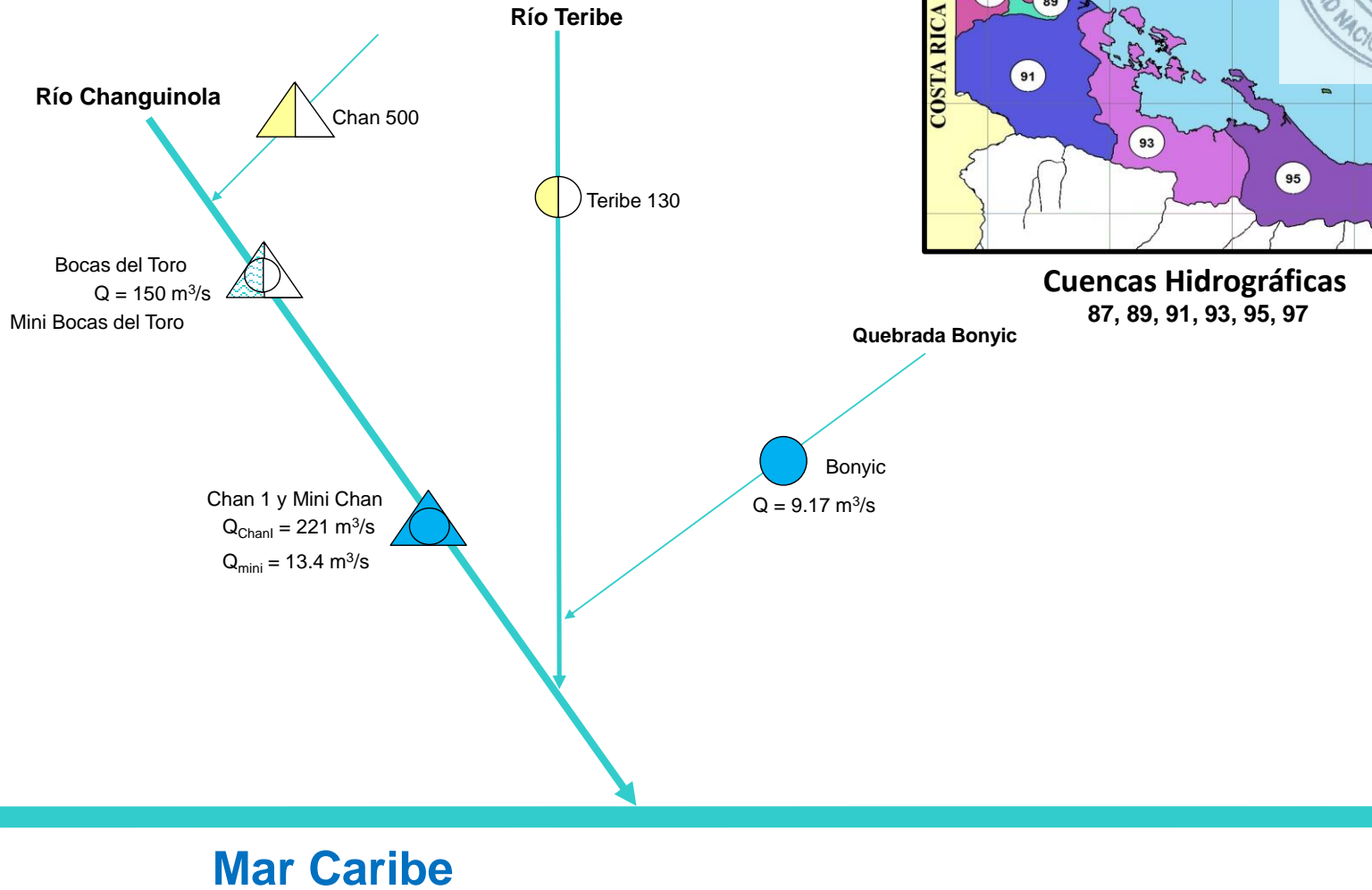
Topologías de los Proyectos



Dirección de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

Plan Indicativo de Generación 2019 -2033



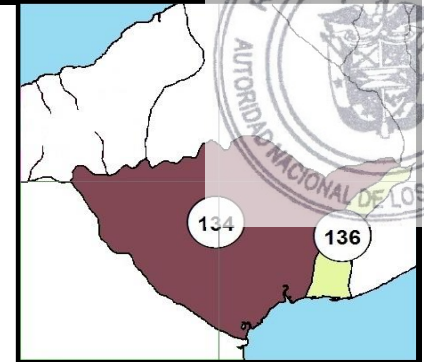
- | | | |
|---|---|---|
|  Central con Embalse Existente |  Central de Pasada Existente |  Conducción |
|  Central con Embalse en Construcción |  Central de Pasada en Construcción |  Cauce del Río |
|  Central con Embalse Proyecto |  Central de Pasada Proyecto | |
|  Sitio en Estudio con Embalse |  Sitio en Estudio para Central de Pasada | |

Topologías de los Proyectos

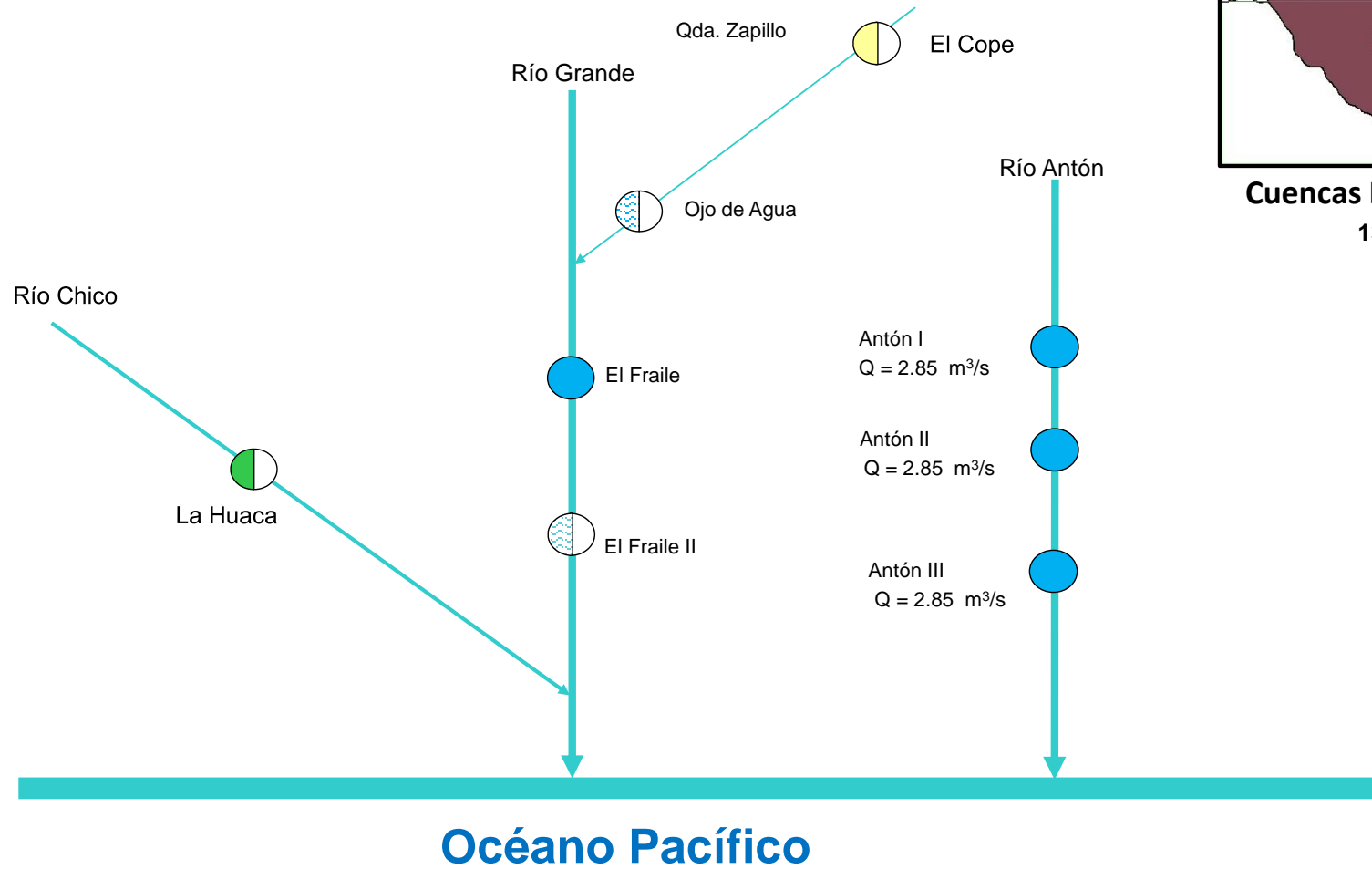
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2018

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas
134, 136



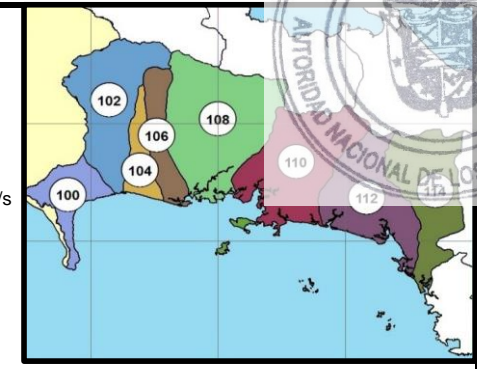
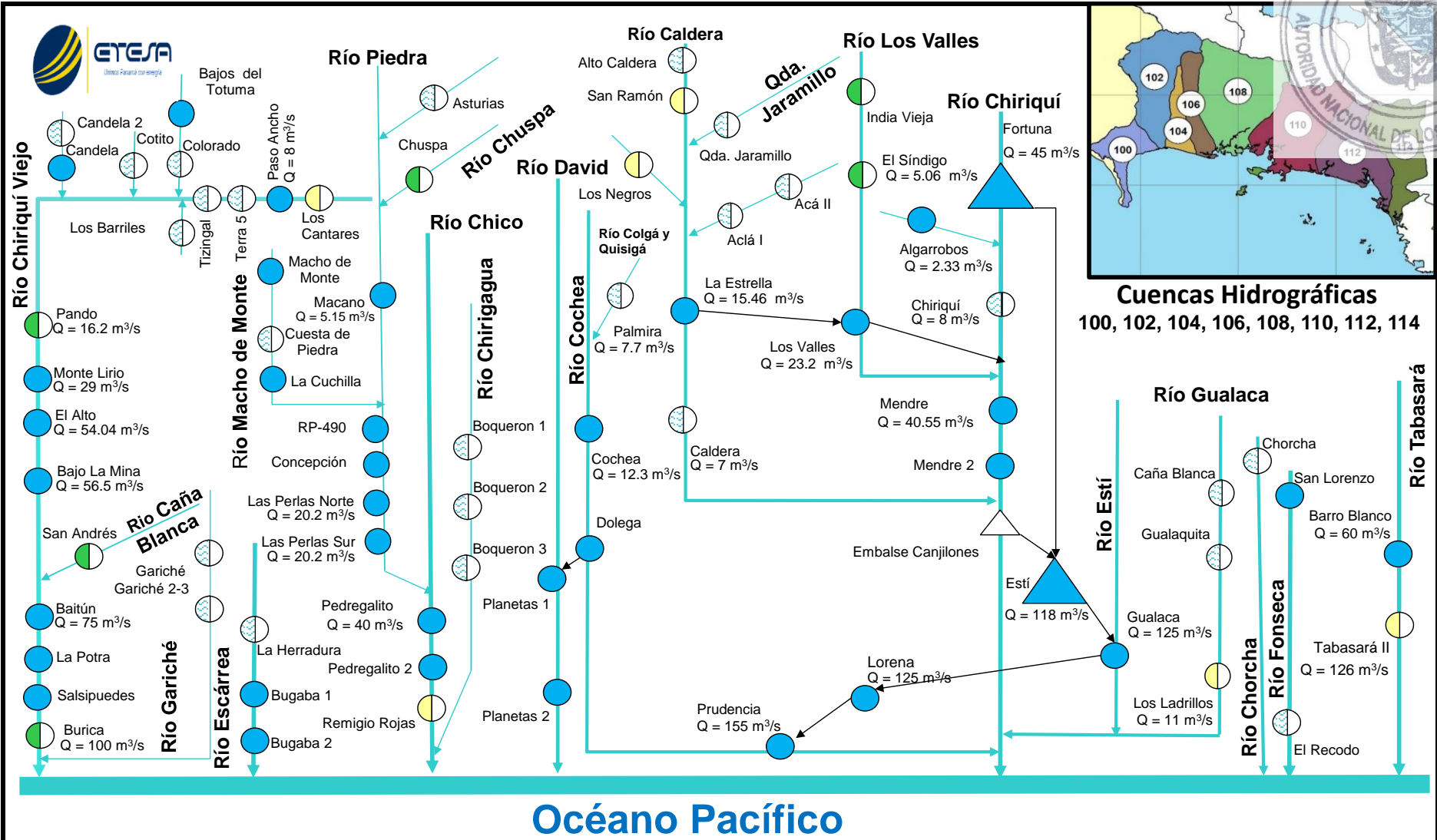
- | | | |
|-------------------------------------|---|---------------|
| Central con Embalse Existente | Central de Pasada Existente | Conducción |
| Central con Embalse en Construcción | Central de Pasada en Construcción | Cauce del Río |
| Central con Embalse Proyecto | Central de Pasada Proyecto | |
| Sitio en Estudio con Embalse | Sitio en Estudio para Central de Pasada | |

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2018

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114

- | | | |
|-------------------------------------|---|-------------------|
| Central con Embalse Existente | Central de Pasada Existente | Conducción |
| Central con Embalse en Construcción | Central de Pasada en Construcción | Cauce del Río |
| Central con Embalse Proyecto | Central de Pasada Proyecto | Embalse Existente |
| Sitio en Estudio con Embalse | Sitio en Estudio para Central de Pasada | |

Topologías de los Proyectos

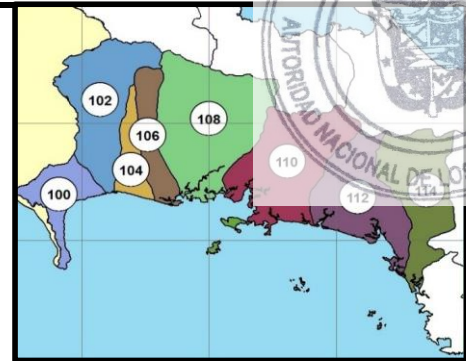
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009 Elaborado: F. Ponce
Mayo 2018 Actualizado: M. Saavedra

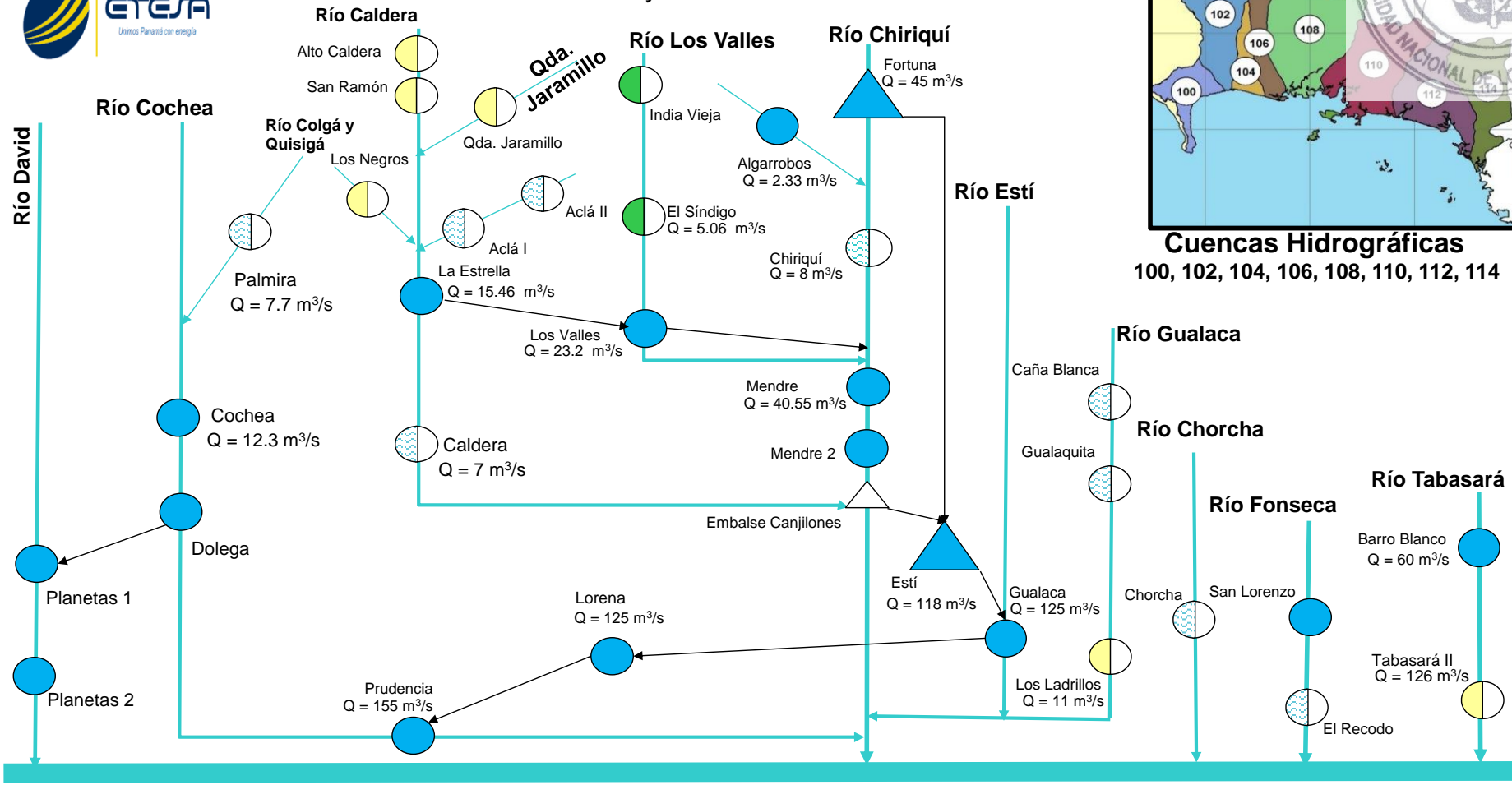
AP



Ríos David, Cochea, Caldera, Los Valles Chiriquí, Estí, Gualaca, Chorchá, Fonseca y Tabasará



Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114



	Central con Embalse Existente		Central de Pasada Existente		Conducción
	Central con Embalse en Construcción		Central de Pasada en Construcción		Cauce del Río
	Central con Embalse Proyecto		Central de Pasada Proyecto		Embalse Existente
	Sitio en Estudio con Embalse		Sitio en Estudio para Central de Pasada		

Topologías de los Proyectos

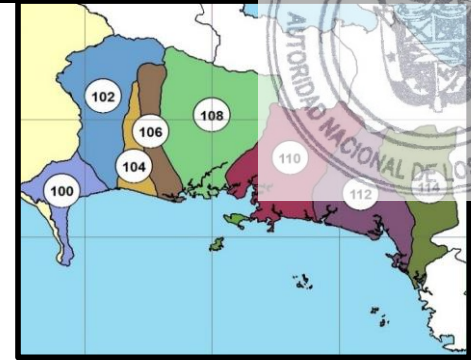
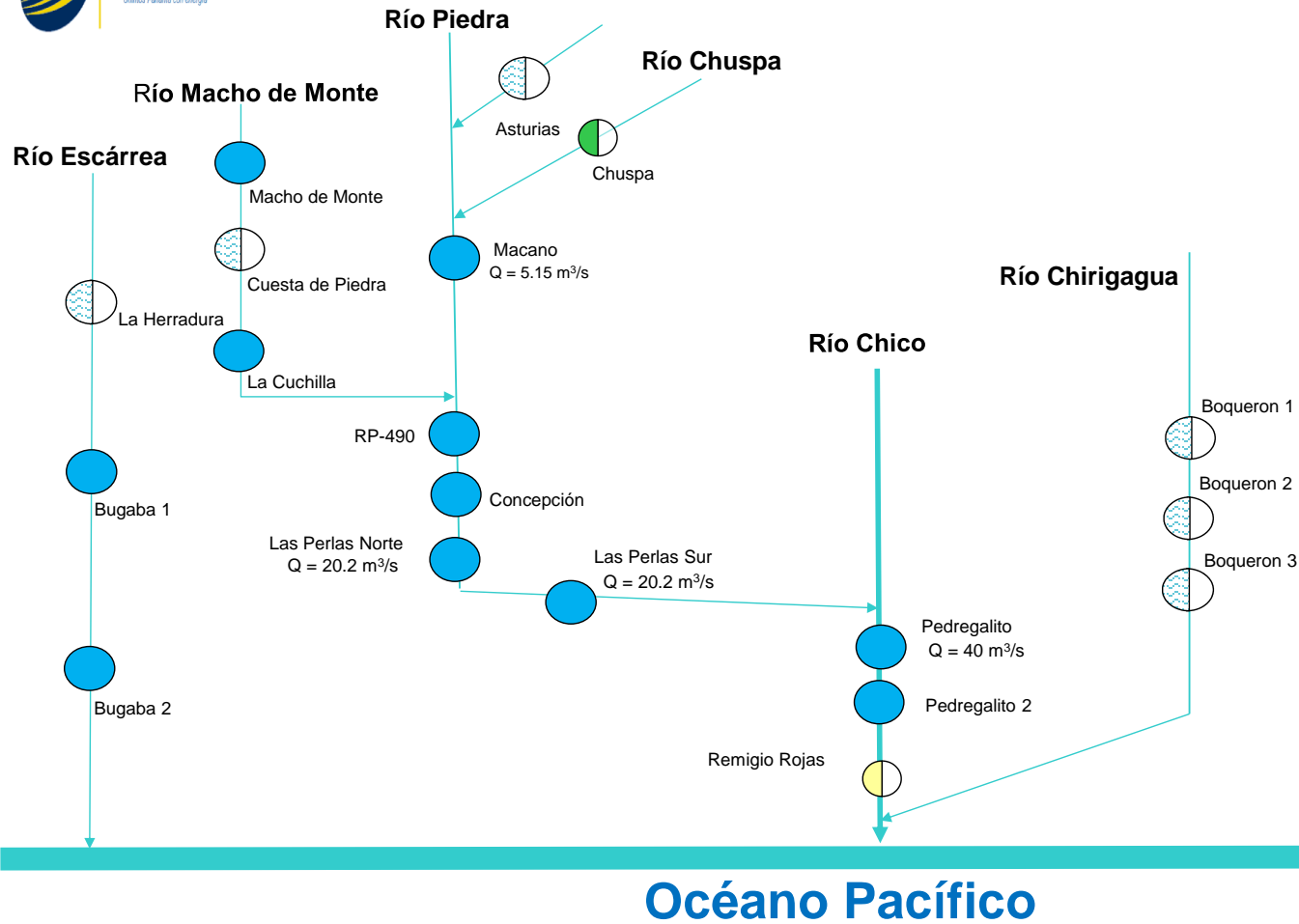
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2018

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

AP

Rios chuspa, Macho de Monte, Piedra, Chico, Chirigagua y Escárrea



Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114

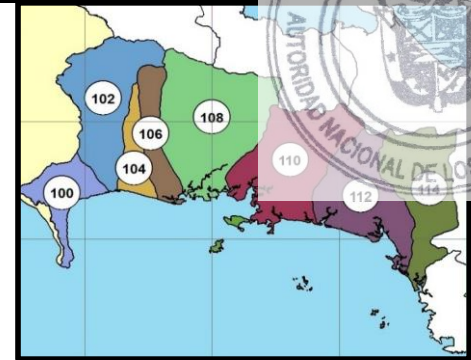
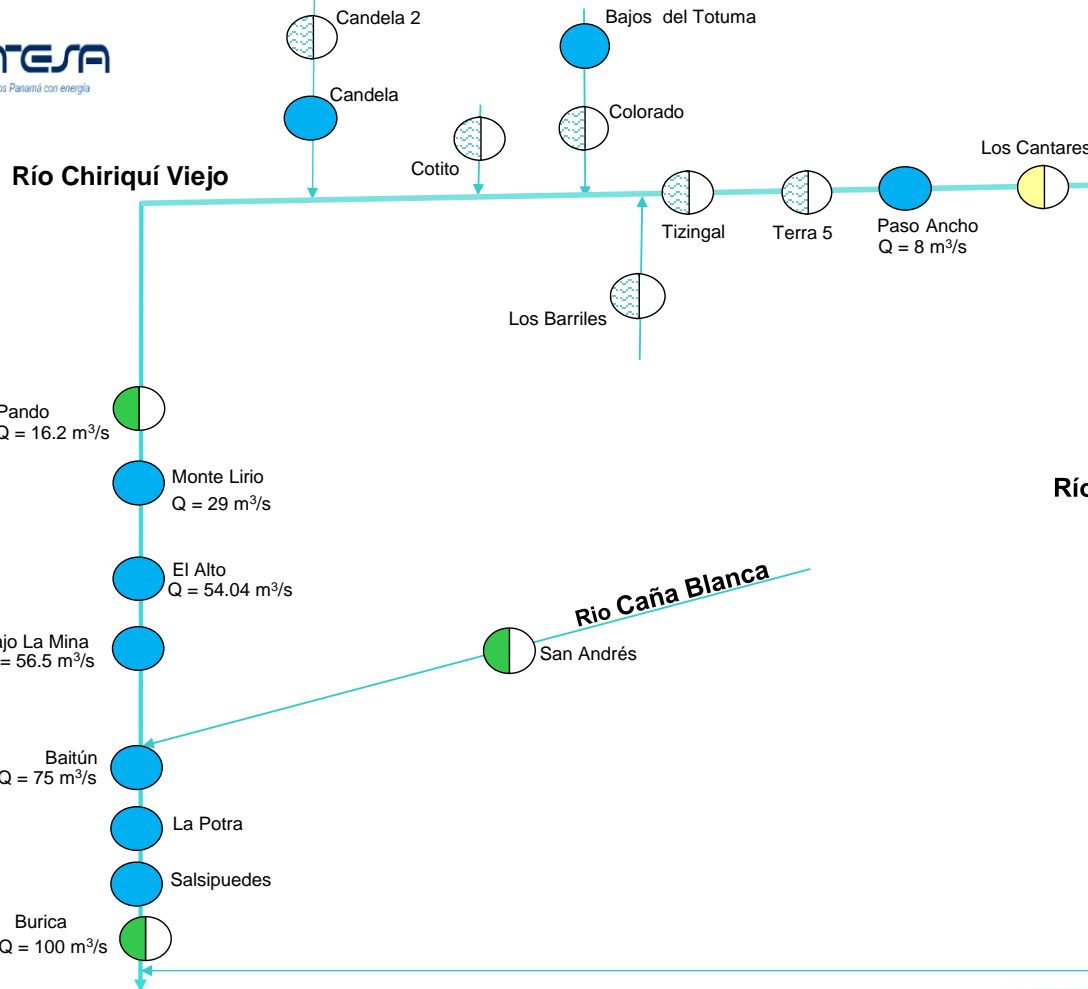
- | | | |
|-------------------------------------|---|-------------------|
| Central con Embalse Existente | Central de Pasada Existente | Conducción |
| Central con Embalse en Construcción | Central de Pasada en Construcción | Cauce del Río |
| Central con Embalse Proyecto | Central de Pasada Proyecto | Embalse Existente |
| Sitio en Estudio con Embalse | Sitio en Estudio para Central de Pasada | |

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2018

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas
 100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114

Océano Pacífico

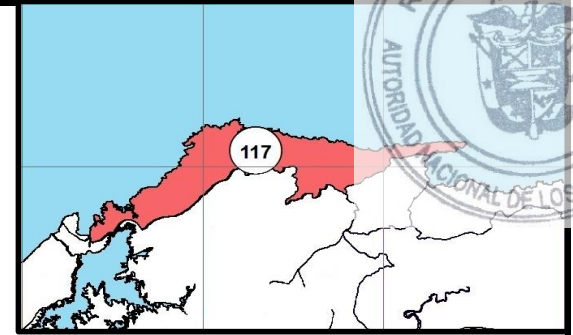
- | | | |
|-------------------------------------|---|-------------------|
| Central con Embalse Existente | Central de Pasada Existente | Conducción |
| Central con Embalse en Construcción | Central de Pasada en Construcción | Cauce del Río |
| Central con Embalse Proyecto | Central de Pasada Proyecto | Embalse Existente |
| Sitio en Estudio con Embalse | Sitio en Estudio para Central de Pasada | |

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
 Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
 Mayo 2018

Elaborado: F. Ponce
 Actualizado: M. Saavedra



Cuenca Hidrográfica
117



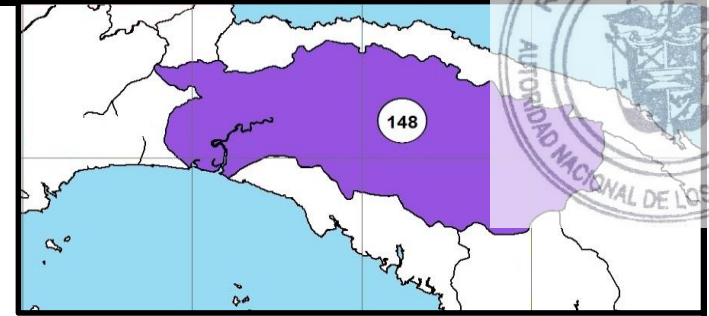
- | | | |
|-------------------------------------|---|---------------|
| Central con Embalse Existente | Central de Pasada Existente | Conducción |
| Central con Embalse en Construcción | Central de Pasada en Construcción | Cauce del Río |
| Central con Embalse Proyecto | Central de Pasada Proyecto | |
| Sitio en Estudio con Embalse | Sitio en Estudio para Central de Pasada | |

Topologías de los Proyectos

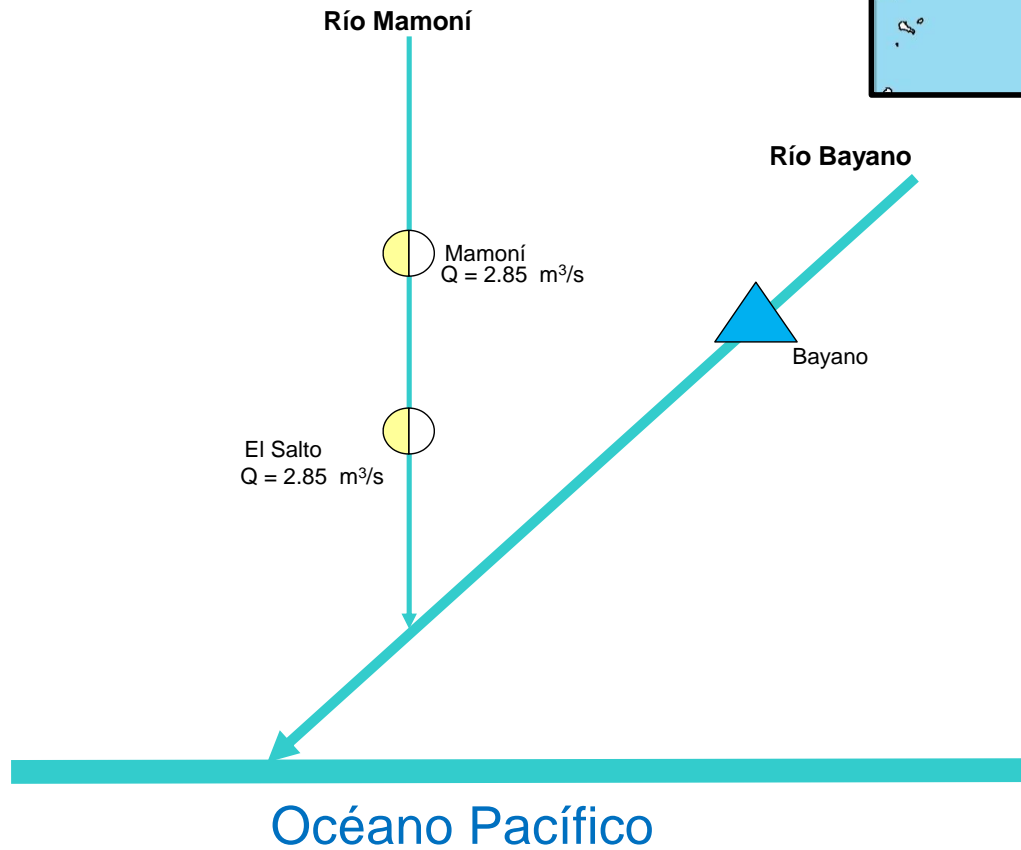
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
 Mayo 2018

Elaborado: F. Ponce
 Actualizado: M. Saavedra



Cuenca Hidrográfica
148



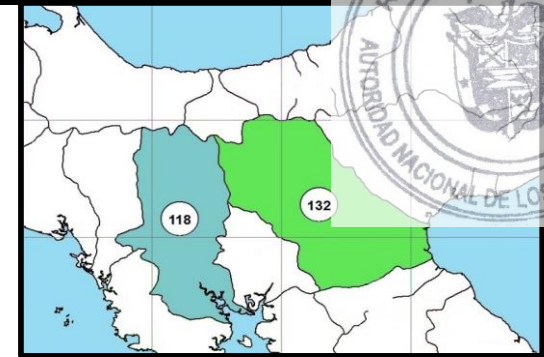
- | | | |
|---|---|---|
|  Central con Embalse Existente |  Central de Pasada Existente |  Conducción |
|  Central con Embalse en Construcción |  Central de Pasada en Construcción |  Cauce del Río |
|  Central con Embalse Proyecto |  Central de Pasada Proyecto | |
|  Sitio en Estudio con Embalse |  Sitio en Estudio para Central de Pasada | |

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2018

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas 118, 132



- | | | |
|-------------------------------------|---|---------------|
| Central con Embalse Existente | Central de Pasada Existente | Conducción |
| Central con Embalse en Construcción | Central de Pasada en Construcción | Cauce del Río |
| Central con Embalse Proyecto | Central de Pasada Proyecto | |
| Sitio en Estudio con Embalse | Sitio en Estudio para Central de Pasada | |

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
 Mayo 2018

Elaborado: F. Ponce
 Actualizado: M. Saavedra

AP



Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2019 – 2033

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo 11

Notas Recibidas de Agentes.

Notas Recibidas de Agentes

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), en el proceso de la revisión del Plan de Expansión del año 2019. Según lo establecido en el Reglamento de Transmisión en el TITULO V: "La Expansión del Sistema de Transmisión", CAPITULO V.1 "Criterios Generales", Artículo 63 que dice:

"Las empresas de generación, cogeneración y autogeneración y distribución deben suministrar a ETESA, la información necesaria requerida para la elaboración de los planes de expansión del sistema de transmisión de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente y específicamente en el Reglamento de Operación."

Solicito a los agentes de generación, cogeneración y autogeneración y distribución, tanto existentes como futuros, la información requerida para la elaboración del Plan indicativo de Generación 2019-2033, juntamos el listado de agentes que dieran respuesta a la solicitud de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Tabla 1: Notas Recibidas de Agentes

#	Nota Enviada	Fecha			Empresa	Proyecto	Tipo	Nota de Respuesta	Fecha		
		Día	Mes	Año					Día	Mes	Año
1	ETE-DTR-GPL - 005 - 2019	15	enero	2019	Gas Natural Fenosa	EDEMET / EDECHI	Distribución	CM-154-19	14	Febrero	2019
2	ETE-DTR-GPL - 006 - 2019	15	enero	2019	ENSA	ENSA	Distribución	VI-031-2019	31	enero	2019
3	ETE-DTR-GPL - 007 - 2019	15	enero	2019	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores	Termoeléctrica	NCE-2019-28	31	enero	2019
4	ETE-DTR-GPL - 008 - 2019	15	enero	2019	Metro de Panamá, S.A.	Metro	Metro	MPSA-PRO-29-2019	31	enero	2019
5	ETE-DTR-GPL - 009 - 2019	15	enero	2019	Altenenergy, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica	ALTERNEGY-CME-013-2019	28	enero	2019
					Prudencia	Hidroeléctrica					
					Cativá	Termoeléctrica					
6	ETE-DTR-GPL - 010 - 2019	15	enero	2019	Enel Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica	GG-00029-2019	30	enero	2019
7	ETE-DTR-GPL - 011 - 2019	15	enero	2019	Ideal Panamá, S.A.	Bajo de Mina	Hidroeléctrica	ID-OC-GG-0024-2019	30	enero	2019
					Baitún	Hidroeléctrica					
8	ETE-DTR-GPL - 012 - 2019	15	enero	2019	Hidroibérica, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica	HISA-20-2019-06	25	enero	2019
					El Fraile Solar 1	Fotovoltaica					
9	ETE-DTR-GPL - 013 - 2019	15	enero	2019	Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica	Sin Número	31	enero	2019
10	ETE-DTR-GPL - 014 - 2019	15	enero	2019	AES Panamá, S.A.	Bayano	Hidroeléctrica	AES-DC-033-19	28	enero	2019
					Estí	Hidroeléctrica					
					La Estrella	Hidroeléctrica					
					Los Valles	Hidroeléctrica					
11	ETE-DTR-GPL - 015 - 2019	15	enero	2019	AES Changuinola, S.A.	Estrella de Mar I	Termoeléctrica	AES-DC-032-19	28	enero	2019
					Changuinola I	Hidroeléctrica					
12	ETE-DTR-GPL - 016 - 2019	15	enero	2019	Hydro Caisán, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica	Sin Número	31	enero	2019
13	ETE-DTR-GPL - 017 - 2019	15	enero	2019	Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito	Hidroeléctrica	Sin Número	31	enero	2019
14	ETE-DTR-GPL - 018 - 2019	15	enero	2019	Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Hidroeléctrica	HBSA-ADM-0017-2019	28	enero	2019
15	ETE-DTR-GPL - 019 - 2019	15	enero	2019	Hidro-Panamá, S.A.	Antón I	Hidroeléctrica	CEE Panamá-11-2019	28	enero	2019
					Antón II	Hidroeléctrica					
					Antón III	Hidroeléctrica					
16	ETE-DTR-GPL - 020 - 2019	15	enero	2019	Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Los Algarrobos	Hidroeléctrica	ESEPSA-DIR-SJ-016-19	31	enero	2019
					Macho de Monte	Hidroeléctrica					
					Dolega	Hidroeléctrica					
17	ETE-DTR-GPL - 021 - 2019	15	enero	2019	Caldera Energy Corp.	La Yeguada	Hidroeléctrica	CE-MENDRE-C19-01-071	30	enero	2019
					Mendre	Hidroeléctrica					
18	ETE-DTR-GPL - 022 - 2019	15	enero	2019	Electrogeneradora del Istmo, S.A.	Mendre II	Hidroeléctrica	EGI-MENDRE2-C21-01-043	30	enero	2019
19	ETE-DTR-GPL - 023 - 2019	15	enero	2019	Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica	HPiedra-01-2019	21	enero	2019
					La Cuchilla	Hidroeléctrica					
20	ETE-DTR-GPL - 024 - 2019	15	enero	2019	Hidroeléctrica San Lorenzo, S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica	CEE Panamá-13-2019	30	enero	2019
21	ETE-DTR-GPL - 025 - 2019	15	enero	2019	Las Perlas Sur, S.A.	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica	LPS-012-2019	21	enero	2019
22	ETE-DTR-GPL - 026 - 2019	15	enero	2019	Las Perlas Norte, S.A.	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica	LPN-011-2019	21	enero	2019
23	ETE-DTR-GPL - 027 - 2019	15	enero	2019	Isthmus Hydropower Corp.	Concepción	Hidroeléctrica	IHP-010-2019	21	enero	2019
24	ETE-DTR-GPL - 028 - 2019	15	enero	2019	Paso Ancho Hydro-Power Corporation	Paso Ancho	Hidroeléctrica	CAR-002-2019-VC-EISA	28	enero	2019
					Monte Lirio	Hidroeléctrica					
25	ETE-DTR-GPL - 029 - 2019	15	enero	2019	Electron Investment, S.A.	Bonyic	Hidroeléctrica	P-2019-2823	30	enero	2019
26	ETE-DTR-GPL - 030 - 2019	15	enero	2019	Hidroecológica del Teribe, S.A.	Las Cruces	Hidroeléctrica	CEI-DO-003-2019	30	enero	2019
					Corporación de Energía del Istmo, S.A.	Hidroeléctrica					
28	ETE-DTR-GPL - 032 - 2019	15	enero	2019	Fountain Intertrade Corp.	Bajo Frío (La Potra)	Hidroeléctrica	BONTEX-CME-003-2019	28	enero	2019
						Bajo Frío (Salsipuedes)	Hidroeléctrica				
29	ETE-DTR-GPL - 033 - 2019	15	enero	2019	Bontex, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica	Sin Número	31	enero	2019
					Generadora Río Chico, S.A.	Hidroeléctrica					
31	ETE-DTR-GPL - 035 - 2019	15	enero	2019	Salto del Francol, S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica	SDF-GGR-005-19	8	Febrero	2019
					Los Planetas I	Hidroeléctrica					
					Los Planetas 2	Hidroeléctrica					
32	ETE-DTR-GPL - 036 - 2019	15	enero	2019	Generadora del Istmo, S.A.	Barro Blanco	Hidroeléctrica	BDT-EXT-CHBDT-19-0057-ETESA-013119	31	enero	2019
					Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Hidroeléctrica					
34	ETE-DTR-GPL - 038 - 2019	15	enero	2019	Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bajos del Totuma	Hidroeléctrica	EMN-EXT-GER-19-0304-ETESA-013119	31	enero	2019
					Bugaba 1	Hidroeléctrica					
					Bugaba 2	Hidroeléctrica					
35	ETE-DTR-GPL - 039 - 2019	15	enero	2019	Bahía Las Minas Corp.	Bugaba	Fotovoltaica	BLM-CME-005-2019	28	enero	2019
					Bahía Las Minas	Termoeléctrica					
36	ETE-DTR-GPL - 040 - 2019	15	enero	2019	Jinro Corp.	Jinro Power	Termoeléctrica	07-2019	30	enero	2019
37	ETE-DTR-GPL - 041 - 2019	15	enero	2019	Kanan Overseas I, Inc.	Barcaza Esperanza	Termoeléctrica	Pan-Am			
					PanAm Generating Limited	Termoeléctrica					
38	ETE-DTR-GPL - 042 - 2019	15	enero	2019	Generadora del Atlántico, S.A.	Termo-Colón	Termoeléctrica	PPC-001-19-ETESA	18	enero	2019
					Pedregal Power Company	Termoeléctrica					
40	ETE-DTR-GPL - 044 - 2019	15	enero	2019	Pedregal Power Company	Pacora	Termoeléctrica	#001-0315-ETESA-2018	29	enero	2019
					Energyst International B.V.	Termoeléctrica					
41	ETE-DTR-GPL - 045 - 2019	15	enero	2019	Energyst International B.V.	Cerro Azul 1	Termoeléctrica	AES-DC-034-19	28	enero	2019
					Urbalia Panamá, S.A.	Termoeléctrica					
42	ETE-DTR-GPL - 046 - 2019	15	enero	2019	Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	Termoeléctrica	CEE Panamá-12-2019	30	enero	2019
					Gas Natural Atlántico de R.L.	Termoeléctrica					
43	ETE-DTR-GPL - 047 - 2019	15	enero	2019	Gas Natural Atlántico de R.L.	Costa Norte	Termoeléctrica	Sin Número	22	enero	2019
					UEP Penonomé I, S.A.	Eólica					
						Eólica					
						Eólica					
45	ETE-DTR-GPL - 049 - 2019	15	enero	2019	UEP Penonomé II, S.A.	Nuevo Chagres I	Eólica	Sin Número	30	enero	2019
						Eólica					
						Eólica					
						Eólica					
46	ETE-DTR-GPL - 050 - 2019	15	enero	2019	Enel Green Panamá Power	Nuevo Chagres II	Eólica	GG-00030-2019	30	enero	2019
					Enel Green Panamá Power	Fotovoltaica					
47	ETE-DTR-GPL - 051 - 2019	15	enero	2019	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Rosa de los Vientos	Eólica	EGESA-GG-PSS-ETE-002	18	enero	2019
						Eólica					
48	ETE-DTR-GPL - 052 - 2019	15	enero	2019	Solar Panamá Venture, S.A.	Marañón	Eólica	GG-00031-2019	30	enero	2019
					Solar Panamá Venture, S.A.	Fotovoltaica					
49	ETE-DTR-GPL - 053 - 2019	15	enero	2019	Solar Coclé Venture, S.A.	Portobelo	Eólica	GG-00032-2019	30	enero	2019
					Solar Coclé Venture, S.A.	Fotovoltaica					
50	ETE-DTR-GPL - 054 - 2019	15	enero	2019	Solar Azuero Venture, S.A.	Chiriquí	Fotovoltaica	DF-ETESA-01-2019	31	enero	2019
					Solar Azuero Venture, S.A.	Fotovoltaica					
51	ETE-DTR-GPL - 055 - 2019	15	enero	2019	Sol Real Uno, S.A.	Sarigua	Fotovoltaica	DIVISASOLAR-CME-003-2019	28	enero	2019
					Sol Real Uno, S.A.	Fotovoltaica					
52	ETE-DTR-GPL - 056 - 2019	15	enero	2019	Sol Real Istmo, S.A.	Los Angeles	Fotovoltaica	Sin Número	30	enero	2019
					Sol Real Istmo, S.A.	Fotovoltaica					
53	ETE-DTR-GPL - 057 - 2019	15	enero	2019	Llano Sánchez Solar Power, S.A.	Caldera	Fotovoltaica	Sin Número	30	enero	2019
					Llano Sánchez Solar Power, S.A.	Fotovoltaica					
54	ETE-DTR-GPL - 058 - 2019	15	enero	2019	Divisa Solar 10MW, S.A.	Don Félix	Fotovoltaica	Sin Número	30	enero	2019
					Divisa Solar 10MW, S.A.	Fotovoltaica					
55	ETE-DTR-GPL - 059 - 2019	15	enero	2019	Farallón Solar 2, S.A.	Divisa Solar	Fotovoltaica	Sin Número	30	enero	2019
					Farallón Solar 2, S.A.	Fotovoltaica					
56	ETE-DTR-GPL - 060 - 2019	15	enero	2019	Generación Solar, S.A.	Zona Franca de Albrook	Fotovoltaica	Sin Número	30	enero	2019
					Generación Solar, S.A.	Fotovoltaica					
57	ETE-DTR-GPL - 061 - 2019	15	enero	2019	Azucarera Nacional, S.A.	Coclé Solar 1	Fotovoltaica	Sin Número	30	enero	2019
					Azucarera Nacional, S.A.	Fotovoltaica					
58	ETE-DTR-GPL - 062 - 2019	15	enero	2019	Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A.	Sol Real	Fotovoltaica	GG-00033-2019	30	enero	2019
					Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A.	Fotovoltaica					
59	ETE-DTR-GPL - 063 - 2019	15	enero	2019	Llano Sánchez Solar Power Ones, S.A.	Milton Solar	Fotovoltaica	GG-00034-2019	30	enero	2019
					Llano Sánchez Solar Power Ones, S.A.	Fotovoltaica					
60	ETE-DTR-GPL - 064 - 2019	15	enero	2019	Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A.	Vista Alegre	Fotovoltaica	GG-00035-2019	30	enero	2019
					Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A.	Fotovoltaica					
61	ETE-DTR-GPL - 065 - 2019	15	enero	2019	Sol Real Uno, S.A.	Estrella Solar	Fotovoltaica	GG-00036-2019	30	enero	2019
					Sol Real Uno, S.A.	Fotovoltaica					
62	ETE-DTR-GPL - 066 - 2019	15	enero	2019	PS21, S.A.	El Espinal	Fotovoltaica	Sin Número	22	enero	2019
					Panamá Solar2, S.A.	Fotovoltaica					
63	ETE-DTR-GPL - 067 - 2019	15	enero	2019	Panamá Solar2, S.A.	Pocri	Fotovoltaica	Sin Número	22	enero	2019




Tabla 2: Notas Recibidas de Agentes (Continuación)

64	ETE-DTR-GPL - 068 - 2019	15 enero 2019	Tecnisol I, S.A.	Ikako	Fotovoltaica			
65	ETE-DTR-GPL - 069 - 2019	15 enero 2019	Tecnisol II, S.A.	Ikako I	Fotovoltaica			
66	ETE-DTR-GPL - 070 - 2019	15 enero 2019	Tecnisol III, S.A.	Ikako II	Fotovoltaica			
67	ETE-DTR-GPL - 071 - 2019	15 enero 2019	Tecnisol IV, S.A.	Ikako III	Fotovoltaica			
68	ETE-DTR-GPL - 072 - 2019	15 enero 2019	Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	Fotovoltaica	Sin Número	30 enero 2019	
69	ETE-DTR-GPL - 073 - 2019	15 enero 2019	Minera Panamá, S.A.	Punta Rincón (Paco Power Plant)	Termoeléctrica	MPSA-ETESA-02-2019	31 enero 2019	
70	ETE-DTR-GPL - 074 - 2019	15 enero 2019	Central Azucarero de Alanje, S.A.	Cadasa	Termoeléctrica			
71	ETE-DTR-GPL - 075 - 2019	15 enero 2019	Energyst Rental Solutions Panamá Corp.	Energyst El Sánchez	Termoeléctrica	#002-0315-ETESA-2019	29 enero 2019	
72	ETE-DTR-GPL - 076 - 2019	15 enero 2019	Martano Inc.	Gas to Power Panamá (GTPP)	Termoeléctrica	SSE-01-2019-005	18 enero 2019	
73	ETE-DTR-GPL - 077 - 2019	15 enero 2019	Panamá NG Power, S.A.	Telfers	Termoeléctrica	20190129-PNGP-ETESA-400	29 enero 2019	
74	ETE-DTR-GPL - 078 - 2019	15 enero 2019	Desarrollos Hidroeléctricos, Corp.	San Andrés	Hidroeléctrica	DHC-20190208-001	8 Febrero 2019	
75	ETE-DTR-GPL - 079 - 2019	15 enero 2019	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Hidroeléctrica			
76	ETE-DTR-GPL - 080 - 2019	15 enero 2019	Hidroeléctrica Barrilles, S.A.	Barrilles Colorado Cotito	Hidroeléctrica Hidroeléctrica Hidroeléctrica	HIB-EXT-GER-19-0024-ETESA-013119	31 enero 2019	
77	ETE-DTR-GPL - 081 - 2019	15 enero 2019	Empresa Nacional de Energía, S.A.	El Recodo La Herradura	Hidroeléctrica Hidroeléctrica	EMN-EXT-GER-19-0305-ETESA-013119	31 enero 2019	
78	ETE-DTR-GPL - 082 - 2019	15 enero 2019	Electron Investment, S.A.	Pando	Hidroeléctrica	CAR-003-2019-VC-EISA	29 enero 2019	
79	ETE-DTR-GPL - 083 - 2019	15 enero 2019	Hidro Burica, S.A.	Burica	Hidroeléctrica	HB-19-001-GC	29 enero 2019	
80	ETE-DTR-GPL - 084 - 2019	15 enero 2019	Hidronorth Corp.	La Huaca	Hidroeléctrica			
81	ETE-DTR-GPL - 085 - 2019	15 enero 2019	Porto Power Inc.	Chiriquí	Hidroeléctrica			
82	ETE-DTR-GPL - 086 - 2019	15 enero 2019	Corporación de Energía del Istmo, S.A.	San Bartolo	Hidroeléctrica	CEI-DO-002-2019	30 enero 2019	
83	ETE-DTR-GPL - 087 - 2019	15 enero 2019	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Síndigo	Hidroeléctrica			
84	ETE-DTR-GPL - 088 - 2019	15 enero 2019	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro	Hidroeléctrica	Correo Electrónico	21 enero 2019	
85	ETE-DTR-GPL - 089 - 2019	15 enero 2019	Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	Hidroeléctrica			
86	ETE-DTR-GPL - 090 - 2019	15 enero 2019	Argenta Resources, Corp.	Caña Blanca	Hidroeléctrica			
87	ETE-DTR-GPL - 091 - 2019	15 enero 2019	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré	Eólica	PET-321-2019	31 enero 2019	
88	ETE-DTR-GPL - 092 - 2019	15 enero 2019	Helium Energy Panamá, S.A.	Antón Viento Sur Escudero	Eólica Eólica Eólica	Sin Número	18 Febrero 2019	
89	ETE-DTR-GPL - 093 - 2019	15 enero 2019	Innovent Central América, S.A.	Las Honduras Altiplanos	Eólica Eólica			
90	ETE-DTR-GPL - 094 - 2019	15 enero 2019	Roanna, S.A.	Roanna	Eólica	Sin Número	23 Febrero 2019	
91	ETE-DTR-GPL - 095 - 2019	15 enero 2019	Eólica Energy, S.A.	La Vikinga I	Eólica			
92	ETE-DTR-GPL - 096 - 2019	15 enero 2019	Suburbia Panamá, S.A.	La Vikinga II	Eólica			
93	ETE-DTR-GPL - 097 - 2019	15 enero 2019	Hidroeléctrica Tizingal, S.A.	Terra 4 - Tizingal	Hidroeléctrica	Sin Número	28 enero 2019	
94	ETE-DTR-GPL - 098 - 2019	15 enero 2019	Green Electric, S.A.	La Mata	Fotovoltaica			
95	ETE-DTR-GPL - 099 - 2019	15 enero 2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar	Fotovoltaica	PG-ETESA-05-2019	31 enero 2019	
96	ETE-DTR-GPL - 100 - 2019	15 enero 2019	Jagüito Solar 10MW, S.A.	Jagüito Solar	Fotovoltaica	JS-ETESA-01-2019	31 enero 2019	
97	ETE-DTR-GPL - 101 - 2019	15 enero 2019	Tea Solar I, S.A.	Tea Solar I	Fotovoltaica			
98	ETE-DTR-GPL - 102 - 2019	15 enero 2019	Hiperion Solar, S.A.	Hiperion Solar	Fotovoltaica			
99	ETE-DTR-GPL - 103 - 2019	15 enero 2019	Ener Solar I, S.A.	Ener Solar I	Fotovoltaica			
100	ETE-DTR-GPL - 104 - 2019	15 enero 2019	Ener Solar II, S.A.	Ener Solar II	Fotovoltaica			
101	ETE-DTR-GPL - 105 - 2019	15 enero 2019	Neoen Panamá, S.A.	Neoen Chiriquí	Fotovoltaica	Sin Número	22 enero 2019	
102	ETE-DTR-GPL - 106 - 2019	15 enero 2019	Luz Energy International Corp.	Agua Fría	Fotovoltaica	Sin Número	31 enero 2019	
103	ETE-DTR-GPL - 107 - 2019	15 enero 2019	AES Panamá, S.R.L.	Estí Solar Progreso	Fotovoltaica Fotovoltaica	AES-DC-042-19	31 enero 2019	
104	ETE-DTR-GPL - 108 - 2019	15 enero 2019	SDR Energy Panamá, S.A.	Los Llanos Boquerón Mata de Nance	Fotovoltaica Fotovoltaica Fotovoltaica	Feb SDR-001	28 enero 2019	
105	ETE-DTR-GPL - 109 - 2019	15 enero 2019	Keira Development Inc.	El Chumical I	Fotovoltaica	1.09.02.2019	9 Febrero 2019	
106	ETE-DTR-GPL - 110 - 2019	15 enero 2019	Photovoltaics Investment, Corp.	Ecosolar	Fotovoltaica	Sin Número	31 enero 2019	
107	ETE-DTR-GPL - 111 - 2019	15 enero 2019	Solar Green, S.A.	El Coco	Fotovoltaica	Sin Número	31 enero 2019	
108	ETE-DTR-GPL - 112 - 2019	15 enero 2019	El Higo Investment, S.A.	El Higo I	Fotovoltaica			
109	ETE-DTR-GPL - 113 - 2019	15 enero 2019	San Carlos Solar, S.A.	El Higo II	Fotovoltaica			
110	ETE-DTR-GPL - 114 - 2019	15 enero 2019	Energy Green Corporation, S.A.	Las Lajas	Fotovoltaica	Sin Número	31 enero 2019	
111	ETE-DTR-GPL - 115 - 2019	15 enero 2019	Ged Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	Fotovoltaica	Sin Número	7 Febrero 2019	
112	ETE-DTR-GPL - 116 - 2019	15 enero 2019	Ged Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	Fotovoltaica	Sin Número	7 Febrero 2019	
113	ETE-DTR-GPL - 117 - 2019	15 enero 2019	Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 1	Fotovoltaica	1/ 07.02.2019	7 Febrero 2019	
114	ETE-DTR-GPL - 118 - 2019	15 enero 2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II	Fotovoltaica	Sin Número	30 enero 2019	
115	ETE-DTR-GPL - 119 - 2019	15 enero 2019	Avanzalia Panamá, S.A.	Penonomé	Fotovoltaica	Sin Número	25 marzo 2019	
116	ETE-DTR-GPL - 120 - 2019	15 enero 2019	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	Fotovoltaica	PS1-ETESA-001-20190204	4 Febrero 2019	
117	ETE-DTR-GPL - 121 - 2019	15 enero 2019	Energía Verde, S.A.	Chimenea I	Eólica	Sin Número	4 Febrero 2019	
118	ETE-DTR-GPL - 122 - 2019	15 enero 2019	Bajo Frio PV, S.A.	Bajo Frio Solar Prudencia Solar	Fotovoltaica Fotovoltaica	Sin Número	29 enero 2019	
119	ETE-DTR-GPL - 123 - 2019	15 enero 2019	Celsolar, S.A.	Gualaca Solar	Fotovoltaica			
120	ETE-DTR-GPL - 124 - 2019	15 enero 2019	Fotovoltaica Sajalices, S.A.	Granja Solar Camarones	Fotovoltaica			
121	ETE-DTR-GPL - 125 - 2019	15 enero 2019	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar 20 MW	Fotovoltaica	PS-ETESA-01-2019	31 enero 2019	
122	ETE-DTR-GPL - 126 - 2019	15 enero 2019	Generadora de Energía Renovable, S.A.	La Victoria	Fotovoltaica			
123	ETE-DTR-GPL - 127 - 2019	15 enero 2019	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja	Fotovoltaica	GSA-ETESA-02-2019	31 enero 2019	
124			Generadora Solar El Puerto, S.A.	Baco Solar	Fotovoltaica	GSP-ETESA-02-2019	31 enero 2019	
125			Generadora Solar de Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	Fotovoltaica	GSO-ETESA-01-2019	31 enero 2019	





ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional 2019 – 2033

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

Gerencia de Planificación

JUNIO 2020

PANAMÁ



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

Contenido

Tomo II: Plan Indicativo de Generación	18
Capítulo 1	22
INTRODUCCIÓN	22
Capítulo 2	27
DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO	27
Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica	27
Hidroeléctricas	27
Termoeléctricas	29
Nucleares.....	30
Solares.....	35
Energía Solar Fotovoltaica	35
Energía Solar Térmica	37
Concentración Solar.....	37
Canal Parabólico.....	38
Reflectores Fresnel	39
Torres Solares.....	40
Discos Solares	41
Espacial.....	42
Eólicas	43
Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Tierra	43
Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Alta Mar	45
Turbinas de Ejes Verticales.....	46
Turbinas de Viento Flotantes	47
Marinas	48
Undimotriz	48
Mareomotriz	51
Maremotérmica	52
Osmótica	53
Geotérmica	55
Vapor Seco	57
Vapor por Destello.....	58
Ciclo Binario	60



Tecnologías de Almacenamiento de Energía Eléctrica	62
Sistemas de Almacenamiento Mecánicos	66
Hidroeléctricas con Centrales de Bombeo	66
Aire Comprimido	68
Almacenamiento de Aire Comprimido Isotérmico	71
Volantes de Inercia.....	72
Sistemas de Almacenamiento Electroquímicos	73
Baterías Secundarias	73
Baterías de Flujo	82
Sistemas de Almacenamiento Químicos	84
Hidrógeno.....	84
Gas Natural Sintético	86
Sistemas de Almacenamiento Eléctricos	88
Capacitores de Doble Capa	88
Bobinas Magnéticos Superconductoras	89
Sistemas de Almacenamiento Térmicos.....	91
Almacenamiento de Calor Sensible	91
Almacenamiento de Calor Latente	92
Absorción y Adsorción Electroquímica	93
Resumen	94
Aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en la Red Eléctrica.....	98
Generación Eléctrica.....	98
Transmisión y Distribución.....	100
Comercial, Industrial y Residencial	103
Servicios Auxiliares.....	103
Impactos Ambientales	106
Capítulo 3	114
INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS	114
Pronóstico de Demanda	114
Pronósticos de Precios de los Combustibles.....	120
Criterios y Parámetros.....	128
Criterio de Mínimo Costo	128
Criterio de Confiabilidad.....	128



Costo de Racionamiento de Energía	129
Parámetros Técnicos y Económicos.....	129
Capítulo 4	133
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE	133
Generación Hidroeléctrica	137
Generación Termoeléctrica	140
Generación Renovable.....	143
Pequeñas Centrales y Autogeneradores.....	144
Autoridad del Canal de Panamá.....	145
Capítulo 5	149
POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA	149
Potencial Energético	149
Potencial Eólico	149
Potencial Solar.....	151
Potencial Hidroeléctrico	152
Potencial Termoeléctrico	154
Turba.....	154
Combustibles Fósiles	155
Sistema de Generación Futura.....	155
Proyectos Eólicos	155
Proyectos Fotovoltaicos.....	156
Turba	158
Otros Proyectos de Generación.....	158
Proyectos Hidroeléctricos	158
Proyectos Termoeléctricos	160
Proyectos de Almacenamiento	160
Capítulo 6	165
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	165
Herramientas de Simulación	165
Plantas Eólicas y Solares	167
Período de Estudio.....	167
Hidrología	167
Demanda.....	167
Bloques de Demanda.....	167





Sistema de Generación Existente	168
Proyectos de Generación Futuros	168
Simulaciones	168
Capítulo 7	177
ESCENARIOS DE EXPANSIÓN.....	177
Escenario de Referencia	178
Escenario Alternativo I	185
Escenario Alternativo II	192
Escenario Alternativo III	199
Escenario Alternativo IV	206
Escenario Alternativo V	213
Análisis de las Sensibilidades	220
Sensibilidad A	222
Sensibilidad B	223
Sensibilidad C	227
Sensibilidad D	230
Sensibilidad E	232
Sensibilidad F	235
Sensibilidad G	238
Sensibilidad H	241
Sensibilidad I	245
Resumen	248
Variaciones en el Plan Indicativo de Generación	253
Nuevos Proyectos de Generación	253
Proyectos de Generación Finalizados	254
Atrasos de Proyectos de Generación	254
Adelantos de Proyectos de Generación.....	255
Proyecciones de Precios de los Combustibles	255
Pronósticos de Potencia y Energía	256
Resumen	258
Capítulo 8	262
Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá (ICP)	262
Objetivo	262
Promotores del Proyecto	262

Descripción del Proyecto.....	263
Beneficios del Proyecto	264
Ventajas Técnicas del Proyecto	265
Ventajas Económicas del Proyecto	265
Duración de la Ejecución del Proyecto.....	266
Simulación.....	266
Escenario con Colombia.....	267
Capítulo 9	270
CONCLUSIONES	270
Referencias.....	272

Índice de Gráficos

Gráfico 2. 1: Curva de madurez de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.....	64
Gráfico 2. 2: Grafico de Comparación de Tiempos de Descarga por Tecnología.....	65
Gráfico 2. 3: Comparación mediante densidades de energía y potencia por Tecnología.....	65
Gráfico 2. 4: Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía: potencia nominal, energía y tiempo de descarga.....	94
Gráfico 2. 5: Generación de Energía Renovable y Almacenamiento en Rampa.....	99
Gráfico 2. 6: Curva de Duración de la Demanda.....	99
Gráfico 2. 7: Duración de la Demanda Panameña en el Mes de Enero.....	100
Gráfico 2. 8: Huellas de Carbono de diferentes tecnologías de Generación	110
Gráfico 3. 1: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base	126
Gráfico 3. 2: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos.....	127
Gráfico 3. 3: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Bajos.....	127
Gráfico 4. 1: Composición Porcentual del Sistema de Generación	134
Gráfico 4. 2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación	134
Gráfico 4. 3: Capacidad Instalada por Agente a Mayo de 2019	136
Gráfico 4. 4: Comportamiento de la Generación Año 2018	138
Gráfico 6. 1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación	166
Gráfico 7. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Referencia	181
Gráfico 7. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia.....	182
Gráfico 7. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia	183
Gráfico 7. 4: Generación vs Demanda del Escenario Referencia.....	183
Gráfico 7. 5: Costo Marginal de Panamá del Escenario Alternativo I	188
Gráfico 7. 6: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo I	189
Gráfico 7. 7: Participación de Generación del Escenario Alternativo I.....	190
Gráfico 7. 8: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo I.....	190
Gráfico 7. 9: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo II.....	193
Gráfico 7. 10: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo II.....	196
Gráfico 7. 11: Participación de Generación del Escenario Alternativo II.....	197
Gráfico 7. 12: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo II	197
Gráfico 7. 13: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo III.....	200
Gráfico 7. 14: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo III.....	203

Gráfico 7. 15: Participación de Generación del Escenario Alternativo III.....	204
Gráfico 7. 16: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo III	204
Gráfico 7. 17: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo IV	207
Gráfico 7. 18: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo IV	210
Gráfico 7. 19: Participación de Generación del Escenario Alternativo IV	211
Gráfico 7. 20: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo IV.....	211
Gráfico 7. 21: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo V	214
Gráfico 7. 22: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo V	217
Gráfico 7. 23: Participación de Generación del Escenario Alternativo V	218
Gráfico 7. 24: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo IV.....	218
Gráfico 7. 25: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad A	222
Gráfico 7. 26: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A	223
Gráfico 7. 27: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B	224
Gráfico 7. 28: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad B	225
Gráfico 7. 29: Participación de Generación de la Sensibilidad B.....	226
Gráfico 7. 30: Participación de Generación de la Sensibilidad B.....	226
Gráfico 7. 31: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C	228
Gráfico 7. 32: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad C	228
Gráfico 7. 33: Participación de Generación de la Sensibilidad C.....	229
Gráfico 7. 34: Generación vs Demanda de la Sensibilidad C.....	229
Gráfico 7. 35: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad D	230
Gráfico 7. 36: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad D	231
Gráfico 7. 37: Participación de Generación de la Sensibilidad D.....	231
Gráfico 7. 38: Generación vs Demanda de la Sensibilidad D.....	232
Gráfico 7. 39: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad E	233
Gráfico 7. 40: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad E	233
Gráfico 7. 41: Participación de Generación de la Sensibilidad E.....	234
Gráfico 7. 42: Generación vs Demanda de la Sensibilidad E	235
Gráfico 7. 43: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad F.....	236
Gráfico 7. 44: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad F	236
Gráfico 7. 45: Participación de Generación de la Sensibilidad F	237
Gráfico 7. 46: Generación vs Demanda de la Sensibilidad F	238
Gráfico 7. 47: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad G	239
Gráfico 7. 48: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad G	239
Gráfico 7. 49: Participación de Generación de la Sensibilidad G	240
Gráfico 7. 50: Generación vs Demanda de la Sensibilidad G.....	241
Gráfico 7. 51: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad H	242





Gráfico 7. 52: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad H	243
Gráfico 7. 53: Participación de Generación de la Sensibilidad H.....	244
Gráfico 7. 54: Generación vs Demanda de la Sensibilidad H.....	244
Gráfico 7. 55: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad I	246
Gráfico 7. 56: Participación de Generación de la Sensibilidad I	247
Gráfico 7. 57 Generación vs Demanda de la Sensibilidad I	247
Gráfico 7. 58: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios.....	251
Gráfico 7. 59: Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades	253
Gráfico 7. 60: Comparación de proyecciones de precios de combustibles	256
Gráfico 7. 61: Variación en los Pronósticos de Energía	257
Gráfico 7. 62: Variación en los Pronósticos de Potencia	257
Gráfico 8. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario sin Colombia Vs Escenario con Colombia.....	267
Gráfico 8. 2: Intercambios del Escenario Ref. con Colombia	268
Gráfico 8. 3: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia. ...	269

Índice de Tablas

Tabla 2. 1: Comparación de Sistemas de Baterías por su Potencia y Energía Almacenada.....	94
Tabla 2. 2: Comparación de Tecnologías de Almacenamiento.	95
Tabla 2. 3: Comparación de Baterías por Tecnología	96
Tabla 2. 4: Aplicaciones de los Almacenamientos de Energía	97
Tabla 3. 1: Proyección de la Demanda	117
Tabla 3. 2: Demanda de Minera Panamá.....	118
Tabla 3. 3: Demanda de Minera Panamá.....	119
Tabla 3. 4: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Base	123
Tabla 3. 5: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Altos	123
Tabla 3. 6: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Bajos	124
Tabla 3. 7: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base.....	124
Tabla 3. 8: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos.....	125
Tabla 3. 9: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Bajos.....	125
Tabla 3. 10: Poder Calorífico de los Combustibles.....	126
Tabla 4. 1: Matriz Energética a Mayo de 2019	133
Tabla 4. 2: Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a Mayo de 2019	135
Tabla 4. 3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente.....	139
Tabla 4. 4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente	141
Tabla 4. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas	142
Tabla 4. 6: Sistema de Generación Eólica Existente	143
Tabla 4. 7: Sistema de Generación Solar Fotovoltaica Existente	144
Tabla 4. 8: Pequeñas Centrales y Autogeneradores	145
Tabla 4. 9: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá	145
Tabla 5. 1: Licencias Definitivas para Generación Eólica	150
Tabla 5. 2: Licencias Provisionales para Generación Eólica	150
Tabla 5. 3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas	151
Tabla 5. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas	152
Tabla 5. 5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción.....	153
Tabla 5. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite	153
Tabla 5. 7: Resultados de los Ensayos de la Turba	154
Tabla 5. 8: Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica	155
Tabla 5. 9: Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica	155
Tabla 5. 10: Proyectos Eólicos Considerados	156
Tabla 5. 11: Proyectos Solares Considerados	157
Tabla 5. 12: Proyectos Hidroeléctricos Considerados	159
Tabla 5. 13: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Identificados	161



Tabla 5. 14: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Genéricos	161
Tabla 6. 1: Porcentajes de crecimiento de la demanda por escenario, en distintos años de análisis.	167
Tabla 6. 2: Parámetros de las Corridas SDDP	169
Tabla 6. 3: Plan de Expansión de Costa Rica	170
Tabla 6. 4: Plan de Expansión de El Salvador.....	170
Tabla 6. 5: Plan de Expansión de Guatemala	171
Tabla 6. 6: Plan de Expansión de Honduras	172
Tabla 6. 7: Plan de Expansión de Nicaragua	173
Tabla 7. 1: Costos del escenario Referencia	178
Tabla 7. 2: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia	179
Tabla 7. 3: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia (Continuación)	180
Tabla 7. 4: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda	184
Tabla 7. 5: Costos del Escenario Alternativo I	185
Tabla 7. 6: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I	186
Tabla 7. 7: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I (continuación)	187
Tabla 7. 8: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda	191
Tabla 7. 9: Costos del Escenario Alternativo II	192
Tabla 7. 10: Plan de Expansión del Escenario Alternativo II	194
Tabla 7. 11: Plan de Expansión del Escenario Alternativo II (continuación)	195
Tabla 7. 12: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda	198
Tabla 7. 13: Costos del Escenario Alternativo III	199
Tabla 7. 14: Plan de Expansión del Escenario Alternativo III	201
Tabla 7. 15: Plan de Expansión del Escenario Alternativo III (Continuación) ..	202
Tabla 7. 16: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda	205
Tabla 7. 17: Costos del Escenario Alternativo IV.....	206
Tabla 7. 18: Plan de Expansión del Escenario Alternativo IV	208
Tabla 7. 19: Plan de Expansión del Escenario Alternativo IV (Continuación)...	209
Tabla 7. 20: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda	212
Tabla 7. 21: Costos del Escenario Alternativo IV.....	213
Tabla 7. 22: Plan de Expansión del Escenario Alternativo V	215
Tabla 7. 23: Plan de Expansión del Escenario Alternativo V (Continuación)....	216
Tabla 7. 24: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda	219
Tabla 7. 25: Sensibilidades Analizadas	221
Tabla 7. 26: Costos de Sensibilidad A.....	222
Tabla 7. 27: Costos de Sensibilidad B.....	224
Tabla 7. 28: Costos de Sensibilidad C.....	227
Tabla 7. 29: Porcentajes de disminución con respecto al caso de referencia ..	227
Tabla 7. 30: Costos de Sensibilidad D.....	230
Tabla 7. 31: Costos de Sensibilidad E.....	232
Tabla 7. 32: Costos de Sensibilidad F.....	235
Tabla 7. 33: Costos de Sensibilidad G	238
Tabla 7. 34: Costos de Sensibilidad H.....	241
Tabla 7. 35: Costos de Sensibilidad I	245
Tabla 7. 36: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad I	246



Tabla 7. 37: Comparación de Planes de Demanda Media	249
Tabla 7. 38: Comparación de Planes de Demanda Media	250
Tabla 7. 39: Comparación de Costos por Escenario	251
Tabla 7. 40: Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades	252
Tabla 7. 41: Nuevos Proyectos de Generación considerados	254
Tabla 7. 42: Proyectos de Generación del Plan de Expansión 2017-2031 en Operación	254
Tabla 7. 43: Proyectos de Generación con Retrasos en sus fechas de operación	255





Índice de Figuras

Figura 2. 1: Principio de operación de una central hidroeléctrica	27
Figura 2. 2: Central hidroeléctrica con turbina tipo tornillo de Arquímedes	28
Figura 2. 3: Central nuclear con reactor de agua presurizada	32
Figura 2. 4: Central nuclear con reactor de agua hirviendo	33
Figura 2. 5: Central nuclear con reactor de agua pesada	34
Figura 2. 6: Paneles Fotovoltaicos.	36
Figura 2. 7: Sistema de Concentración Solar utilizando espejos	38
Figura 2. 8: Central de concentración solar con reflectores Fresnel	39
Figura 2. 9: Ejemplo de reflectores Fresnel	39
Figura 2. 10: Central de concentración solar con torre solar	40
Figura 2. 11: Central de concentración solar con discos solares	41
Figura 2. 12: Ejemplo de Sistema de Generación Solar Espacial.	42
Figura 2. 13: Parque eólico con turbinas de viento de eje horizontal.	44
Figura 2. 14: Resumen de diferentes fundaciones fijas disponibles para turbinas de viento en alta mar	45
Figura 2. 15: Modelos de turbinas de viento de eje vertical	46
Figura 2. 16: Prototipo de una turbina de viento flotante	47
Figura 2. 17: Clasificación de técnicas de generación de energía Undimotriz ...	49
Figura 2. 18: Convertidores de energía Undimotriz por desbordamiento	49
Figura 2. 19: Convertidores de energía Undimotriz con cuerpos oscilantes	50
Figura 2. 20: Convertidores de energía Undimotriz con columnas de agua oscilantes	50
Figura 2. 21: Esquema de una central mareomotriz con generación unidireccional	51
Figura 2. 22: Ciclo operativo de una central mareomotérmica	52
Figura 2. 23: Ciclo operativo de una central osmótica por presión invertida	54
Figura 2. 24: Diagrama Lindal de temperatura de agua y vapor geotérmico recomendado para diversas aplicaciones	55
Figura 2. 25: Usos directos del recurso geotérmico: Rangos de temperatura de algunos procesos industriales y aplicaciones agrícolas	56
Figura 2. 26: Central geotérmica accionada por vapor seco	57
Figura 2. 27: Central geotérmica accionada por destello de vapor de una etapa	59
Figura 2. 28: Central geotérmica de ciclo binario de una etapa	61
Figura 2. 29: Capacidad Global de almacenamiento de Energía por Uso y Tecnología	63
Figura 2. 30: Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica	64
Figura 2. 31: Esquema de una central hidroeléctrica de bombeo.	67
Figura 2. 32: Central Hidroeléctrica con Bombeo de agua dulce Rocky Mountain (1095 MW), ubicada en el estado de Georgia, Estados Unidos.	67
Figura 2. 33: Central con almacenamiento por compresión diabática de aire. ...	69
Figura 2. 34: Central con almacenamiento por compresión adiabática de aire. .	69
Figura 2. 35: Sistema de almacenamiento de energía por compresión submarina de aire.	70

Figura 2. 36: Almacenamiento de Aire comprimido Isotérmico de la Compañía SustainX.	71
Figura 2. 37: Volante de inercia de cuarta generación.	71
Figura 2. 38: Sistema de Almacenamiento de 20MW ubicado en Abu Dhabi. ...	73
Figura 2. 39: Interior de un módulo de baterías (izquierda) y módulo inversor (derecha).	74
Figura 2. 40: Estructura interna de una batería de plomo ácido	75
Figura 2. 41: Banco de baterías de plomo ácido	75
Figura 2. 42: Banco de baterías de níquel cadmio	76
Figura 2. 43: Ejemplo de Batería de Ion Litio.....	77
Figura 2. 44: Batería de zinc aire.....	78
Figura 2. 45: Principio de funcionamiento de una batería de litio aire	78
Figura 2. 46: Estructura de una celda de NaS.....	80
Figura 2. 47: Principio de operación de una batería de sulfuro de sodio	80
Figura 2. 48: Batería de Titanato de Litio con encapsulado tipo botella.	81
Figura 2. 49: Componentes de una batería de flujo tipo redox.	83
Figura 2. 50: Ciclo operativo de un sistema de almacenamiento con hidrógeno.	85
Figura 2. 51: Central de almacenamiento de hidrógeno en Noruega.	85
Figura 2. 52: Centro de carga para vehículos con celdas de hidrógeno.....	86
Figura 2. 53: Concepto global del uso de hidrógeno y gas natural sintético como portadores de energía	87
Figura 2. 54: Ejemplo de Supercondensadores.....	88
Figura 2. 55: Ciclo de carga y descarga de un supercapacitor.....	89
Figura 2. 56: Almacenamiento de energía aprovechando el fenómeno de superconductividad.....	90
Figura 2. 57: Esquema de Sistema de Almacenamiento de Calor Sensible.....	92
Figura 2. 58: Principio de funcionamiento de materiales de cambio de fase.	93
Figura 2. 59: Tiempo de descarga según aplicación en la Red Eléctrica.	98
Figura 2. 60: Ejemplo de aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento en la Red Eléctrica.	105
Figura 2. 61: Aspectos considerados en un Análisis de Ciclo de Vida para un recurso energético.....	109
Figura 9. 1: Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso	264
Figura 9. 2: Cronograma esperado en función de estudios y aprobaciones.....	266



Índice de Anexos

- Tomo II - Anexo 1 Salidas del Escenario Referencia
- Tomo II - Anexo 2 Salidas del Escenario Alternativo I
- Tomo II - Anexo 3 Salidas del Escenario Alternativo II
- Tomo II - Anexo 4 Salidas del Escenario Alternativo III
- Tomo II - Anexo 5 Salidas del Escenario Alternativo IV
- Tomo II - Anexo 6 Salidas del Escenario Alternativo V
- Tomo II - Anexo 7 Costo Variable de Producción de Centrales Termoeléctricas
- Tomo II - Anexo 8 Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019
- Tomo II - Anexo 9 Metodología de los Modelos OPTGEN y SDDP
- Tomo II - Anexo 10 Topologías de los Proyectos
- Tomo II - Anexo 11 Notas Recibidas de Agentes



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





Tomo II: Plan Indicativo de Generación

El objetivo del presente estudio es determinar un plan de expansión de la generación que entregue información, de manera indicativa, sobre la evolución del sector generación y que permita verificar la situación actual de suministro y las alternativas potenciales para abastecer la demanda de energía eléctrica, considerando las diversas variables, como lo son la demanda de energía y potencia, hidrología, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos, y la fecha de entrada en operación de los proyectos, que influyen sobre el abastecimiento energético y sus costos.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) es responsable de preparar el Plan de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, según lo establece el texto único de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, en su Artículo 68, Capítulo IV del Título III, y señala lo siguiente:

“Preparar el plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional, el cual será de obligatorio cumplimiento durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley. A partir del sexto año de la entrada en vigencia de la presente Ley, este plan de expansión tendrá carácter meramente indicativo.”

En este documento se presentan los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, el cual tiene como propósito principal, plantear una estrategia de desarrollo del sistema de generación del país en el largo y mediano plazo que sirva de referencia para la toma de decisiones de los diferentes actores que participan en el desarrollo eléctrico del país. Además, este busca dar luces y orientar a los estamentos destinados a dirigir la política energética del país sobre las diferentes situaciones a la que estaría sometido el sistema bajo los escenarios planteados.

Este documento se desarrolló durante los primeros meses del año 2019, en el cual podremos encontrar los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan para el período 2019 – 2033, con especial énfasis en las Políticas y Criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía. Además, se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

- La información solicitada a los agentes en enero del año 2019, para la elaboración del Plan de Expansión de Generación.
- Los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema.
- Incluye una revisión de la capacidad instalada del país, y de la situación actual del parque de generación eléctrica.
- Se consideró el proyecto de interconexión SIEPAC posible interconexión con la República de Colombia ICP.

En base a los aspectos antes enunciados, se obtuvo un plan de generación indicativo donde se consideró el crecimiento, moderado, de la demanda de energía eléctrica, resultante de los análisis y resultados del Tomo I Estudios Básicos 2019 – 2033. Con respecto a la generación, se hizo un estudio del potencial

energético con que cuenta el país, además, se evaluaron las diferentes tecnologías de generación que se presentan a nivel mundial, considerando el costo de las mismas.

Dicho esto, se estudian diferentes hipótesis que simulan las distintas afectaciones que se pudiesen presentar en los años futuros en Panamá. Por ende, se realizaron 8 escenarios de sensibilidad, con las cuales se buscó comprobar y analizar las falencias y bondades con que cuenta el sistema para el corto y mediano plazo, con la finalidad de identificar y realizar los correctivos

necesarios para subsanar dichas carencias en el Sistema Interconectado Nacional.

Este informe muestra resultados de un estudio del Sistema Eléctrico Nacional, específicamente en el área de generación, bajo condiciones particulares de análisis. Por tratarse de una simulación, los datos presentados no son totalmente reales y sus resultados son proyectados a valor presente con base en el año 2019. Por consiguiente, ETESA no se hace responsable por el uso de los datos en cualquier otro documento o diligencia, sin las reservas del caso.





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 2

DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Una revisión del estado del arte actual sobre las diferentes tecnologías en la generación y almacenamiento de energía eléctrica es presentada en este capítulo; también se hace mención a los impactos ambientales que causan dichas tecnologías.

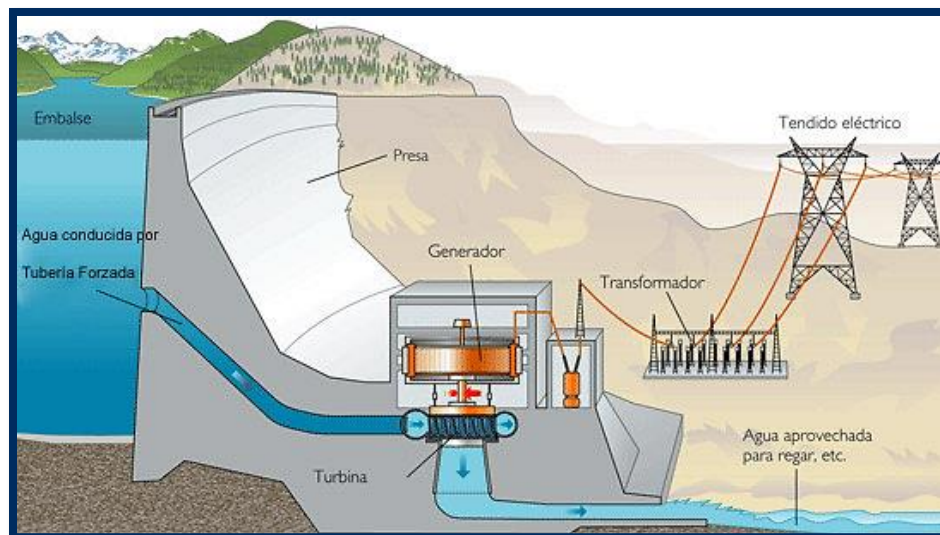
Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica

Hidroeléctricas

La energía hidráulica o hídrica, aprovecha la energía cinética y potencial de los saltos, las mareas y las corrientes de agua. Se conoce como central hidroeléctrica a la infraestructura que utiliza la energía hidráulica para generar energía eléctrica. Dependiendo de las características de cada sitio, caída, caudal, si existe embalse o si es a filo de agua, existen distintos tipos de

turbinas apropiadas para cada escenario. Su funcionamiento está basado en un salto de agua que genera dos niveles de un cauce: cuando el agua cae del nivel superior al inferior, pasa por una turbina hidráulica que transmite la energía a un generador y la transforman en energía eléctrica. En la figura x. x se explica el funcionamiento de una central hidroeléctrica.

Figura 2. 1: Principio de operación de una central hidroeléctrica



Referencia: (Ecovive, 2018).

Recientemente se han diseñado e implementado turbinas hidráulicas de baja presión para aprovechar la energía potencial de aguas en ríos no muy caudalosos y con bajas cabezas hidráulicas (usualmente menores a 10 metros). Las turbinas se asemejan y funcionan con el principio del tornillo de Arquímedes: el agua ingresa al tornillo y mientras hace su recorrido su peso mueve los álabes e impulsa la turbina. En la parte inferior del tornillo el agua es desfogada, mientras que en la parte superior se encuentra la caja de cambios y el generador eléctrico.

En la Figura 2. 2 se puede observar en funcionamiento esta turbina.

La principal ventaja de este diseño es que esta tecnología puede implementarse para generación distribuida sin afectar considerablemente la fauna y el ecosistema. Los peces pueden navegar por las turbinas sin ninguna complicación ya que las velocidades de las mismas son relativamente bajas. Además de esto, debido a que las cabezas de agua y caudales son relativamente bajos, no es requerido crear ninguna represa.

Figura 2. 2: Central hidroeléctrica con turbina tipo tornillo de Arquímedes



Referencia: (Paludea, Central Hidroelectrica, 2015).

Termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas involucran el aprovechamiento de la energía térmica producto de la combustión de una fuente de energía o insumo para la generación de energía eléctrica. La gran mayoría de las fuentes de energía usadas son de origen fósil, aunque recientemente se ha estado incursionando en el uso de desechos de materias orgánicas.

En centrales de carbón, el contenido energético de diferentes fuentes de carbón es aprovechado en las calderas para producir vapor y utilizar el ciclo termodinámico Rankine y sus variantes para impulsar una turbina de vapor.

El más reciente es la turba: tiene un porcentaje alto de humedad (hasta 90%), bajo poder calorífico (menos de 2000 kcal/kg) y poco carbono (menos de un 50%). Se debe secar antes de su uso. Se encuentra en zonas pantanosas.

Centrales termoeléctricas que operan con motores de combustión interna usan productos derivados del petróleo. En general, los motores diésel utilizan un destilado ligero del petróleo denominado diésel (Fuel oil No. 2); por otra parte, los modelos más recientes pueden quemar diferentes combustibles como el gas natural, gas asociado a petróleo crudo, combustibles vegetales, emulsiones de residuos pesados y Búnker C (fuel oil No. 6).

Otro producto comúnmente utilizado en la producción de energía eléctrica es el gas natural. Al igual que el carbón y el crudo, yacimientos de gas natural son encontrados en grandes cantidades debajo de la corteza terrestre y son el resultado de la descomposición de animales y plantas de hace millones de años atrás, sometidos a altas presiones y temperaturas. Además de su presencia en yacimientos fósiles, el gas natural puede obtenerse a partir de la descomposición de los restos orgánicos. Este proceso es promovido en plantas de tratamiento especializadas que producen el denominado biogás. Centrales que aprovechan este recurso utilizan turbinas de gas con el ciclo termodinámico Brayton.

Por último, la biomasa consiste en la combustión de desechos orgánicos tales como cañas de azúcar, madera, bambú, cáscaras de arroz, tusa de mazorca de maíz, algas, aserrín, hojas y ramas de árboles, desechos de animales de granja.

En otros casos, se almacenan los desechos para producir biogás, el cual es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno (esto es, en un ambiente anaeróbico).

Nucleares

Una central nuclear es una central termoeléctrica en la que actúa como caldera un reactor nuclear. La energía térmica se origina por las reacciones nucleares de fisión en el combustible nuclear formado por un compuesto de uranio. La fisión es una reacción nuclear que se lleva a cabo en los núcleos atómicos de los elementos químicos y consiste en la separación de núcleos pesados en unos más pequeños.

Reacciones de este tipo liberan grandes cantidades de energía en forma de calor y radiación, por lo que la materia que se encuentre alrededor del espacio en donde se produce la fisión se calentará.

El combustible nuclear se encuentra en el interior de una vasija herméticamente cerrada, junto con un sistema de control de la reacción nuclear y un fluido refrigerante constituyendo lo que se llama un reactor nuclear. El calor generado en el combustible del reactor y transmitido después a un refrigerante se emplea para producir vapor de agua, que acciona el conjunto turbina-alternador, generando la energía eléctrica.

La central se ha realizado con un diseño específico que prevé estructuras civiles adecuadas, sistemas duplicados que responden al fallo previsto de uno de ellos y coeficientes de sobredimensionamiento para resistir

el sismo máximo esperable, proteger contra las radiaciones ionizantes, prevenir los accidentes posibles y mitigar sus consecuencias. Por este motivo, los edificios de una central nuclear en comparación con una convencional de similar potencia son mucho más robustos y más grandes para alojar los sistemas redundantes instalados.

Los elementos de una central nuclear son: el circuito primario donde se produce la reacción nuclear, el circuito secundario para la generación de electricidad, el sistema de refrigeración y el sistema de seguridad. El circuito primario contiene el reactor nuclear, el combustible fisible (uranio 235 o el plutonio 239), las barras de control que ayudan a acelerar o frenar las reacciones en cadena de liberación de neutrones; todos estos elementos se albergan dentro de una estructura de contención hecha de hormigón designada para impedir que la radiactividad sea liberada al ambiente.

En un reactor nuclear, cuando un neutrón libre es bombardeado hacia las barras de combustible, el núcleo lo absorbe y se produce una versión inestable del átomo; posteriormente se lleva a cabo la separación de núcleo en varios fragmentos, que a su vez chocan con átomos vecinos y producen una reacción en cadena.

La energía liberada en forma de calor gracias a este proceso es utilizada para la producción de vapor, y dicho vapor es usado de igual manera que en un ciclo termodinámico de centrales termoeléctricas.

Existen distintas configuraciones de reactores: de agua presurizada, de agua hirviendo, de agua pesada y grafito-gas. Estos diseños utilizan agua (ya sea de río o de mar) como medio de enfriamiento; sin embargo, el aprovechamiento de la propiedad intensiva del agua varía a cada caso.

- **Reactor de agua presurizada (PWR):** El combustible se encuentra dentro de un recipiente con agua, y las altas presiones dentro del reactor impiden que el agua se convierta en vapor pero que sí aumente su temperatura. La energía contenida en el agua a altas temperaturas es transferida en forma de calor al circuito de agua, el cual cambia de fase de líquido a vapor y es usado para impulsar las turbinas.
- **Reactor de agua hirviendo (AWR):** El arreglo es similar al del reactor de agua presurizada, excepto que la presión del reactor es menor; por consiguiente, se le permite al agua cambiar de fase líquida a vapor, el cual es utilizada directamente para impulsar las turbinas.
- **Reactor de agua pesada (HWR):** este tipo de arreglo permite utilizar como combustible el uranio natural sin necesidad de enriquecimiento, ofreciendo así

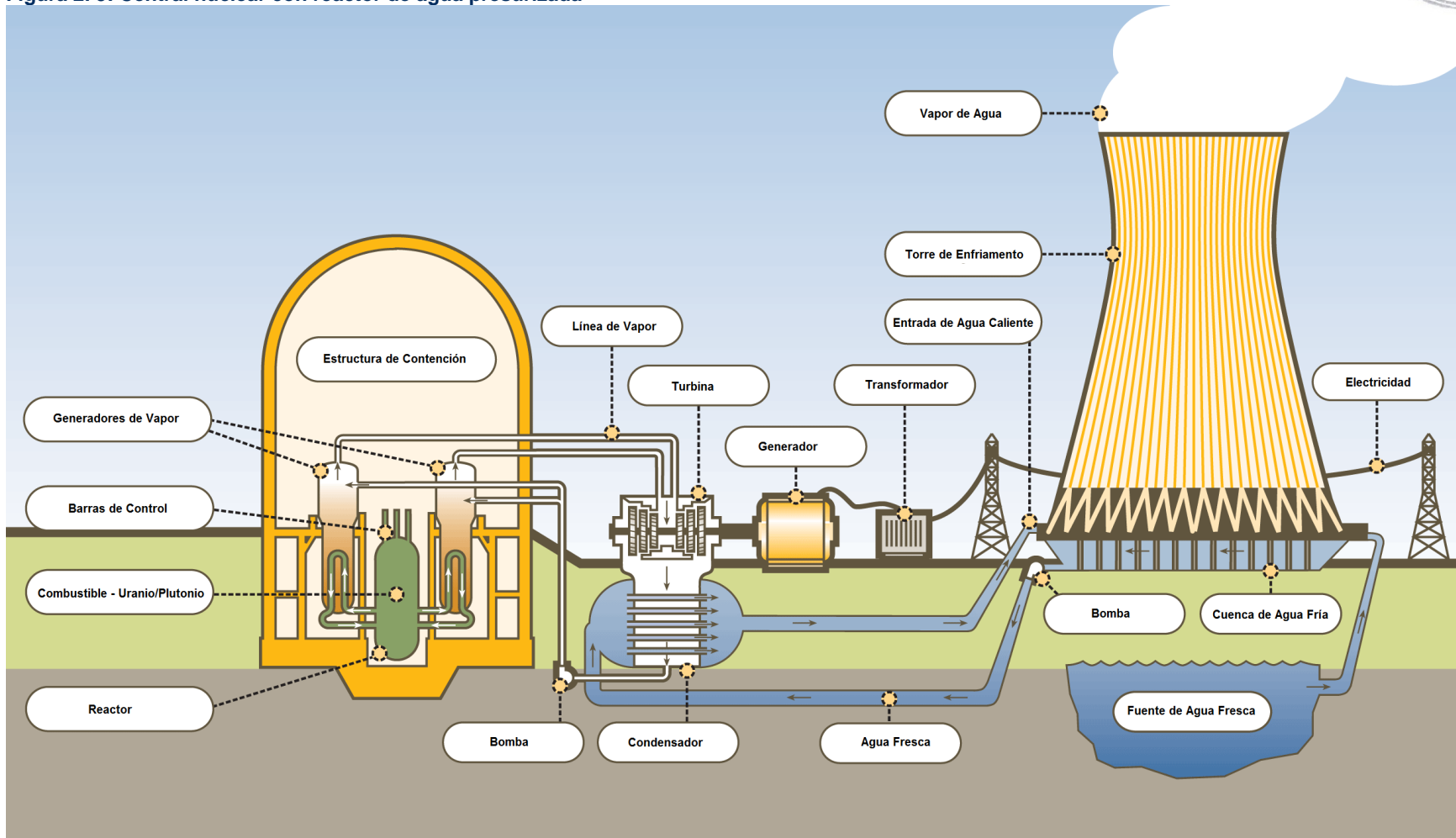
un grado de dependencia energética. Aunque requiere la necesidad de instalaciones de producción de agua pesada (D_2O).

- **Reactor de Grafito-Gas:** este tipo de reactores usan grafito como moderador y CO_2 como refrigerante. Mientras que los primeros reactores de este tipo emplearon uranio natural en forma metálica, los actuales denominados avanzados de gas (AGR) utilizan óxido de uranio enriquecido.

La gran ventaja de las centrales nucleares es que debido a la gran cantidad de energía que producen, éstas son utilizadas como centrales base para suplir la demanda del sistema; además, no producen emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente ya que el combustible utilizado no es de origen fósil.

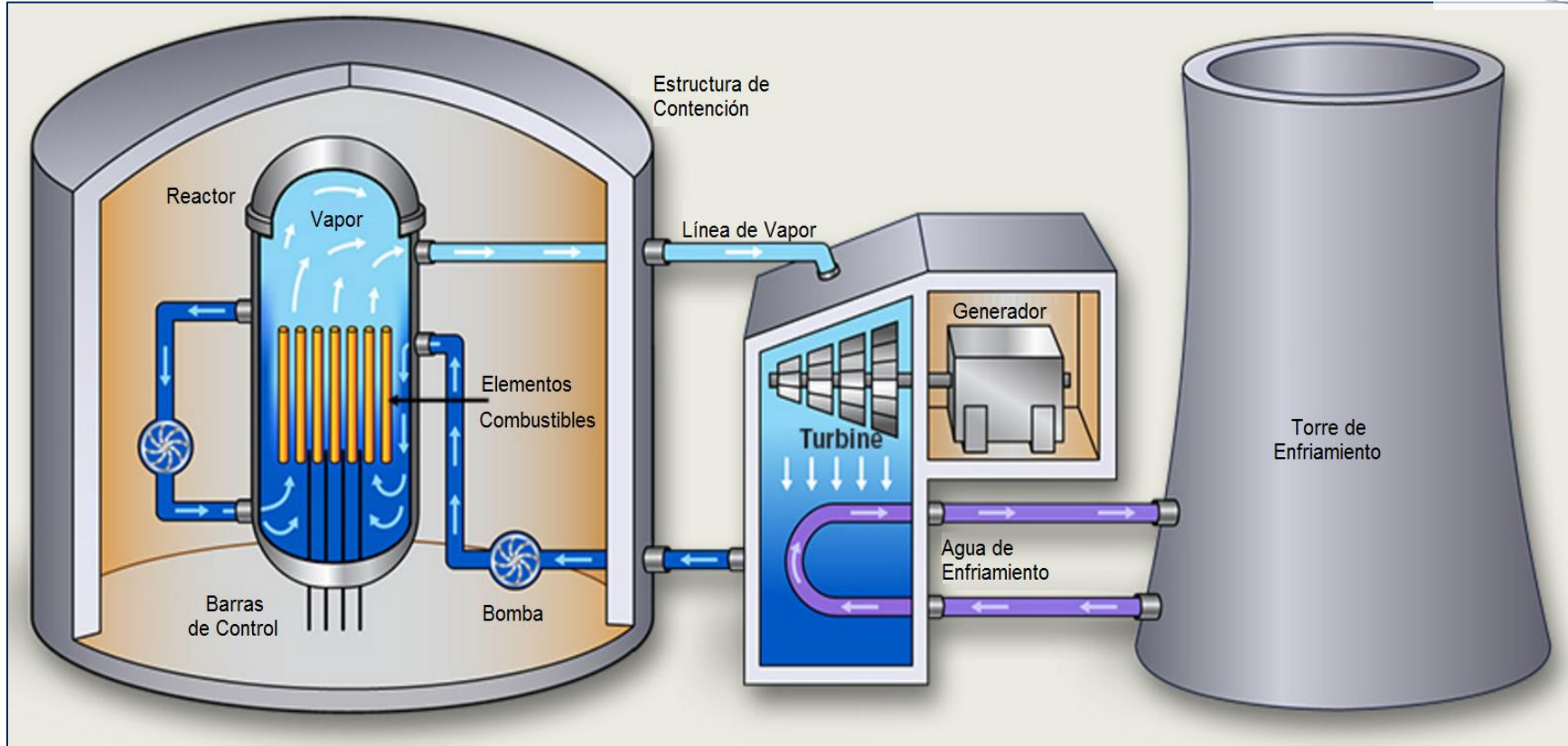
A pesar de ello, tiene la gran desventaja de producir grandes cantidades de residuos radiactivos nocivos para la salud y, por consiguiente, su manejo y descarte es muy delicado. Otra gran preocupación que surge con la dependencia de centrales nucleares es la posible pérdida del refrigerante, el cual conllevaría a que el reactor se funda y la radiación contenida en él se libere hacia el ambiente. En la Figura 2. 3, Figura 2. 4 y Figura 2. 5 muestran los ciclos de operación de centrales nucleares.

Figura 2. 3: Central nuclear con reactor de agua presurizada



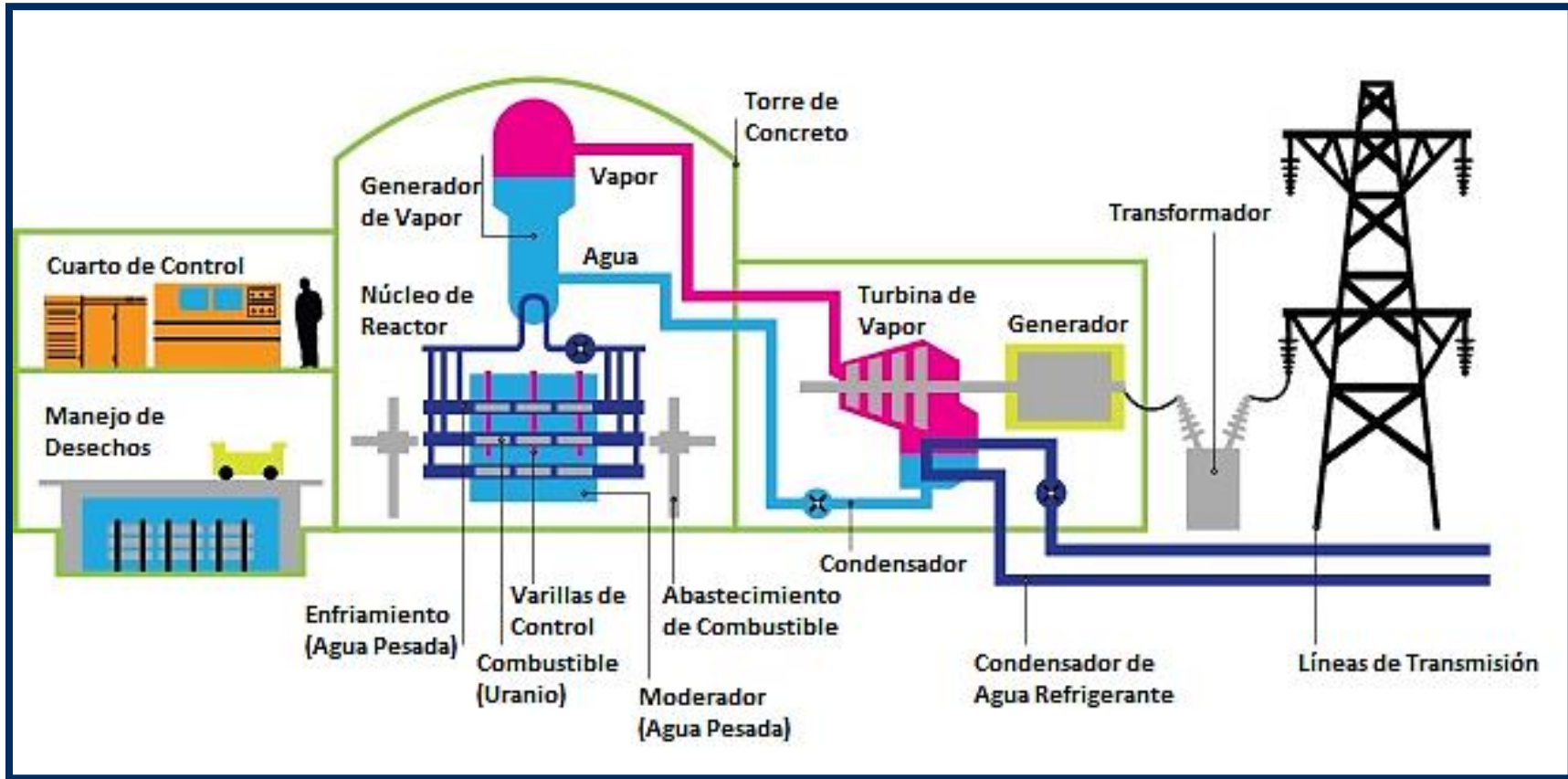
Referencia: (Nuclear Power, 2014).

Figura 2. 4: Central nuclear con reactor de agua hirviendo



Referencia: (Nuclear Power, 2014).

Figura 2. 5: Central nuclear con reactor de agua pesada



Referencia: (Reactor Heavy Water, 2016).

Solares

El término energía solar se refiere al aprovechamiento de la energía que proviene del Sol. Se trata de un tipo de energía renovable. La energía contenida en el Sol es tan abundante que se considera inagotable. El Sol lleva 5 mil millones de años emitiendo radiación solar y se calcula que todavía no ha llegado al 50% de su existencia.

La energía solar, además de ser inagotable es abundante: la cantidad de energía que el Sol vierte diariamente sobre la Tierra es diez mil veces mayor que la que se consume al día en todo el planeta. La radiación recibida se distribuye de una forma más o menos uniforme sobre toda la superficie terrestre, lo que dificulta su aprovechamiento.

La energía solar es la energía contenida en la radiación solar que es transformada mediante los correspondientes dispositivos, en forma de energía térmica o energía eléctrica, para su consumo posterior allá donde se necesite.

El elemento encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía útil es el panel solar. Los paneles solares pueden ser de distintos tipos dependiendo del mecanismo escogido para el aprovechamiento de la energía solar:

- Mediante módulos fotovoltaicos (energía solar fotovoltaica)
- Mediante captadores solares térmicos (energía solar térmica)
- Sin ningún elemento externo (energía solar pasiva)

Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica. Este tipo de energía, a menudo se la denomina directamente energía fotovoltaica. Esta transformación en energía eléctrica se consigue aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores mediante las celdas fotovoltaicas. El material base para la fabricación de paneles fotovoltaicos suele ser el silicio. Cuando la luz del Sol (fotones) incide en una de las caras de la célula solar genera una corriente eléctrica.

Las celdas fotovoltaicas pueden configurarse para crear módulos que a su vez pueden conectarse en serie y/o paralelo para incrementar el voltaje y/o corriente y conectarse a la red eléctrica, o bien en sitios aislados, por medio de sistemas que incluyen baterías.

A la fecha se pueden definir claramente tres generaciones de desarrollo tecnológico:

1. Placas planas de silicio cristalino.
2. Láminas delgadas hechas con silicio amorfo o materiales sin silicio.

Tecnologías emergentes e innovadoras, tales como la concentración fotovoltaica (espejos o lentes plásticos dirigen rayos solares a celdas fotovoltaicas), celdas fotovoltaicas orgánicas, láminas delgadas diseñadas con impresoras de tinta y plásticos conductivos, etc.

Dependiendo de la construcción, los módulos fotovoltaicos pueden producir electricidad a partir de una gama concreta de frecuencias de la luz, pero en general no puede cubrir toda la gama solar (en concreto, la luz ultravioleta, infrarroja y baja o difusa).

Por tanto, otro concepto de diseño es la de dividir la luz en diferentes longitudes de onda y dirigir los haces en diferentes células sintonizadas en estos rangos. Esto ha sido proyectado para ser capaz de elevar la eficiencia en un 50%. Científicos

de Spectrolab, una filial de Boeing, informaron del desarrollo de células solares multi-unión con una eficiencia de más del 40%, un nuevo récord mundial de células solares fotovoltaicas. Los científicos de Spectrolab también predicen que las células solares de concentración podrían llegar eficiencias de más de 45% o incluso 50% en el futuro, con eficiencias teóricas de alrededor del 58% en las células con más de tres uniones.

En base a lo observado con el transcurso de los años se espera que se siga invirtiendo aún más en investigación y mejoramiento de la misma. La producción de energía eléctrica mediante fuentes solares fotovoltaicas será más competitiva en comparación con fuentes de energía convencionales en términos de precio, vida útil y eficiencia.

Figura 2. 6: Paneles Fotovoltaicos.



Referencia: (Laboratory National Renewable Energy, 2019).



Energía Solar Térmica

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento de la energía procedente del Sol para transferirla a un medio portador de calor, generalmente agua o aire. Entre las distintas aplicaciones de la energía solar térmica existe la posibilidad de generar energía eléctrica. La tecnología actual permite calentar un fluido con la luz solar para luego producir vapor y posteriormente obtener energía eléctrica.

Concentración Solar

En este tipo de centrales se aprovecha directamente la energía proveniente del sol. La radiación solar es recolectada a una zona en específico, provocando que un fluido de trabajo se caliente, que a su vez será utilizado para mover una máquina térmica y un generador eléctrico vía ciclo termodinámico convencional con el objetivo de producir energía eléctrica; como beneficio adicional, puede aprovecharse la energía térmica del fluido para usos directos, tales como calefacción, enfriamiento y procesos industriales entre muchos otros. El calentamiento del fluido se hace por lo general por medio de dispositivos ópticos (espejos) que concentran la radiación solar, logrando altas temperaturas.

Las centrales de concentración solar tienen la ventaja adicional de que pueden permitir, mediante inversiones adicionales, almacenar la energía en forma de calor, de manera que es posible generar electricidad aun cuando no hay radiación solar, incluyendo días con alta nubosidad

y/o después del ocaso. Cuando se cuenta con un sistema de almacenamiento térmico, permite:

- Evitar fluctuaciones en el suministro.
- Continuar la producción en horas de ausencia de radiación solar, en las que no es posible la generación directa.
- Trasladar los picos de producción de acuerdo con las necesidades de la demanda.

Por ejemplo, si se utiliza un fluido con alta capacidad térmica para almacenar la energía solar durante las horas de mayor incidencia, dicha energía puede aprovecharse en las horas de la noche mediante la producción de electricidad. Centrales con almacenamiento de energía obtienen mejores factores de planta en comparación con aquellas que no cuentan con dicho almacenamiento.

Hasta la fecha se han diseñado e implementado cuatro configuraciones de concentradores solares, los cuales serán presentados en las siguientes secciones.

Canal Parabólico

Un colector solar cilíndrico parabólico (CCP) está compuesto por un canal cuyo perfil tiene forma de parábola. Esta geometría permite que la radiación solar que incide paralela al eje focal de la parábola se concentre en el foco de la misma. El sistema cuenta con un sistema de seguimiento solar automático. En el foco de la parábola se extiende como una línea focal a lo largo de todo el canal.

Sobre esta línea se coloca un tubo receptor que contiene un fluido térmico (generalmente aceite) que se calienta cuando el tubo absorbe la radiación solar. Las tuberías están pintadas con un recubrimiento para maximizar la absorción de energía y

minimizar la radiación infrarroja, adicionalmente, para reducir las pérdidas de calor por convección hacia el ambiente, las tuberías operan dentro de un tubo de vacío de vidrio.

Estos sistemas suelen trabajar por encima de los 100°C, y pueden acoplarse a un ciclo Rankine de agua vapor para producir electricidad. El sistema en su conjunto tiene 3 componentes: el sistema de concentración, el generador de vapor, y el sistema de potencia.

Por ser la primera configuración desarrollada a nivel mundial, esta representa la tecnología más madura.

Figura 2. 7: Sistema de Concentración Solar utilizando espejos



Referencia: (Plataforma Solar de Almería, 2014).

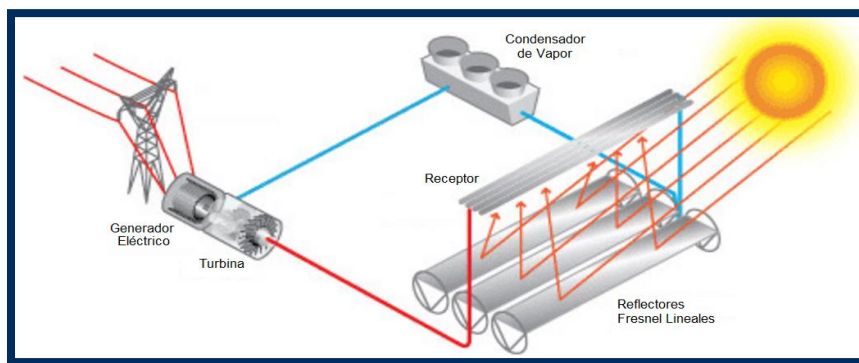
Reflectores Fresnel

Son una nueva tecnología que pretende abrirse camino en competencia directa con los captadores de tipo cilindro-parabólicos. Son sistemas de foco lineal, es decir, concentran la radiación solar a lo largo de una línea, que corresponde a un tubo de absorción por el que circula un fluido térmico. Son orientados a diferentes ángulos de inclinación con la finalidad de concentrar la energía solar en un receptor fijo ubicado a varios metros de altura por encima del campo de espejos.

El sistema concentrador constituido por superficies reflectoras con un elevado radio de curvatura que interceptan, concentran y reflejan la radiación solar dirigiéndola hacia el tubo receptor, situado en un plano diferente al de reflexión.

Las eficiencias ópticas obtenidas son menores en comparación con centrales parabólicas; sin embargo, este tipo de centrales son más simples que las primeras, por lo que la hacen económicamente más viable.

Figura 2. 8: Central de concentración solar con reflectores Fresnel



Referencia: (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013).

Figura 2. 9: Ejemplo de reflectores Fresnel



Referencia: (Millennium Energy Systems, 2016).

Torres Solares

Una central solar de torre central, es un tipo de calentador solar que utiliza una torre para captar la luz solar de manera concentrada. Utiliza un conjunto de espejos planos, móviles (llamados heliostatos) para concentrar los rayos del sol sobre una torre colectora.

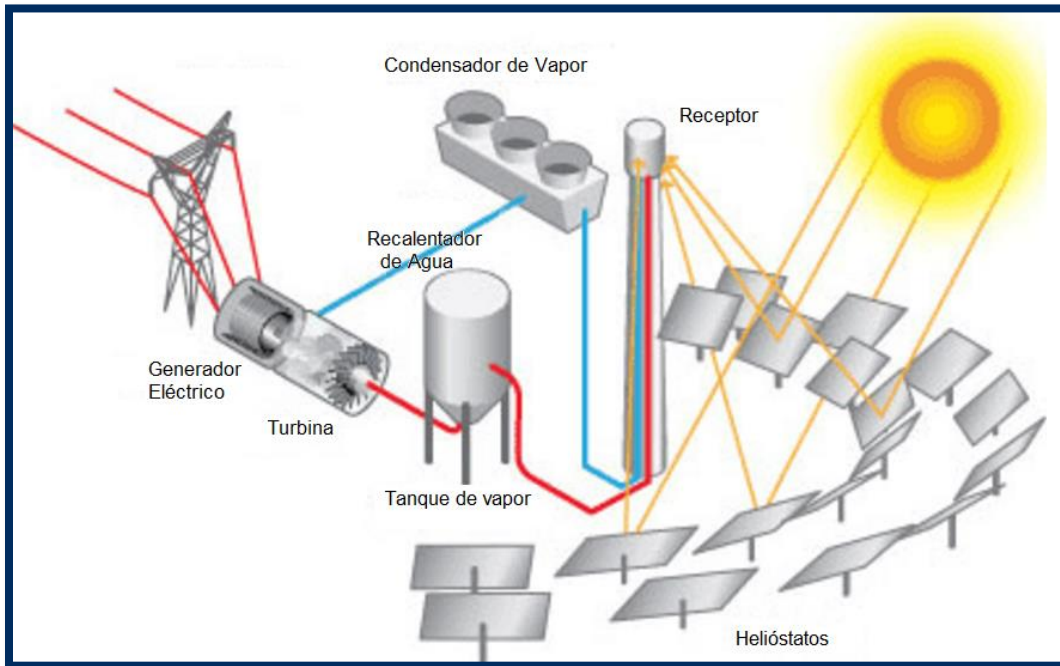
Los diseños iniciales usaban estos rayos enfocados para calentar agua y utilizan el vapor resultante para impulsar una turbina, con nuevos diseños implementados a lo largos de los años, se ha demostrado que utilizando un fluido diferente (sodio liquido) o fluidos de trabajo de sales fundidas, se obtiene un mejor rendimiento. Implementando sistemas de almacenamiento de

energía, con este tipo de tecnología es posible seguir produciendo energía eléctrica en horas de la noche.

Con los heliostatos se pueden conseguir temperaturas de operación mucho más elevadas que con centrales parabólicas y de reflectores Fresnel; por consiguiente, esta alternativa posee la ventaja de altas eficiencias, mejor almacenamiento térmico y altos factores de planta (Figura 2. 10).

Sin embargo, la principal desventaja de centrales con torres solares es el alto costo de inversión y mantenimiento por el uso de los heliostatos.

Figura 2. 10: Central de concentración solar con torre solar



Referencia: (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013).

Discos Solares

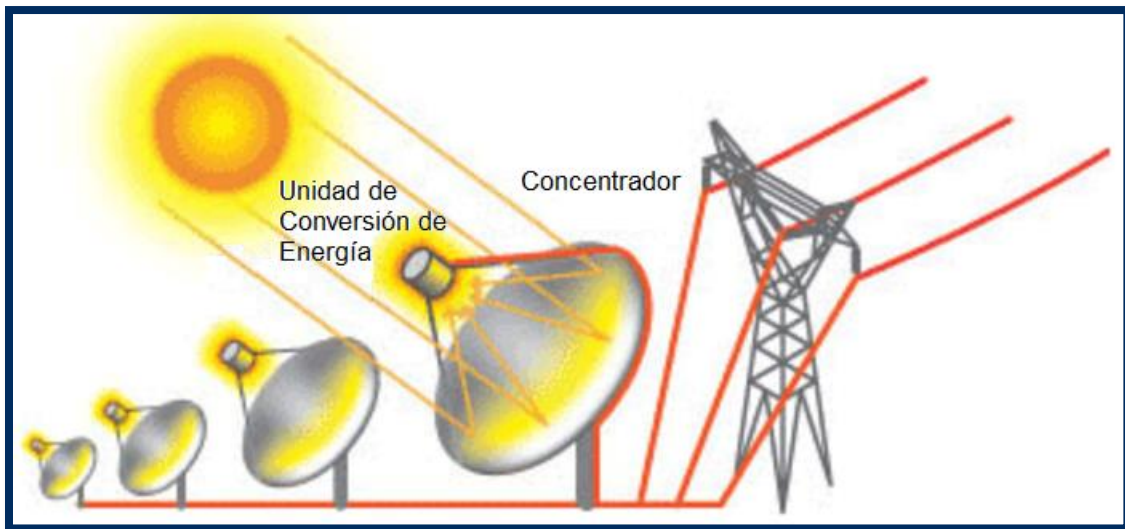
Los sistemas de generación con esta configuración disponen de concentradores con forma parabólica, parecidos a los discos satelitales, con el objetivo de dirigir la radiación solar a un receptor ubicado exactamente en el punto focal del disco.

Como toda tecnología de concentración solar, la reflexión de la componente directa de la radiación solar se consigue a través de una superficie de alta calidad óptica para disminuir posibles errores, el receptor puede ser una máquina Stirling o una micro turbina. Dado a la naturaleza de su configuración, esta variante tiene la gran ventaja de modularidad, lo cual es ideal para generación distribuida; sin embargo, sistemas

seguidores de rayos solares de dos ejes son requeridos para obtener altos factores de concentración y por consiguiente altas temperaturas de operación. Este elemento es aquel en el que se proyecta el flujo concentrado. Por tanto, se trata de un elemento donde se presentan muy elevadas temperaturas y que hace la función de captar la máxima energía térmica posible incidente para hacerla pasar al motor

Esta opción ha sido implementada exitosamente y se han reportado altas eficiencias y resulta una alternativa prometedora, el sistema no ha sido implementado a grandes niveles comerciales. En la Figura 2. 11 se muestra un esquema de esta configuración.

Figura 2. 11: Central de concentración solar con discos solares



Referencia: (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013).

Espacial

La principal limitación de las centrales fotovoltaicas instaladas en tierra consiste en la cantidad de horas en el día en el que se puede obtener el recurso solar y, si con suerte, el día no se encuentra demasiado nublado para su máximo aprovechamiento.

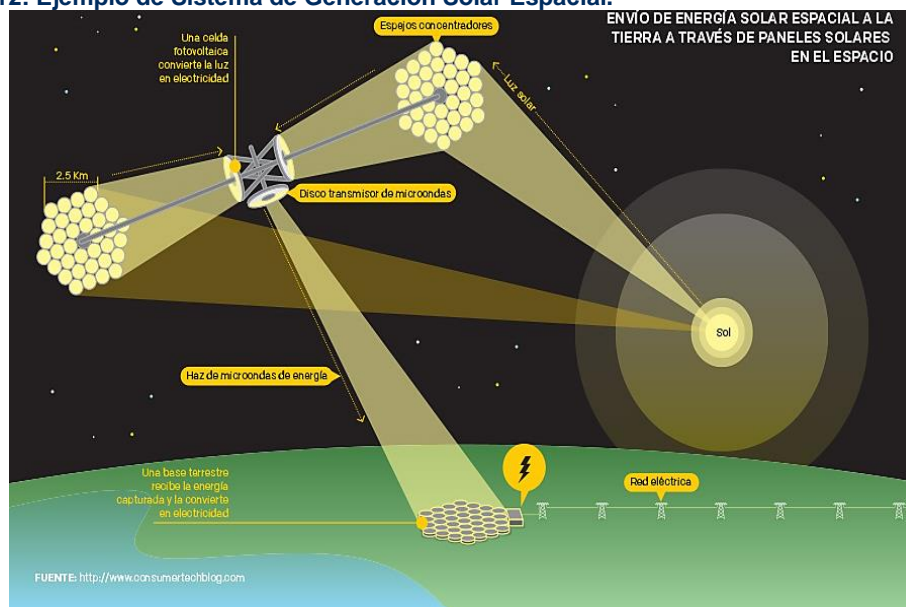
Por tal motivo se ha considerado la alternativa de obtener continuamente la energía solar mediante la instalación de concentradores de rayos solares en el espacio y enviarlos hacia los módulos fotovoltaicos instalados en los campos solares en la superficie terrestre.

Los satélites enviados al espacio tienen varios reflectores y un transmisor de potencia de microondas o láser. Los reflectores y espejos se encargan de recolectar los

rayos solares y son dirigidos hacia el transmisor de potencia para convertir la energía solar en un rayo láser o de microonda. El rayo es orientado ininterrumpidamente hacia centrales receptoras de potencia, donde reciben el rayo y realizan posteriormente la conversión de energía eléctrica.

Como es de esperarse, esta tecnología resulta tener altos costos por los envíos de los satélites al espacio y la construcción de los elementos. A pesar que se ha probado exitosamente en fase de experimentación la transmisión de 10 kW de potencia en tierra, aún le falta mucha inversión en desarrollo para ser implementada a nivel comercial. En la Figura 2. 12 se muestra el modelo conceptual de esta tecnología.

Figura 2. 12: Ejemplo de Sistema de Generación Solar Espacial.



Referencia: (Carrera por Energía Solar Espacial, 2017)

Eólicas

La energía eólica es una energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, correspondientes a “molinos de viento” de tamaño variable que utilizan sistemas de conversión para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. La energía del viento puede obtenerse instalando los aerogeneradores tanto en suelo firme como en el suelo marino. El potencial eólico se calcula en función de la distribución de la velocidad del viento.

Las variables que definen el régimen de vientos en un punto determinado son:

- Situación geográfica
- Características climáticas
- Estructura topográfica
- Irregularidades del terreno

Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Tierra

Las primeras centrales eólicas fueron construidas bajo este principio, por lo que existen comercialmente en todas partes del mundo. El eje es montado de manera paralelo al flujo del viento y del suelo y las aspas están diseñadas de tal forma que se aprovecha al máximo la captura de la energía del viento para convertirla a energía mecánica rotacional. El movimiento rotacional producido es transmitido y multiplicado mediante un multiplicador de velocidad (caja de

- Altura sobre el nivel del suelo

Para clasificar las centrales eólicas existen tres criterios: orientación de las turbinas (horizontal/ vertical), características de la instalación (en tierra / mar) y conectividad a la red (conectadas / no conectadas). A continuación, detallaremos la diferencia entre turbinas de eje horizontal y vertical.

No obstante, gracias al ingenio y creatividad del ser humano, en los últimos años la tecnología de las turbinas eólicas ha ido evolucionando drásticamente, causando que se desarrollen nuevas configuraciones y que sus costos sean igual de competitivos con las tecnologías convencionales. Las siguientes secciones complementan con mayor información el avance de las configuraciones mencionadas.

cambio) hasta un generador que es el que se encarga de producir la energía eléctrica. Una caja de cambios es una caja con arreglos de engranajes que hace la función de amplificador de velocidad baja a alta para el generador.

El número de aspas también juega un papel muy importante en la eficiencia del generador; tres resulta ser el número adecuado ya que otorgan mejor balance a las fuerzas giroscópicas ejercidas a la turbina.

Figura 2. 13: Parque eólico con turbinas de viento de eje horizontal.




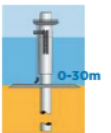
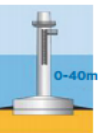
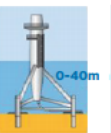
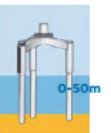
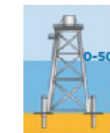

Referencia: (Energy Sources and Energy Use, 2018)

Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Alta Mar

Esta tecnología surge debido a que en alta mar las velocidades del viento son mucho más estables y mayores que en tierra firme. Otra diferencia significativa es el tipo de fundación diseñada: las de tierra firme son de concreto mientras que las de alta mar

pueden estar en el agua (tipo flotante) o fijadas en el suelo marino. La Figura 2. 14 muestra una gama de diseños utilizados en proyectos eólicos junto con sus características, ventajas y desventajas.

Figura 2. 14: Resumen de diferentes fundaciones fijas disponibles para turbinas de viento en alta mar

	Pilar alto con tapa	Monopilar	Base de gravedad de concreto	Tripode	Tres pilares	Estructura Metálica	Cubeta de succión
Diseño	 0-20m	 0-30m	 0-40m	 0-40m	 0-50m	 0-50m	 0-55m
Ejemplo	Sakata (JP)	Kamisu (JP)	Choshi (JP)	Longyuan Rudong Intertidal (CH)	Bard Off-shore 1 (DE)	Kitakyushu (JP)	Dogger Bank (UK)
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> Tapa protege contra colisiones 	<ul style="list-style-type: none"> Diseño sencillo 	<ul style="list-style-type: none"> Económicas No requiere de perforaciones 	<ul style="list-style-type: none"> Más estable que monopilares 	<ul style="list-style-type: none"> Pueden ser instaladas con barcazas convencionales de elevación 	<ul style="list-style-type: none"> Estabilidad Liviana 	<ul style="list-style-type: none"> Menos acero No requiere de perforaciones
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> Profundidad de agua limitada Fabricación compleja 	<ul style="list-style-type: none"> Diámetro aumenta significativamente con la profundidad Perforaciones 	<ul style="list-style-type: none"> Preparación del fondo del mar es requerida 	<ul style="list-style-type: none"> Instalación más compleja 	<ul style="list-style-type: none"> Costos 	<ul style="list-style-type: none"> Costos 	<ul style="list-style-type: none"> No es aplicable en fondos de mar sólidos
Comentarios	<ul style="list-style-type: none"> Muy común en industrias de tierra firme 	<ul style="list-style-type: none"> Tipo de fundación más común Limitaciones en la profundidad del agua 	<ul style="list-style-type: none"> Instaladas actualmente en aguas poco profundas 	<ul style="list-style-type: none"> Altos costos de producción debido a la complejidad de la estructura y peso 	<ul style="list-style-type: none"> Altos costos de producción debido a la complejidad de la estructura y peso 	<ul style="list-style-type: none"> Comercialmente atractivo > 35m por su flexibilidad y bajo peso (40-50% menos acero que monopilares) 	<ul style="list-style-type: none"> Aún a desplegarse a escala

Referencia: (Energy Techonology Systems Analysis Programme & International Renewable Energy Agency, 2016).

Según lo recopilado mediante investigación, la configuración más sencilla y comúnmente usada es la monopilar; sin embargo, dicha configuración solamente puede ser instalada en aguas de hasta 30 metros de profundidad. Las fundaciones flotantes han sido instaladas usualmente en aguas con profundidades mayores a los 50 metros debido a que los costos requeridos para una fundación en el suelo marino son extremadamente altos; no obstante, tales estructuras

se encuentran en fase de demostración.

De acuerdo con el estudio presentado por la Organización de Nuevas Energías y Desarrollo Tecnológico Industrial NEDO en 2013, las pérdidas energéticas en el proceso de conversión son las siguientes: entre un 50% a 60% de la energía aerodinámica en las aspas y rotor de la turbina, 4% de la energía mecánica en la caja de cambios y un 6% de la energía en el generador.

Turbinas de Ejes Verticales

Esta configuración corresponde a una de las modalidades más modernas en la actualidad y, por sus resultados obtenidos a la fecha, tiene un potencial muy prometedor para competir con fuentes de producción convencionales. En comparación con las turbinas de generación de eje horizontal, estas requieren menos espacio por lo que permiten la instalación de más generadores, además de ser más fácil la fabricación y transporte de los elementos. Otros beneficios de esta configuración son: la reducción considerable de ruido, un mantenimiento más sencillo del generador debido a que éste se encuentra en el suelo, y el efecto sombra o de atenuación de la fuerza

del viento es beneficioso. Finalmente, estas pueden instalarse tanto en tierra firme como en alta mar; sin embargo, por ser una tecnología relativamente nueva, sus costos de inversión son muy elevados y varios proyectos de este tipo se encuentran en fase experimental. Puede notarse en la Figura 2. 13 el espacio reducido requerido para la instalación de un parque eólico con esta tecnología. De forma general podemos decir que el rendimiento de los aerogeneradores de eje vertical se encuentra por debajo de la mitad que el correspondiente a aerogeneradores de eje horizontal, hecho que ha dirigido la industria al desarrollo de esto últimos frente a los primeros.

Figura 2. 15: Modelos de turbinas de viento de eje vertical



Referencia: (U.S. Energy Information Administration, 2017).

Turbinas de Viento Flotantes

Un aerogenerador flotante es un concepto de diseño para un aerogenerador con un rotor soportado en el aire sin una torre, que se beneficia de opciones más mecánicas y aerodinámicas, la mayor velocidad y la persistencia del viento en grandes altitudes, al tiempo que evita el gasto de la construcción de la torre.

Esta tecnología surge por el hecho de que a mayor altura la instalación de la turbina de viento, mayor será la velocidad de los vientos y por consiguiente una mayor potencia

podrá ser extraída del mismo. Combina las propiedades de una turbina de viento de eje horizontal y las de un dirigible. El dirigible se infla con helio y es mantenido en su posición con cuerdas y estructuras fijadas en el suelo para soportar las fuerzas del viento a elevadas alturas. Ya que estos dispositivos se encuentran a gran altitud, el ruido producido por las aspas es despreciable y requiere de poco mantenimiento. Un prototipo de esta tecnología es mostrado en la Figura 2. 16.

Figura 2. 16: Prototipo de una turbina de viento flotante



Referencia: (Inhabitat, 2012).

Marinas

La energía marina es un conjunto de tecnologías para el aprovechamiento de la energía de los océanos. El mar tiene un gran potencial energético, que se manifiesta principalmente en las olas, las mareas, las corrientes y en la diferencia de temperatura entre la superficie y el fondo marino.

El uso de la energía marina no genera impactos ambientales ni visuales considerables y constituye un recurso energético con gran capacidad de predicción. Sin embargo, las condiciones hostiles del mar, la fuerza del oleaje y de la corrosión marina, así como la necesidad de contar con mecanismos para trasladar la energía a tierra, hacen que esta tecnología requiera de grandes inversiones y que aún esté, salvo alguna excepción, en fase pre comercial.

Debido a que la variabilidad mareas y de las olas es menor en comparación con la de los vientos, es más fácil predecir y estimar la generación. A continuación, se describen cada una de las alternativas de generación eléctrica con este recurso renovable.

Undimotriz

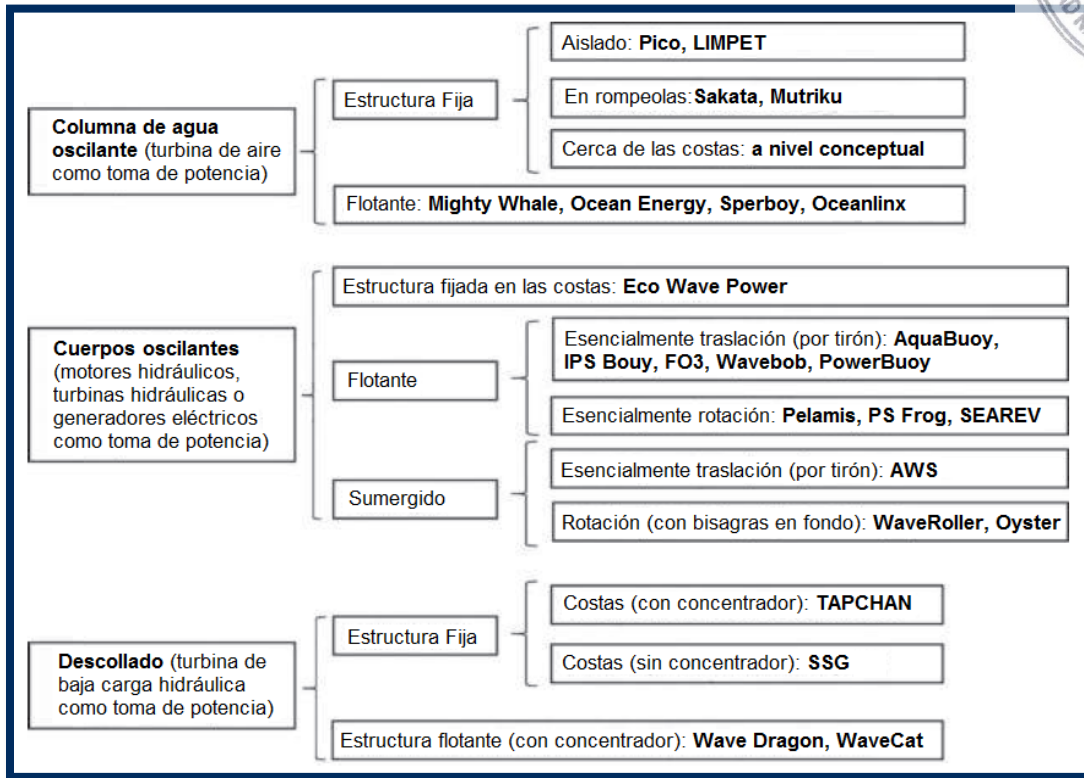
Consiste en el proceso de conversión de energía mecánica proveniente de las olas superficiales en los océanos a eléctrica. Toda central de producción de energía de esta categoría cuenta con cuatro componentes principales:

1. La estructura y el motor principal encargado de capturar la energía de la ola y convertirla a energía mecánica.
2. La fundación o anclaje que mantendrá en su lugar la estructura y el motor principal.
3. El sistema de toma de potencia, el cual convierte la energía mecánica en eléctrica.
4. Los sistemas de control que salvaguardan y optimizan el rendimiento durante las condiciones de operación.

De acuerdo a la información presentada en el informe de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA por sus siglas en inglés) en su documento “Energía de Olas: Resumen Tecnológico” del año 2014, los dispositivos utilizados para capturar la energía de las olas se clasifican en tres tipos: columna de agua oscilante, cuerpos oscilantes y de desbordamiento.

La Figura 2. 17 muestra a mayor detalle las diferentes opciones que hay actualmente desarrolladas. Complementariamente, en las Figura 2. 18 a Figura 2. 20 se puede observar diseños de dispositivos que han sido implementados exitosamente.

Figura 2. 17: Clasificación de técnicas de generación de energía Undimotriz



Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014).

Figura 2. 18: Convertidores de energía Undimotriz por desbordamiento



Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014)

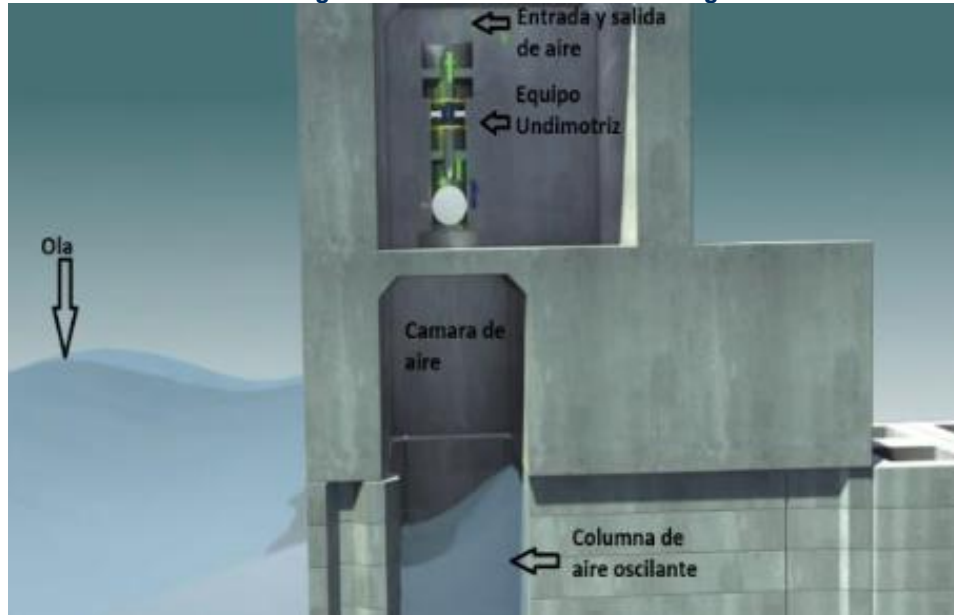
AP

Figura 2. 19: Convertidores de energía Undimotriz con cuerpos oscilantes



Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014).

Figura 2. 20: Convertidores de energía Undimotriz con columnas de agua oscilantes



Referencia: (UTNBA, s.f.)

Mareomotriz

Las mareas son producto de las interacciones gravitacionales del sol y la luna con la Tierra; las centrales aprovechan la energía cinética (corrientes de la pleamar y bajamar) y potencial (diferencia de altura entre la pleamar y bajamar) de las masas de agua al implementar turbinas de bulbo similares a las utilizadas en centrales hidroeléctricas instaladas en presas.

La generación de energía con este recurso es posible con las siguientes alternativas:

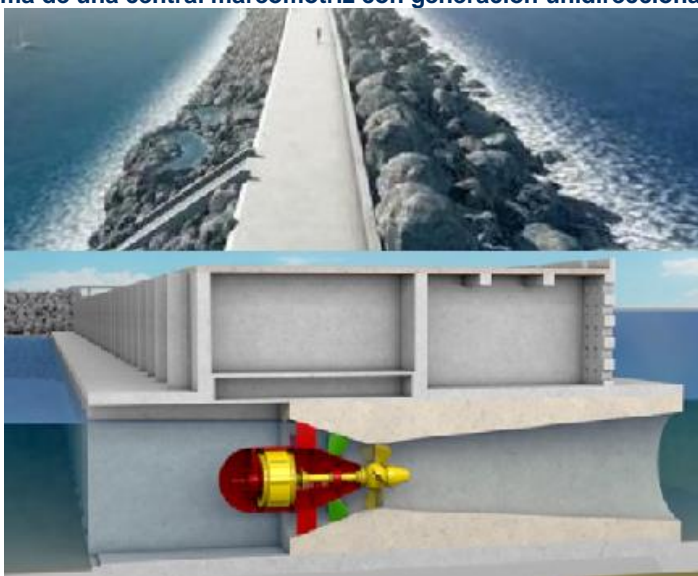
1. Generación unidireccional en la bajamar: Durante la pleamar, las compuertas permanecen abiertas para llenar el reservorio y mantenerlo en su nivel más alto. Cuando inicia la bajamar, el agua del mar desciende del reservorio y pasa por las turbinas. Este ciclo permite generar

electricidad por cuatro horas una sola vez al día.

2. Generación unidireccional en la pleamar: Durante la pleamar, las compuertas permanecen cerradas para aislar el reservorio y mantenerlo en su nivel más bajo. Cuando inicia la pleamar, el agua del mar asciende al reservorio y pasa por las turbinas. Este ciclo permite generar electricidad por cuatro horas una sola vez al día.

3. Generación bidireccional: combina los ciclos operativos de los dos primeros escenarios. El ciclo permite generar electricidad por cuatro horas dos veces al día; sin embargo, el sistema requiere de turbinas reversibles, lo cual hace los costos de inversión más elevados en comparación con las dos primeras alternativas.

Figura 2. 21: Esquema de una central mareomotriz con generación unidireccional



Referencia: (University of Bristol, s.f.).

Maremotérmica

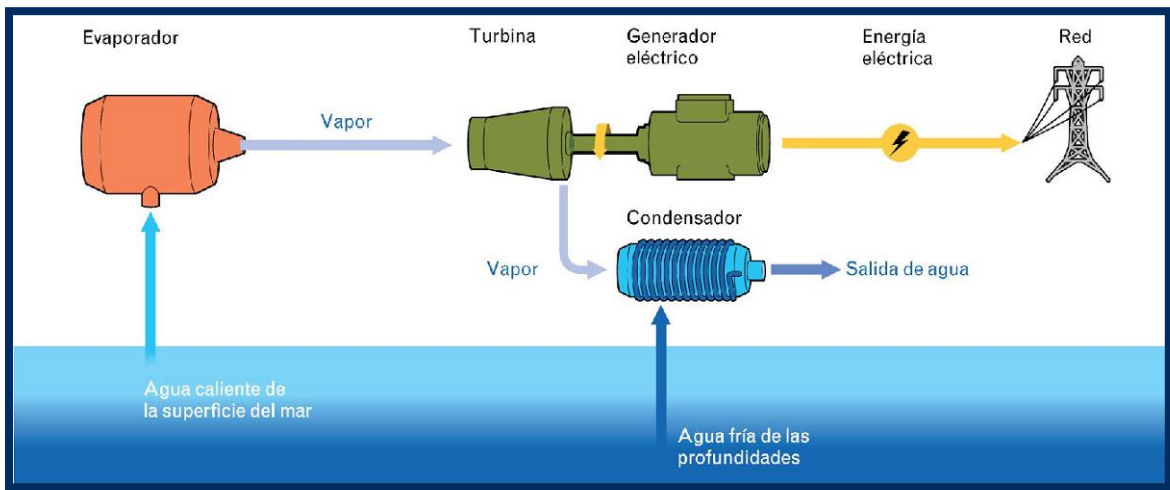
La energía maremotérmica, también conocida como Conversión de Energía Térmica-Oceánica (C.E.T.O), en contraste con las tecnologías olamotriz y mareomotriz que aprovechan la energía cinética y potencial de las olas y mareas, la generación maremotérmica es un tipo de conversión energética mediante un ciclo termodinámico

Se basa en la diferencia de temperaturas entre las aguas profundas, más frías, y las cercanas a la superficie, más cálidas, el agua tibia calienta un fluido de trabajo hasta convertirlo en vapor para mover una máquina térmica y producir trabajo útil, generalmente en forma de electricidad. Una ventaja respecto a otras energías renovables es su

funcionamiento 24 horas al día, sin dependencia de condiciones eólicas o solares.

Con estas centrales se pueden llegar a obtener factores de carga de entre 90 y 95%, una de las más altas dentro de las tecnologías de generación existentes; por otra parte, la producción de energía se logra de manera continua y el recurso es ilimitado. No obstante, es necesario recalcar que esta tecnología se encuentra en fase de desarrollo para niveles comerciales, por lo que hace de esta una tecnología muy costosa. Igualmente, los costos se elevan aún más por el hecho de requerir tuberías y sistemas de bombas más resistentes a la corrosión.

Figura 2. 22: Ciclo operativo de una central maremotérmica



Referencia: (ENGIMIA, 2019)

Osmótica

También conocida como energía de gradiente de salinidad y energía azul. Se basa en la diferencia de concentración de salinidad que hay entre dos cuerpos de agua, usualmente agua salada del mar y agua dulce de ríos que desembocan al mar. En la actualidad existen dos maneras de obtener energía eléctrica mediante esta tecnología: mediante ósmosis por presión retardada y la electrodiálisis invertida.

En la ósmosis por presión retardada, una membrana delgada separa los reservorios de agua dulce y agua salada. El agua dulce fluye a través de la membrana semipermeable hacia el reservorio de agua salada, provocando un aumento en la presión del reservorio.

Cuando la presión acumulada en dicho reservorio es considerable se hace pasar por una turbina el cual realiza la conversión de energía eléctrica.

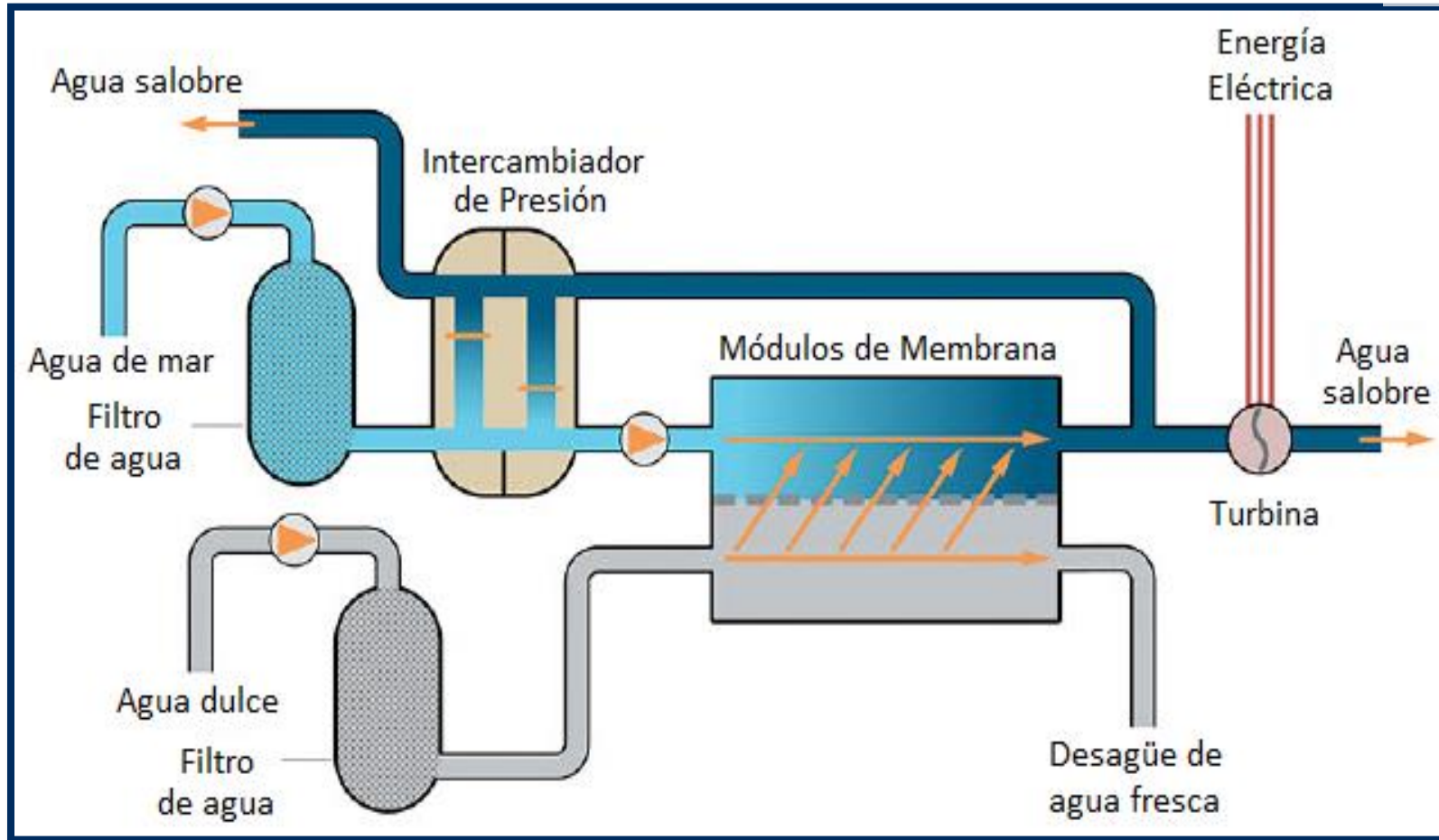
La técnica de electrodiálisis invertida; utiliza un principio físico diferente al ósmosis por presión retardada para producir electricidad: crea una

diferencia de potencial mediante el transporte de iones de sal por un grupo de membranas. Las membranas selectivamente permeables están en un arreglo de tal manera en que se produce un intercambio alternado de cationes y aniones. Asimismo, entre las membranas se encuentran compartimientos que almacenan alternadamente agua dulce y agua salada, garantizando así el gradiente de salinidad.

A pesar de ser una tecnología muy innovadora, aún se requiere de mucha inversión en investigación y desarrollo para ser competitiva comercialmente con otras fuentes renovables.

Los principales retos aunados a esta tecnología son el mejoramiento del diseño y calidad de las membranas para tener alta durabilidad en los procesos de conversión energética, así también como el desarrollo de los módulos que contienen las membranas, y el pretratamiento del agua.

Figura 2. 23: Ciclo operativo de una central osmótica por presión invertida



Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2012).

Geotérmica

Las centrales geotérmicas aprovechan el potencial energético de algún tipo de fluido de trabajo proveniente de reservorios encontrados bajo tierra para el uso indirecto de producción de energía eléctrica y/o uso directo. El uso directo no involucra conversiones de energía térmica a eléctrica, por consiguiente, ésta es utilizada para calefacción y/o enfriamiento de recintos, procesos industriales y agrícolas.

La alta temperatura de la energía geotérmica se encuentra en zonas activas de la corteza. El vapor llega a la superficie y mediante una turbina se puede generar la electricidad.

Con todo, se necesita que haya condiciones favorables regidas por ciertos parámetros para que se dé la posibilidad de un campo geotérmico.

En las

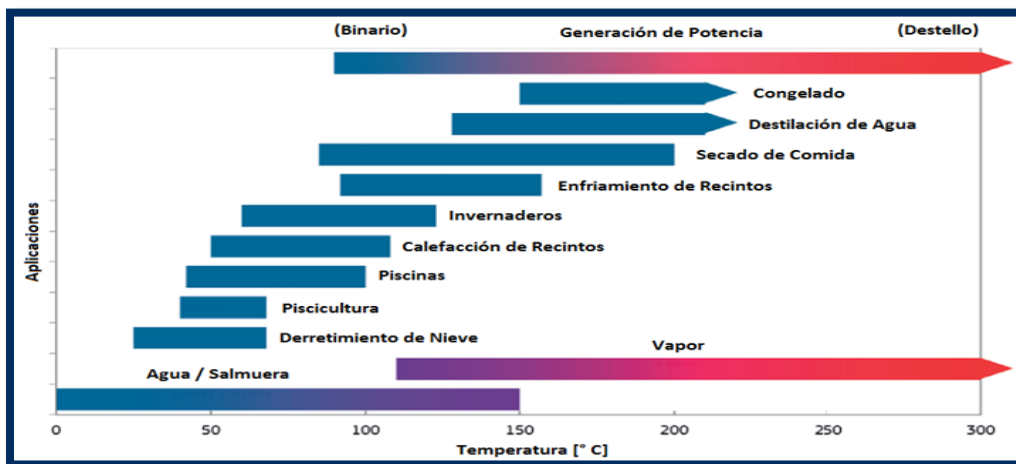
Figura 2. 24 pueden observarse algunas de las aplicaciones más

comunes para el cual el potencial geotérmico es aplicado y su rango de temperatura.

Para describir una central geotérmica tenemos que comenzar diciendo que se trata de una zona “sembrada” de grandes tuberías, que conducen el vapor desde los pozos geotérmicos hasta las plantas generadoras.

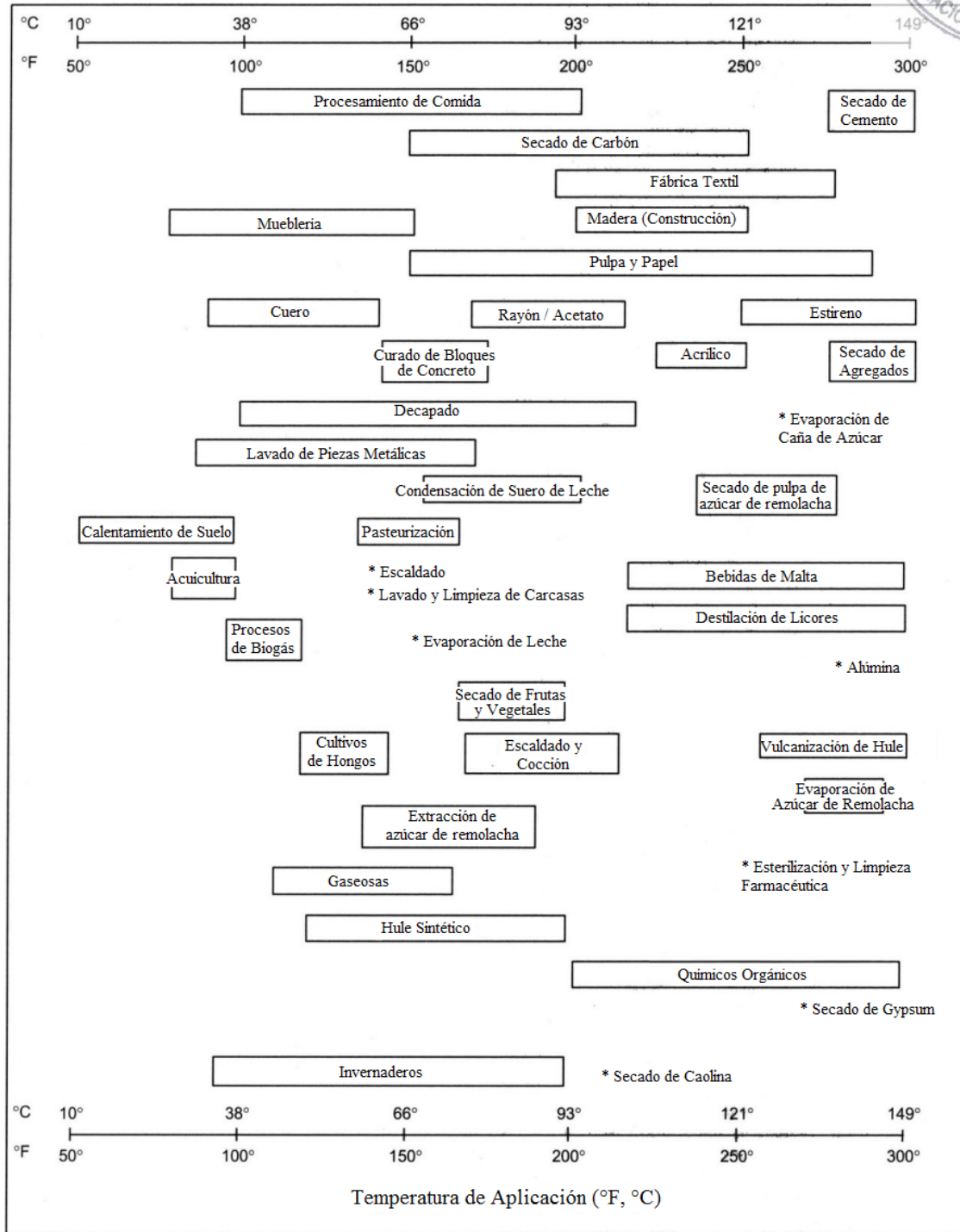
Otras tuberías extraen vapor de los pozos. Las cañerías tienen forma de curvas a intervalos regulares que hacen posible que los enormes tubos se expandan y contraigan al calentarse y enfriarse. Actualmente existen tres tipos de configuraciones de centrales geotérmicas, y la selección de éstas depende del estado del fluido de trabajo (vapor o agua) y sus temperaturas. En las siguientes secciones se explican cada una de las configuraciones con mayor detalle.

Figura 2. 24: Diagrama Lindal de temperatura de agua y vapor geotérmico recomendado para diversas aplicaciones



Referencia: (European Commission, 2015).

Figura 2. 25: Usos directos del recurso geotérmico: Rangos de temperatura de algunos procesos industriales y aplicaciones agrícolas



Referencia: (Jóhannesson & Chatenay, 2014).

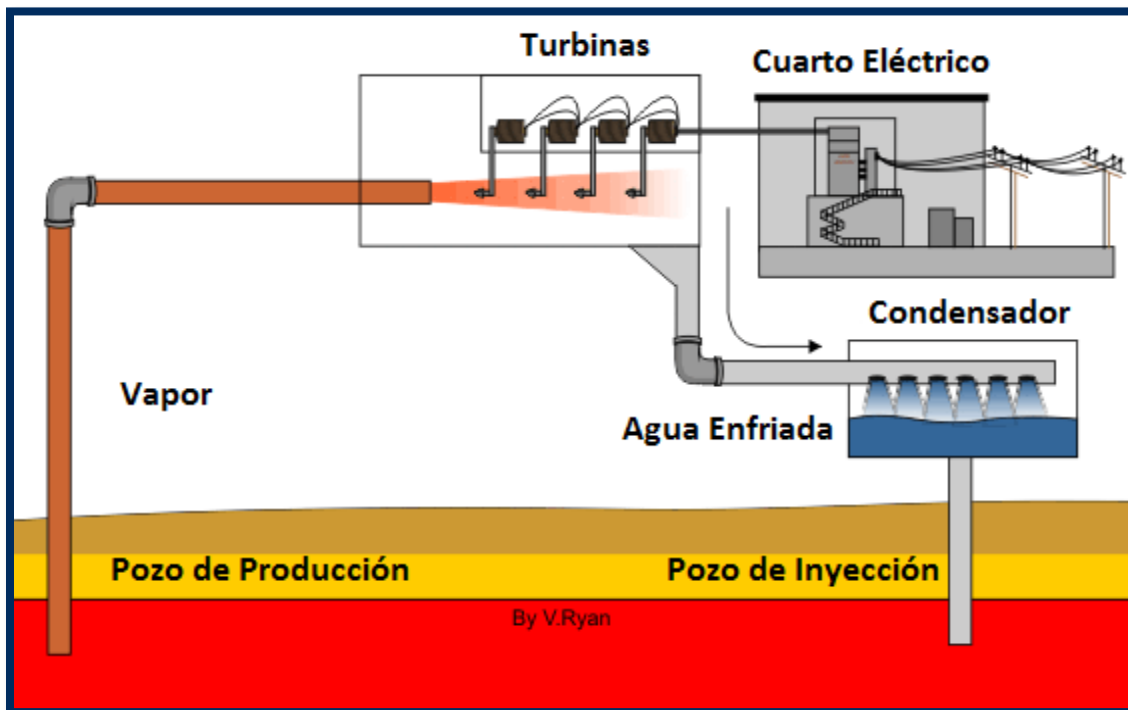
Handwritten signature

Vapor Seco

Es una de las configuraciones convencionales más antiguas, siendo la primera construida en el año 1904. Con este diseño, agua en fase de vapor sobrecalentado y de temperaturas superiores a 150°C es extraído desde los reservorios y es utilizado para impulsar las turbinas y producir energía eléctrica. Una porción del vapor es posteriormente condensado y reingresado al reservorio con la finalidad de reutilizarlo en el ciclo, mientras que la otra porción del vapor es evacuada hacia el ambiente. En la Figura 2. 26 se presenta una configuración típica de una central geotérmica que opera con vapor seco. Centrales de

generación geotérmica con este esquema tienen costos de inversión relativamente bajos en comparación con los demás esquemas; adicionalmente, son altamente eficientes, llegando a valores de entre 50% y 70%. La principal restricción para implementar esta tecnología es encontrar reservorios con buen potencial de vapor. Otros aspectos que deben tomarse en cuenta con estas centrales son las concentraciones de gases no condensables en el vapor que sean expulsados al ambiente, la alta corrosividad que puede afectar los elementos de la central.

Figura 2. 26: Central geotérmica accionada por vapor seco



Referencia: (Save The Earth, 2016).

Vapor por Destello

Una de las configuraciones convencionales más utilizadas para la producción de energía eléctrica. A diferencia de las centrales geotérmicas de vapor seco, éstas utilizan agua en fase líquida con temperaturas mayores a 200°C y altas presiones de operación. Siguiendo el esquema de referencia de la Figura 2. 27, el agua es bombeada y transportada a un tanque en donde la presión del fluido es reducida drásticamente, lo cual provoca el repentino cambio de fase de líquido a vapor (de ahí el nombre de destello o flasheo de vapor).

La parte del agua convertida a vapor sigue el mismo recorrido que en la configuración de una central de vapor seco; la parte del agua que se mantuvo en fase líquida se combina con el condensado del vapor usado en las turbinas para ya sea ser reinyectado al reservorio, para un segundo tanque para producir vapor por destello nuevamente y generar más electricidad, o algún uso directo de calor. Las eficiencias energéticas globales son función de las veces que el fluido es destellado y si éste es

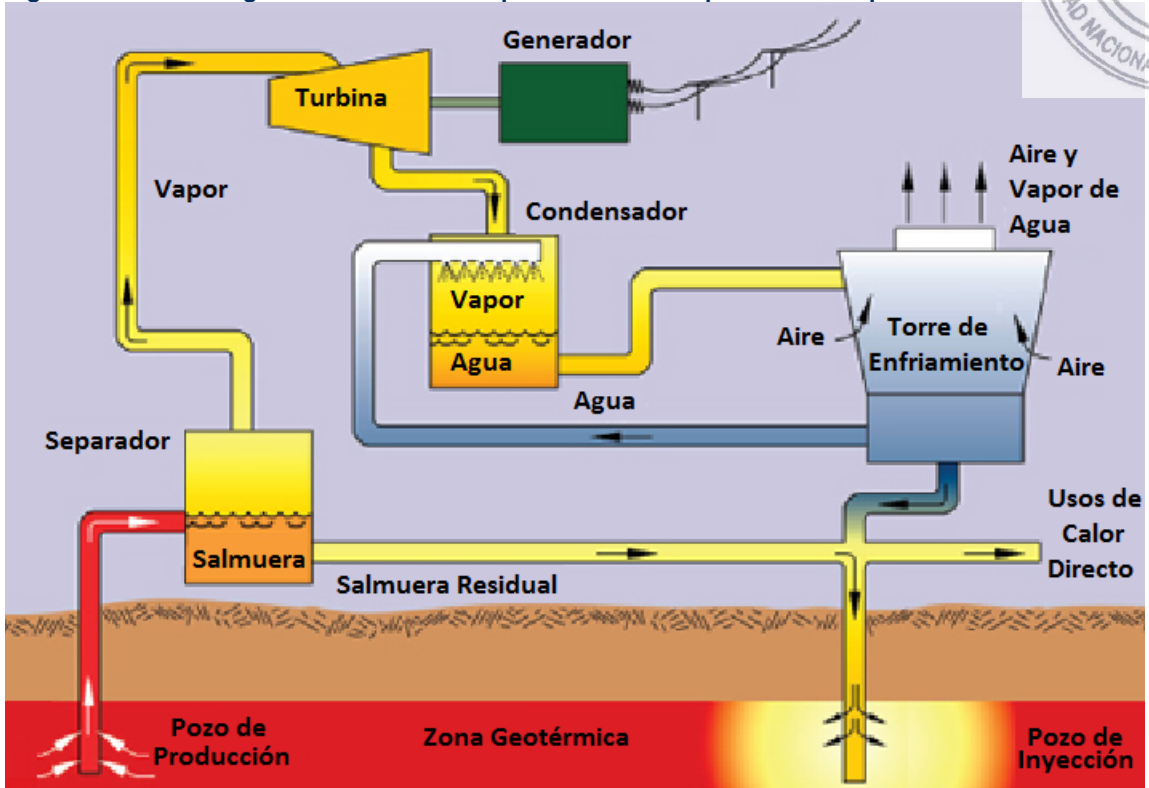
utilizado para otros procesos aparte de el de la producción de generación eléctrica: si se destella una vez, eficiencias se encuentran entre 30% y 35%; si se destellan dos veces, 35% y 45%.

Si se agregan intercambiadores de calor para el proceso de producción de agua caliente, la eficiencia global es incrementada gradualmente.

Centrales geotérmicas de vapor por destello sencillo requieren de un bajo costo de inversión, pero para poder ser competitivas deben disponer de un recurso geotérmico a temperaturas superiores a los 200°C; por otra parte, centrales con destello doble demandan mayor costo de inversión y para ser competitivas deben contar con el recurso geotérmico a temperaturas superiores a los 240°C.

Independientemente de la cantidad de veces que sea destellado el vapor, los costos de operación y mantenimiento aumentan considerablemente si el recurso tiene una alta concentración de minerales.

Figura 2. 27: Central geotérmica accionada por destello de vapor de una etapa



Referencia: (The National Academies of The National Academies Press, 2013).

AP

Ciclo Binario

Es la configuración más reciente e innovadora dentro del grupo y se espera que futuras instalaciones de centrales geotérmicas adopten este arreglo ya que operan con el ciclo Rankine orgánico o también con el ciclo Kalina.

El agua está a temperaturas cercanas a 60°C son transportadas a un intercambiador de calor en donde se transfiere su energía a un fluido de trabajo secundario con una temperatura de ebullición muy inferior que la del agua, causando que éste cambie de fase líquida a vapor e sea el que impulse las turbinas. La Figura 2. 28 permite visualizar mejor el principio de funcionamiento del ciclo.

En comparación con las tecnologías antes mencionadas, éste es un ciclo cerrado, lo cual significa que los fluidos primarios y secundarios no se mezclan durante el proceso y esto conlleva a una disminución en las evacuaciones de vapor y gases nocivos al ambiente virtualmente nulas.

Adicionalmente, no se requiere que las temperaturas del agua proveniente del reservorio sean tan elevadas. Una gran desventaja de este ciclo de operación es que la eficiencia del sistema es ligeramente inferior a las demás técnicas. Por ejemplo:

- Usando el ciclo Rankine Orgánico se pueden alcanzar eficiencias entre 25% y 45%.
- Con el ciclo Kalina pueden obtenerse eficiencias entre el 30% y 65%.

Los costos de operación y mantenimiento para una central de ciclo Rankine Orgánico son muy elevados debido a que el recurso contiene una mayor concentración de salinidad que puede afectar los elementos de la planta. En contraste, los costos de inversión y la complejidad tecnológica son muy elevados para centrales que utilizan el ciclo Kalina debido a que este esquema es relativamente nuevo.

La reducción de los costos de inversión para centrales con el ciclo Kalina la harán más competitiva contra la del ciclo Rankine Orgánico solamente cuando haya se efectúen más estudios de diseño y desarrollo. Las centrales geotérmicas superan a las centrales térmicas que utilizan recursos no renovables (combustibles fósiles) en los siguientes aspectos:

- Cuentan con recurso energético confiable, abundante y renovable puesto que el agua puede ser reingresada al reservorio para producir más vapor.
- Reducción en el espacio físico de la central generadora ya que no se requiere de un depósito para el almacenamiento del combustible.
- Sus costos efectivos son más baratos debido a que no dependen de las variaciones de los precios del combustible.

- Las emisiones de gases de efecto invernadero son menores.

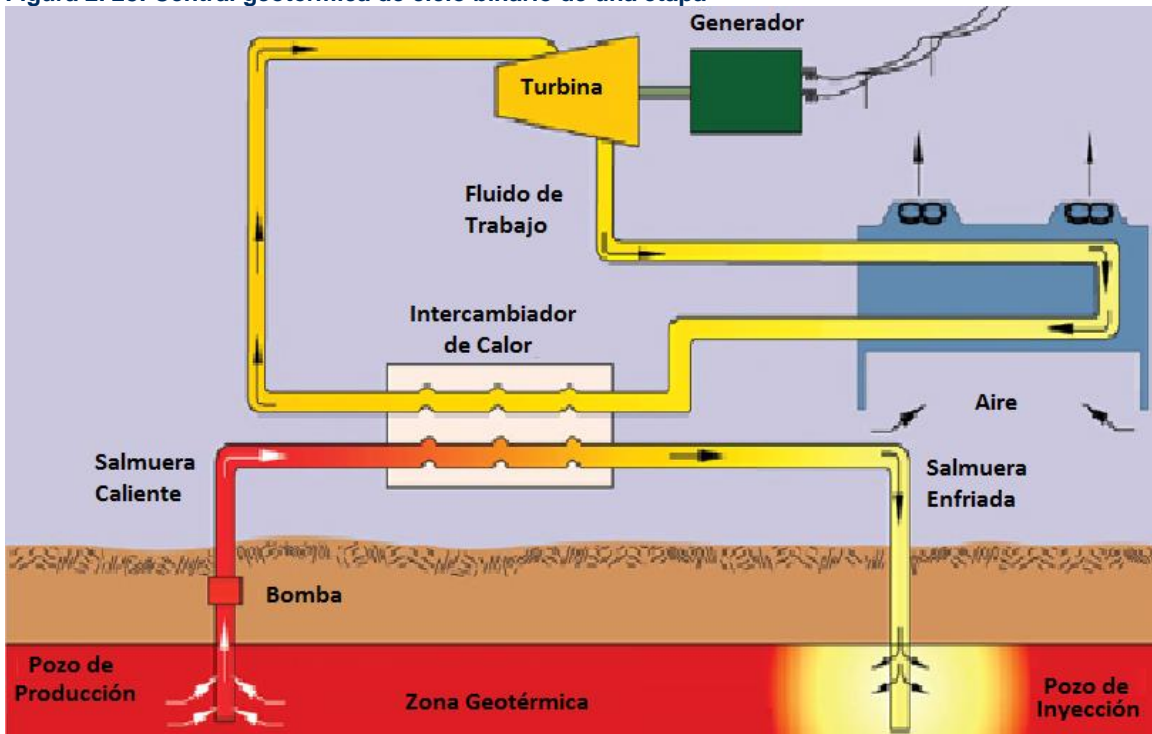
A pesar de las ventajas descritas anteriormente, la producción de energía eléctrica mediante esta tecnología lleva integrado intrínsecamente las siguientes desventajas:

- La producción de energía puede verse limitada por el

agotamiento del recurso hídrico en los reservorios.

- Los respiraderos naturales no son accesibles en su totalidad y solamente lo están en ubicaciones selectas. Por otra parte, los respiraderos artificiales son muy lejanos y muy profundos en la tierra para ser lo suficientemente efectivos.

Figura 2. 28: Central geotérmica de ciclo binario de una etapa



Referencia: (The National Academies of The National Academies Press, 2013).

Tecnologías de Almacenamiento de Energía Eléctrica

El sistema de energía eléctrica debe abordar dos requisitos únicos: la necesidad de mantener un equilibrio casi en tiempo real entre la generación y la carga, y la necesidad de ajustar la generación (o carga) para administrar los flujos de energía a través de las instalaciones de transmisión individuales.

La demanda eléctrica es la suma de los requisitos de energía de miles de usuarios diferentes, desde hogares individuales hasta grandes empresas industriales y comerciales, todos los cuales pueden cambiar las cargas, con magnitudes muy diferentes, en horarios convenientes para cualquier actividad que realicen en el momento.

Esperan que la energía esté disponible a pedido y no consultan a la empresa de servicios públicos para advertirles con anticipación.

Debido a los impactos ambientales notorios en la actualidad, el almacenamiento de electricidad juega un papel crucial en la búsqueda de una matriz energética con más fuentes de energía renovable. Junto

Dependiendo de la duración de la falta de coincidencia, el suministro inmediato se mantiene mediante la llamada "reserva rodante" o baterías hasta que un generador alternativo a más largo plazo entre en funcionamiento para asumir la carga.

con el impulso de generación de energía solar y eólica, se permite la aguda descarbonización en segmentos clave del mercado energético.

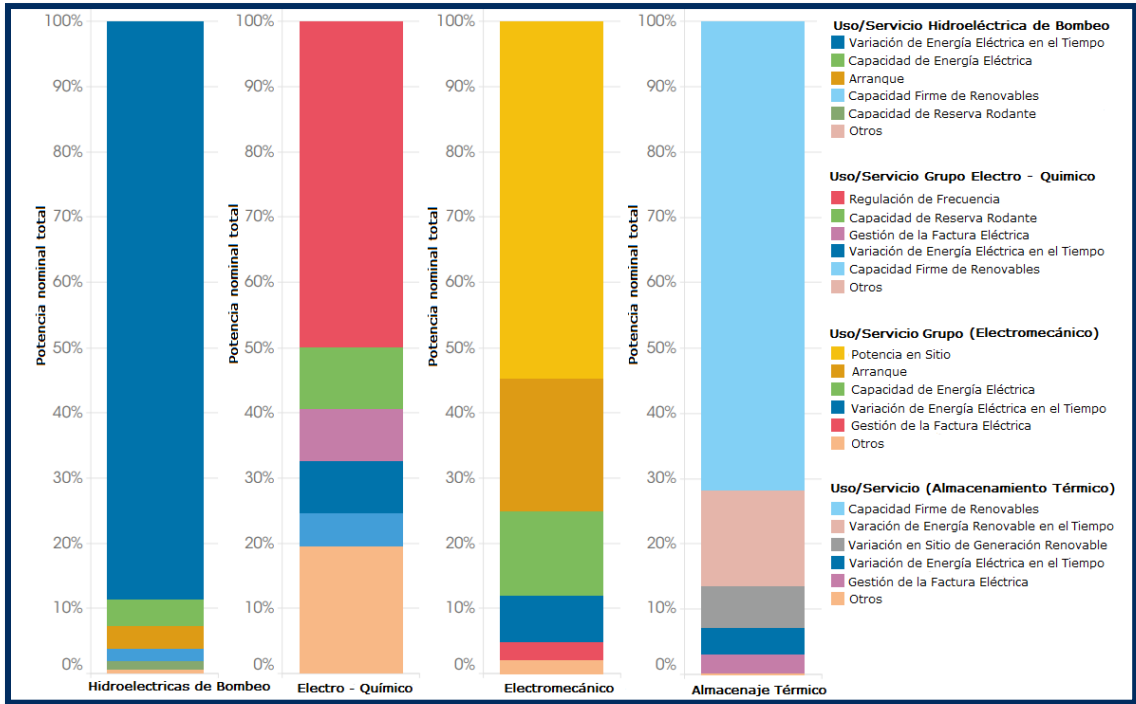
Las tecnologías de producción de energía renovables no convencionales dependen de la disponibilidad momentánea del recurso, por lo que son consideradas como fuentes intermitentes. Con la finalidad de mitigar tal variabilidad, se recurren a los sistemas de acumulación de energía, los cuales permiten almacenar la energía en el momento en que se tiene disponible y posteriormente utilizarla cuando sea necesario.

La capacidad de almacenamiento de electricidad puede reducir las restricciones en la red de transmisión y puede aplazar la necesidad de grandes inversiones en infraestructura. Esto también se aplica a la distribución, independientemente de si las restricciones reflejan el crecimiento en energías renovables o un cambio en los patrones de demanda.

Para satisfacer esta demanda, el sector eléctrico debe evaluar una gama de activos "lentos" y "rápidos" optimizados para satisfacer los componentes fijos y variables de la demanda y de sus necesidades.

Pero generalmente se necesitan activos de almacenamiento con acción particularmente rápida, que proporcionen la flexibilidad necesaria para enfrentar este desafío

Figura 2. 29: Capacidad Global de almacenamiento de Energía por Uso y Tecnología.

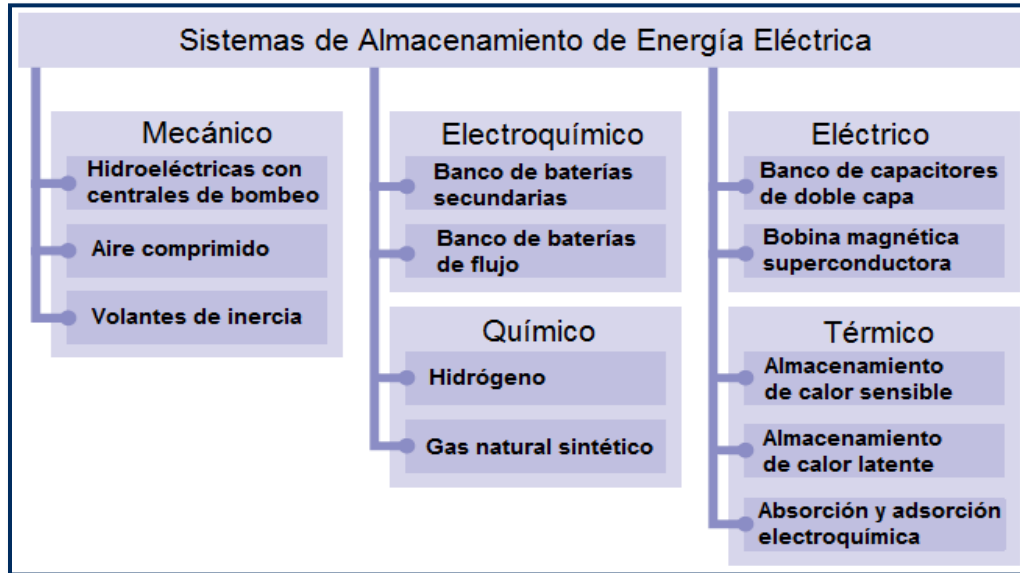


Referencia: (Irena Electricity Storage Cost, 2017)

Handwritten signature

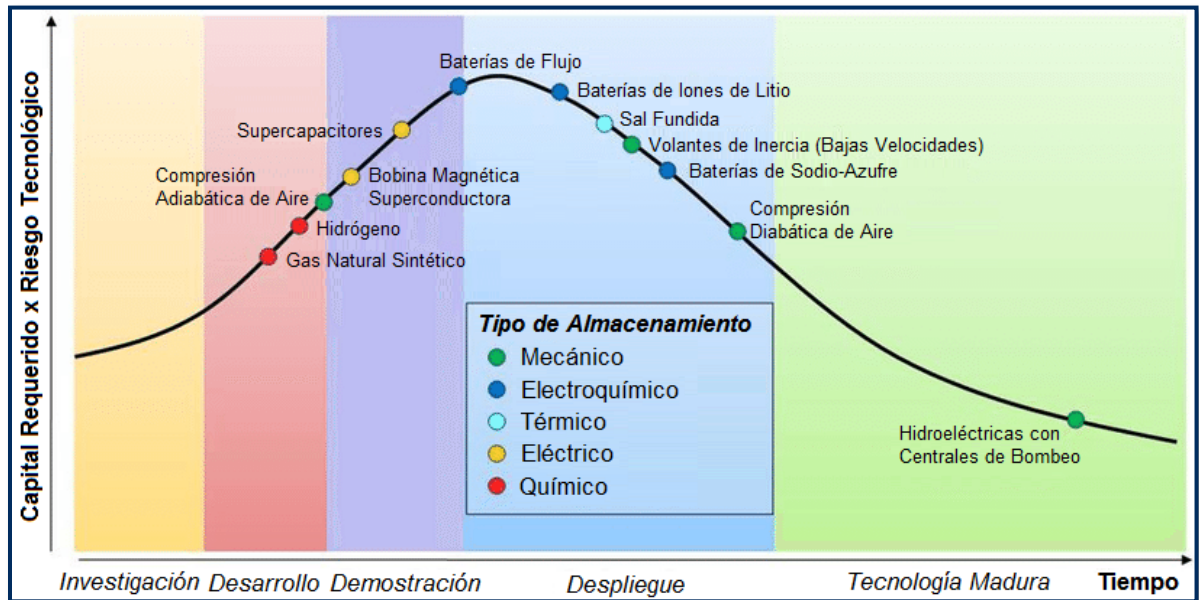
En función de la tecnología de generación de energía eléctrica, se presentan en las siguientes secciones las diferentes alternativas disponibles de sistemas de acumulación de energía. La Figura 2. 30 presenta un resumen de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica; análogamente, en el Gráfico 2. 1 se muestra la curva de madurez de las tecnologías de almacenamiento de energía.

Figura 2. 30: Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica



Referencia: (International Electrotechnical Commission, 2011).

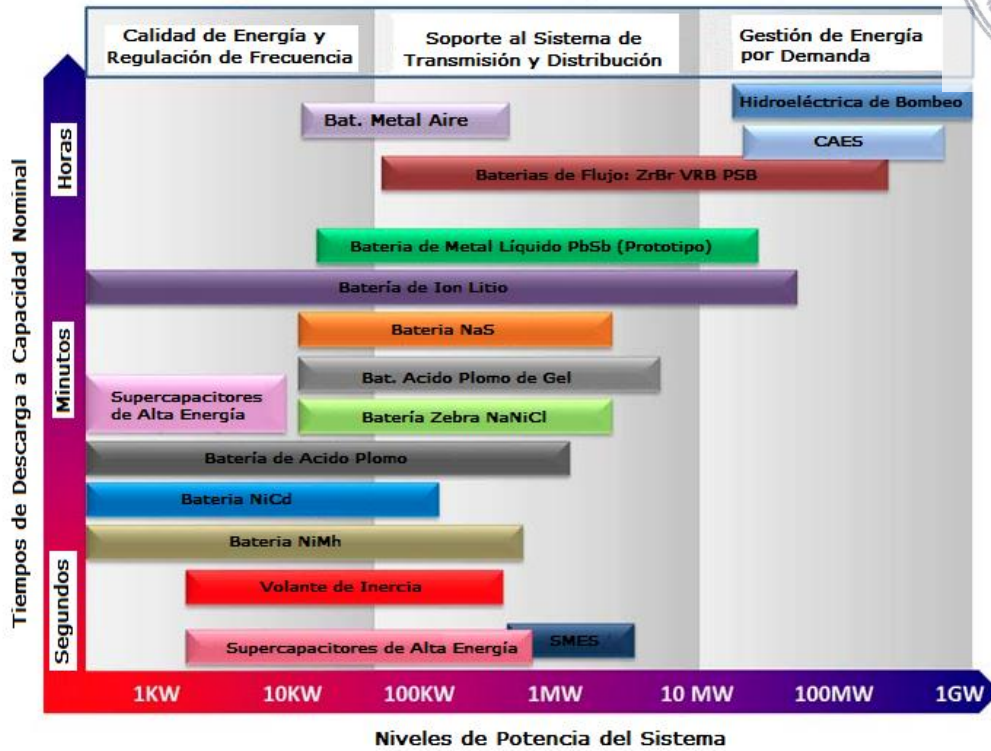
Gráfico 2. 1: Curva de madurez de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.



Referencia: (Scottish Renewables, 2016).

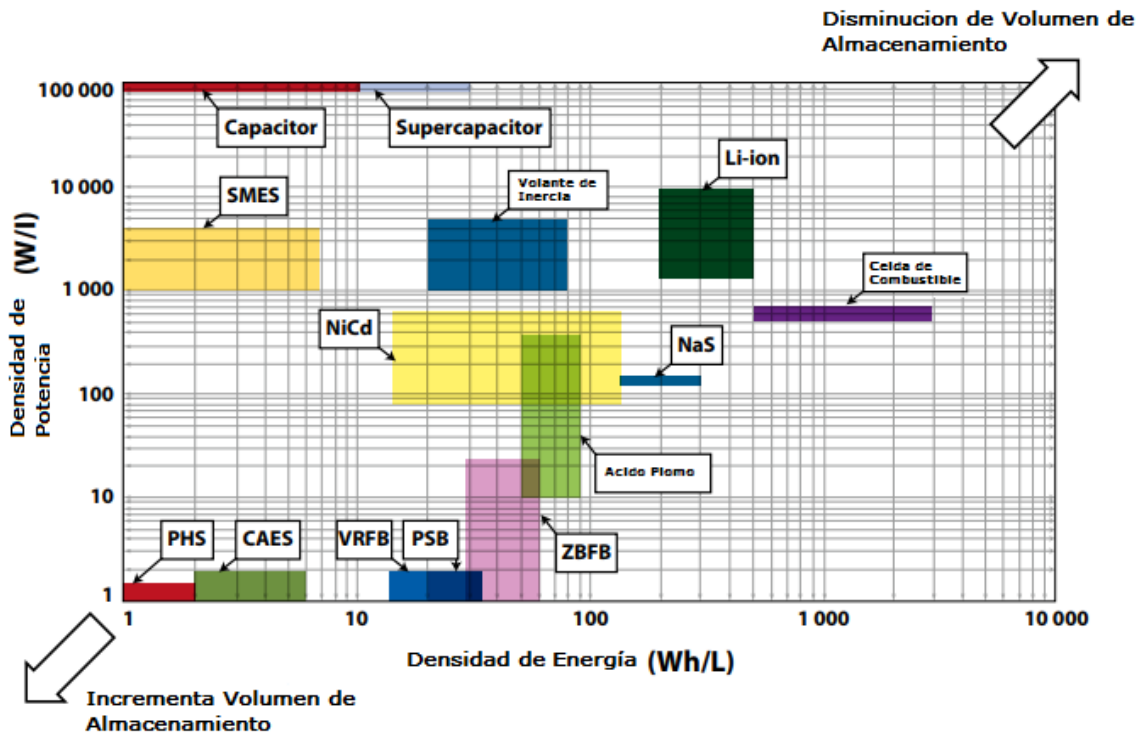
AB

Gráfico 2. 2: Grafico de Comparación de Tiempos de Descarga por Tecnología.



Referencia: (Irena Electricity Storage Cost, 2017)

Gráfico 2. 3: Comparación mediante densidades de energía y potencia por Tecnología.



Referencia: (Irena Electricity Storage Cost, 2017)

Handwritten signature or mark.

Sistemas de Almacenamiento Mecánicos

Hidroeléctricas con Centrales de Bombeo

El bombeo hidráulico es un sistema de almacenamiento muy desarrollado y utilizado para producción de energía a gran escala, el cual, es su único fin, y se combina muy fácilmente con sistemas eólicos, donde la energía sobrante se utiliza para revertir el agua. Son centrales hidroeléctricas que tienen dos reservorios a diferentes elevaciones, en el cual se bombea agua durante horas valle desde el reservorio inferior hacia el reservorio superior.

En horas pico o cuando sea requerido por el sistema, el agua es turbinada desde el reservorio superior hacia el inferior para producir energía eléctrica. Mientras que los reservorios superiores son usualmente los mismos embalses o un embalse a mayor altura, existen varias alternativas técnicamente viables para los reservorios inferiores: pozos de minas inundadas, cavernas u otras cavidades subterráneas, e incluso el mar abierto. De ser posible, es recomendable que el reservorio inferior sea subterráneo, ya que se logra evitar la evaporación del agua.

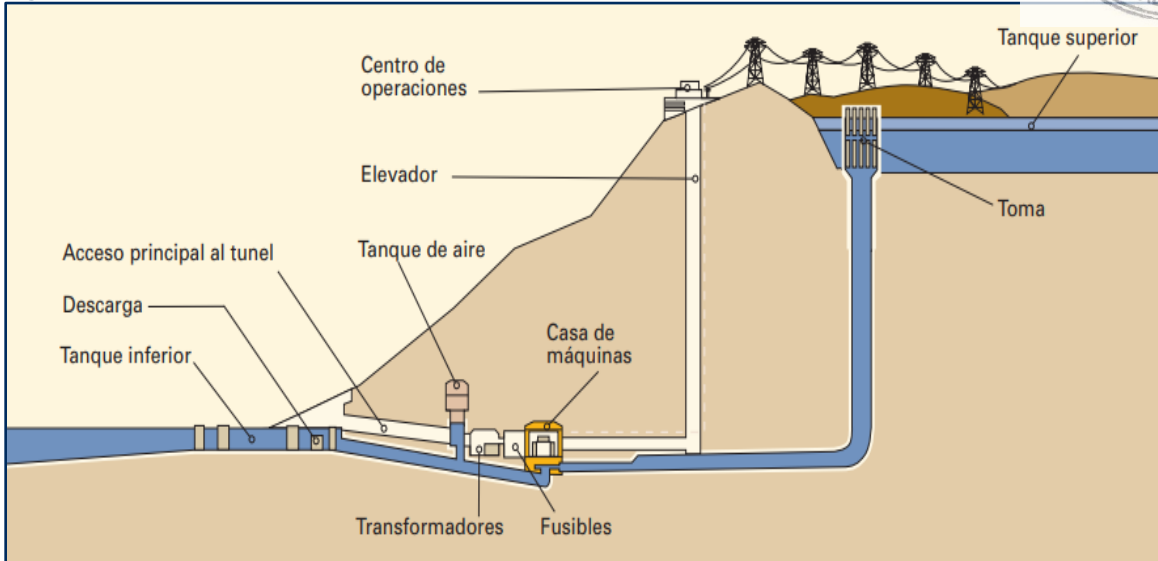
Este tipo de centrales hidroeléctricas son reversibles, ya que los generadores pueden operar como motores, y las turbinas como bombas. Bajo esta configuración de central hidroeléctrica, su eficiencia oscila entre un 70% y 85%: tienen un rendimiento más bajo cuando operan como bombas que como turbinas.

Las principales ventajas de estas centrales son un tiempo de vida más extendido y la disposición del recurso virtualmente inagotable; por otra parte, las mayores limitaciones de las centrales son una gran dependencia de las condiciones topológicas y un mayor uso requerido de tierra inundable. En cuanto a problemas operativos se han identificado:

- Problemas de cavitación: la casa de máquinas debe ubicarse de tal manera que la bomba opere sumergida en todo momento.
- El cambio de dirección del flujo del agua incrementa la probabilidad de agrietamiento debido a fatiga en la estructura.
- El flujo del agua durante el modo de bombeo tiende a elevar la máquina axialmente, provocando mayores esfuerzos de tensión en cojinetes.
- Las parrillas retenedoras de basura sufren de vibraciones extremas en modo de bombeo.

En la Figura 2. 32 puede apreciarse un proyecto desarrollado de central hidroeléctrica con bombeo. La central más grande del mundo (Bath County) tiene una capacidad instalada de 2100 MW está ubicada en Virginia, Estados Unido.

Figura 2. 31: Esquema de una central hidroeléctrica de bombeo.



Referencia: (Sistemas de Almacenamiento de Energía, 2016)

Figura 2. 32: Central Hidroeléctrica con Bombeo de agua dulce Rocky Mountain (1095 MW), ubicada en el estado de Georgia, Estados Unidos.



Referencia: (Canary Systems, 2016).

AB

Aire Comprimido

El almacenamiento de energía mediante aire comprimido o CAES (Compressed Air Energy Storage) consiste en almacenar aire a altas presiones de 60-70 bar en cubículos bajo tierra.

Dicho aire se presurizará de forma progresiva con enfriamientos intermedios en el proceso para lograr un mayor rendimiento de energía en periodos donde se posea energía excedente. La compresión de aire se realizará normalmente en las horas de bajo consumo (horas valle) para después producir energía en las horas pico.

Posteriormente mezclarlo con gas natural, quemarlo y expandirlo en una turbina de gas modificada y producir energía eléctrica en las horas de demanda pico.

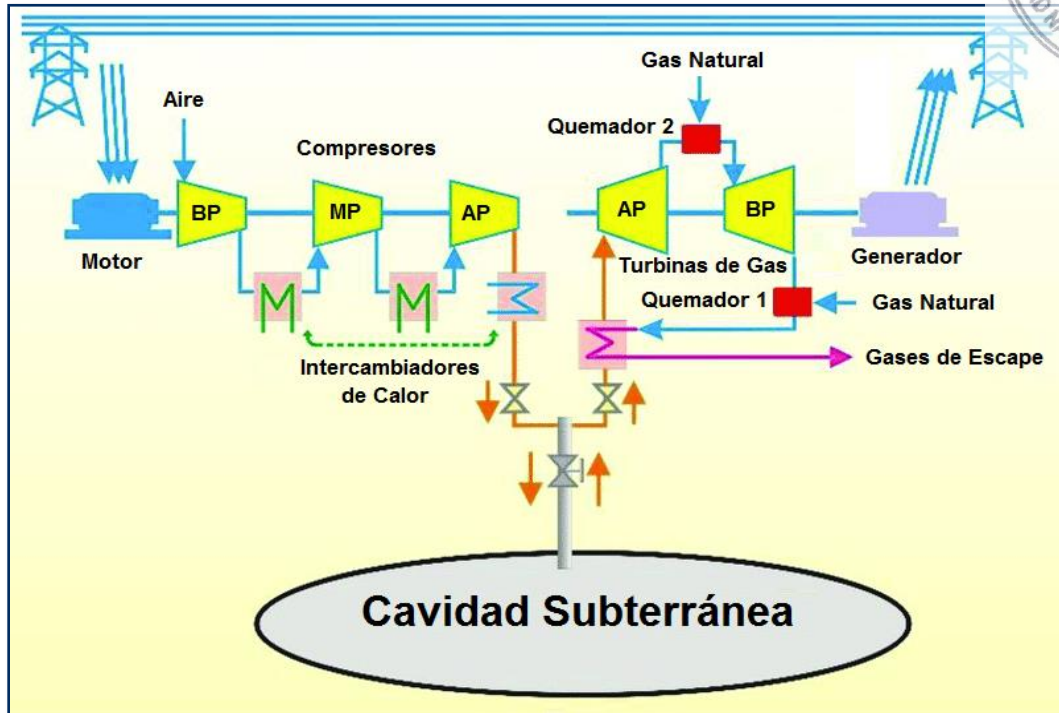
Existen actualmente dos tipos de compresión: diabática y adiabática; la primera alternativa ha sido implementada y demostrada desde el siglo XIX, mientras que la última se encuentra en fase de desarrollo. En un proceso de compresión diabática,

el calor liberado durante compresión es disipado por enfriamiento y éste no se almacena, por lo que el aire debe recalentarse previamente para su expansión en la turbina. En contraste, en un proceso de compresión adiabática, el calor liberado durante la compresión del aire es almacenado en un depósito térmico (por ejemplo, rocas porosas) y utilizado durante su expansión en la turbina.

En la mayoría de ocasiones estos compartimentos donde se almacena el aire son antiguas minas, pozos petrolíferos o de gas natural o acuíferos, lo cual permite un almacenaje de aire masivo y sin los enormes costes que supondrían la realización del cubículo subterráneo.

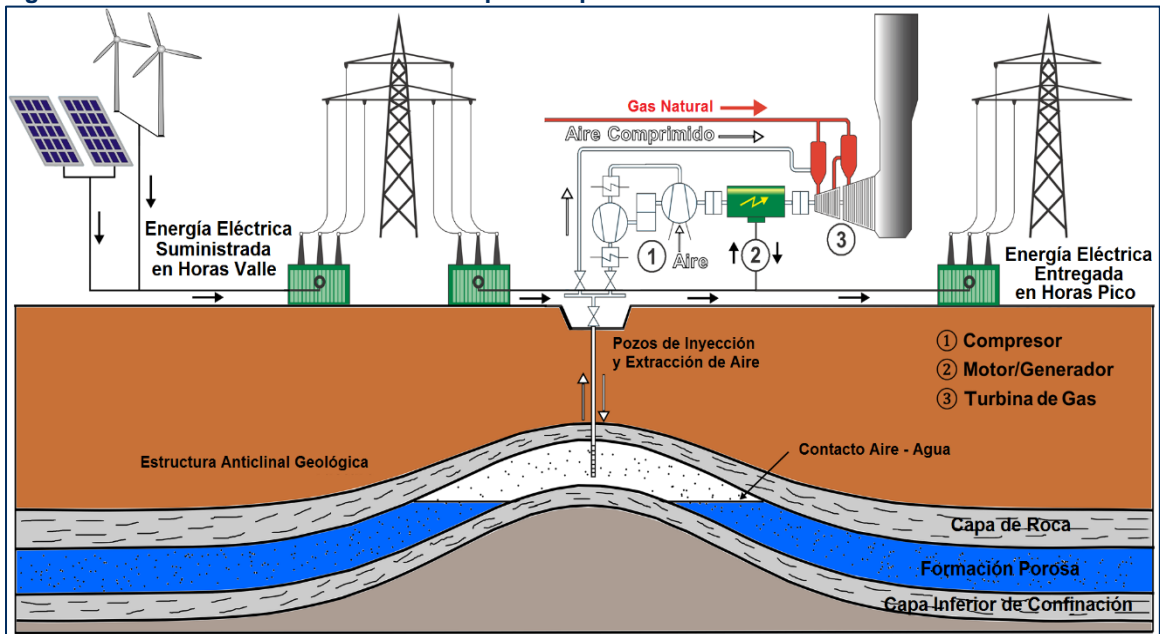
La principal ventaja de estas centrales es su gran capacidad de almacenamiento; sin embargo, se restringen por su baja eficiencia global (menores a 50%) y por su disponibilidad geográfica. En la Figura 2. 33 y Figura 2. 34 se puede observar los esquemas de funcionamiento.

Figura 2. 33: Central con almacenamiento por compresión diabática de aire.



Referencia: (Huang, y otros, 2017).

Figura 2. 34: Central con almacenamiento por compresión adiabática de aire.



Referencia: (Wang & Bauer, 2017).

AB

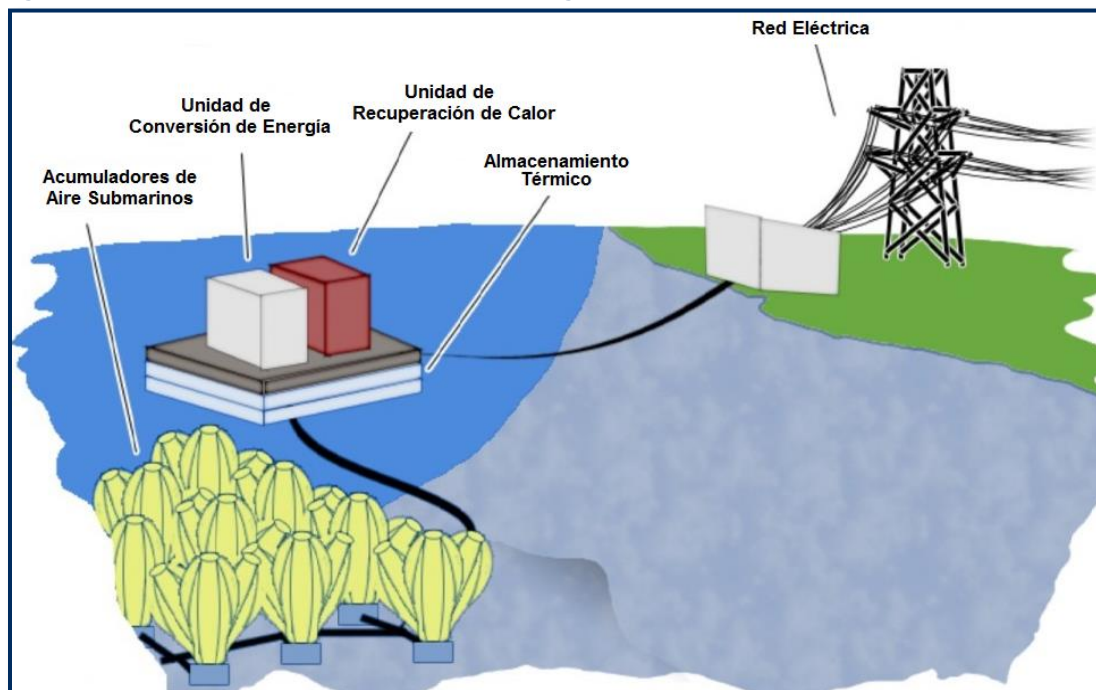
Una innovadora alternativa de almacenamiento de energía por compresión de aire ha sido implementada: compresión submarina de aire. La idea consiste en aprovechar los principios y conceptos termodinámicos y mecánica de fluidos en un sistema de almacenamiento submarino: el almacenamiento del aire comprimido se da en acumuladores flexibles instalados cerca del fondo de lagos y océanos.

A medida que el aire ingresa, los acumuladores se expanden como un globo; la presión de diseño del aire dentro del acumulador se iguala a la presión hidrostática ejercida por el agua que rodea el acumulador, lo cual mantiene el aire comprimido en el acumulador incluso cuando éste se encuentra parcialmente lleno.

Esta alternativa resulta ser muy ventajosa en comparación con el uso de contenedores rígidos que experimentan una reducción en la presión a medida que el volumen de aire almacenado disminuye. En otras palabras, el aire comprimido en sistemas submarinos mantiene una presión constante independientemente del volumen.

Adicionalmente, durante el proceso de compresión del aire, el calor es almacenado en una plataforma cercana hasta por ocho horas antes de ser utilizado en el ciclo de descarga. Cada uno de estos principios físicos contribuyen a una mejora en la eficiencia global del ciclo de un 60% hasta un 80%. Se puede observar un diagrama de este sistema en la Figura 2. 35.

Figura 2. 35: Sistema de almacenamiento de energía por compresión submarina de aire.



Referencia: (Windpower Engineering & Development, 2014).

Almacenamiento de Aire Comprimado Isotérmico

La energía se puede almacenar en aire comprimido, con pérdidas mínimas de energía, y liberarse cuando más tarde se deja expandir el aire al igual que muchos almacenamientos de energía de aire comprimido tradicional, almacenan energía en formaciones geológicas subterráneas como las cavernas de sal. Sin embargo, en estos sistemas isotérmicos, el aire se calienta cuando se comprime y se enfría cuando se expande.

Los sistemas de aire comprimido convencionales generalmente utilizan turbinas de combustión de gas para recalentar el aire enfriado

antes de expansión. Este proceso crea ineficiencias y emisiones.

El sistema ICAES (isothermal compressed air energy storage) captura el calor de la compresión en el agua y almacena la captura el calor hasta que se necesita nuevamente para la expansión.

El almacenamiento del calor capturado elimina la necesidad de una turbina de combustión de gas y mejora la eficiencia. Así se logra el ciclo isotérmico combinando innovaciones patentadas con un control de diseño en componentes y principios industriales.

Figura 2. 36: Almacenamiento de Aire comprimido Isotérmico de la Compañía SustainX.



Referencia: (Isothermal Compressed Air Energy Storage, 2012)

Volantes de Inercia

El volante de inercia es un elemento capaz de almacenar la energía en forma de cinética mediante una rotación, la cual será liberada en el momento que sea necesario. Los volantes se cargan y descargan gracias a la acción de una máquina eléctrica que actúa como motor o generador y gracias a esta máquina y utilizando la energía proporcionada por la red eléctrica provocamos el movimiento del rotor del volante hasta alcanzar su velocidad nominal (proceso de carga).

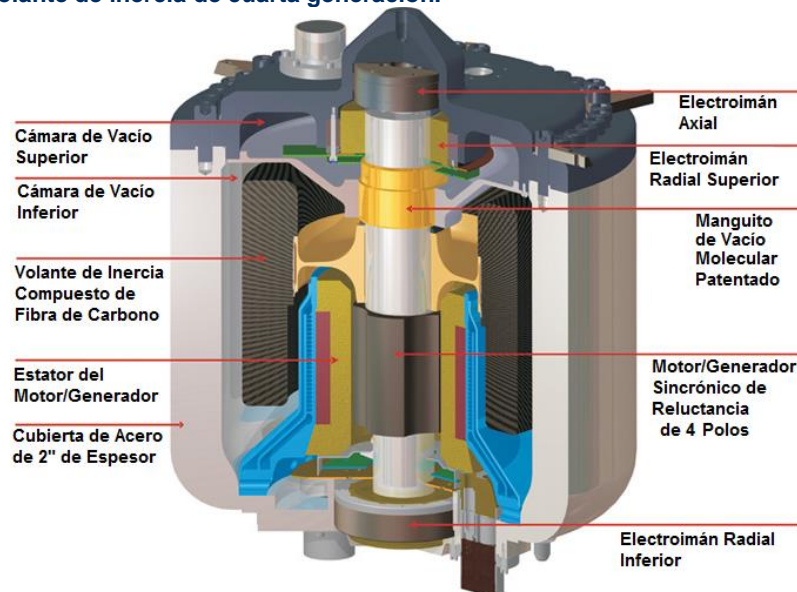
Después la energía mecánica almacenada se transformará en el momento de su utilización a energía eléctrica mediante el generador, disminuyendo en el proceso la velocidad del rotor del volante hasta su valor mínimo de diseño. Luego se transformará a corriente alterna mediante un inversor y un sistema de control se encargará de controlar los valores de utilización.

Existen dos tipos de volantes de inercia en base a su velocidad:

- Volante de inercia a bajas velocidades: $< 6 \times 10^3$ rpm, su principal uso es en aplicaciones de calidad de energía (regulación de frecuencia, y sistemas de alimentación ininterrumpida).
- Volantes de inercia a altas velocidades: $10^4 - 10^5$ rpm, su principal uso es en aplicaciones de la industria del transporte (vehículos híbridos) e industria aeroespacial (satélites y catapultas en portaviones).

Entre las ventajas de implementar volantes de inercia como acumuladores de energía se pueden mencionar un mantenimiento reducido, densidad de potencia alta, larga vida útil, excelente estabilidad en los ciclos de carga/descarga y el uso de materiales ambientalmente inertes.

Figura 2. 37: Volante de inercia de cuarta generación.



Referencia: (Powerthru, 2016).

Sistemas de Almacenamiento Electroquímicos

Esta sección describe el principio de funcionamiento de una gran variedad de baterías; pueden clasificarse principalmente en dos grupos: baterías secundarias y de flujo.

Baterías Secundarias

Son baterías recargables utilizadas como respaldo ante interrupciones en el suministro de energía a una carga eléctrica, mitigación de fluctuaciones energéticas provenientes de centrales eólicas, y sistemas aislados con paneles solares fotovoltaicos; usualmente están dispuestas en bancos, e inclusive en subestaciones de almacenamiento. En la actualidad existen subestaciones de este tipo en Estados Unidos, Canadá, Alemania, Australia, Indonesia, China y Japón; el proyecto de mayor capacidad instalada fue construido en Abu Dhabi (Figura 2. 38), son 15 sistemas, en diez ubicaciones distintas, que suman 108 MW / 648

MWh, mediante baterías de sulfuro de sodio. Cada sistema es capaz de almacenar energía durante seis horas. El compromiso total incluye 12 sistemas de 4 MW y tres sistemas de 20 MW. Este es un sistema virtual ya que no se encuentra en una sola ubicación, pero puede ser controlado de manera unitaria. En la Figura 2. 39 se muestra el interior de los módulos de baterías e inversores, elementos importantes de las subestaciones de almacenamiento de energía. Las siguientes secciones explican las tecnologías disponibles en almacenamiento de energía con baterías secundarias.

Figura 2. 38: Sistema de Almacenamiento de 20MW ubicado en Abu Dhabi.



Referencia: (Energy Storage News, 2019)

Figura 2. 39: Interior de un módulo de baterías (izquierda) y módulo inversor (derecha).



Referencia: (Saur Energy, 2019).

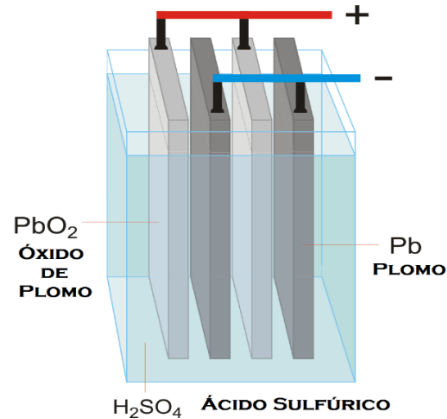
1. Plomo ácido: Las baterías de plomo-ácido son ampliamente utilizadas en sistemas fotovoltaicos. Además, tienen una vital importancia actualmente en aplicaciones en automóviles de motor de combustión para su utilización en el arranque del vehículo. No suele ser una opción recomendable para implantar en coches eléctricos debido a sus inconvenientes, sino que se utilizan su variante (plomo-gel).

Tiempos típicos de vida útil varían entre 6 a 15 años con unos 1500 ciclos de vida a un 80% de descarga, y se obtienen eficiencias de ciclo entre 80% y 90%. Entre sus ventajas se encuentran: una favorable razón costo/rendimiento, son fáciles de reciclar, y disponen de una tecnología simple para ser cargadas. Pese a esto, se puede

mencionar entre sus desventajas que su capacidad de almacenamiento decrece cuando se descarga una gran cantidad de energía, tienen una baja densidad energética, y está el hecho de que utilizan plomo – un metal peligroso y prohibido en algunos países.

Acerca del futuro de las baterías de plomo-ácido, son más utilizadas por el aumento constante de la flota de vehículos, y debido a su precio y su disponibilidad son en muchas ocasiones una mejor opción. Además, con el surgimiento de una nueva generación de baterías de plomo ácido, cuyo rendimiento alcanza el 90%, sigue haciendo a estas antiguas baterías aún atractivas a todos los niveles de aplicación.

Figura 2. 40: Estructura interna de una batería de plomo ácido



Referencia: (Chemical Glossary, 2017).

Figura 2. 41: Banco de baterías de plomo ácido



Referencia: (Storage Battery Solutions, LLC, 2018).

2. Níquel cadmio e hidruro metálico de níquel:

En contraste a las baterías de plomo ácido, este tipo de baterías tienen una mayor densidad energética, una densidad de potencia ligeramente superior, y un número de ciclos de vida más alto.

Las baterías de Ni-Cd presentan un largo ciclo de vida, más de 3500 ciclos combinados con bajos requerimientos de mantenimiento. Sin embargo, su vida útil depende principalmente de los niveles de descarga en cada ciclo, pudiendo alcanzar hasta 50.000 ciclos con un 10% de descarga.

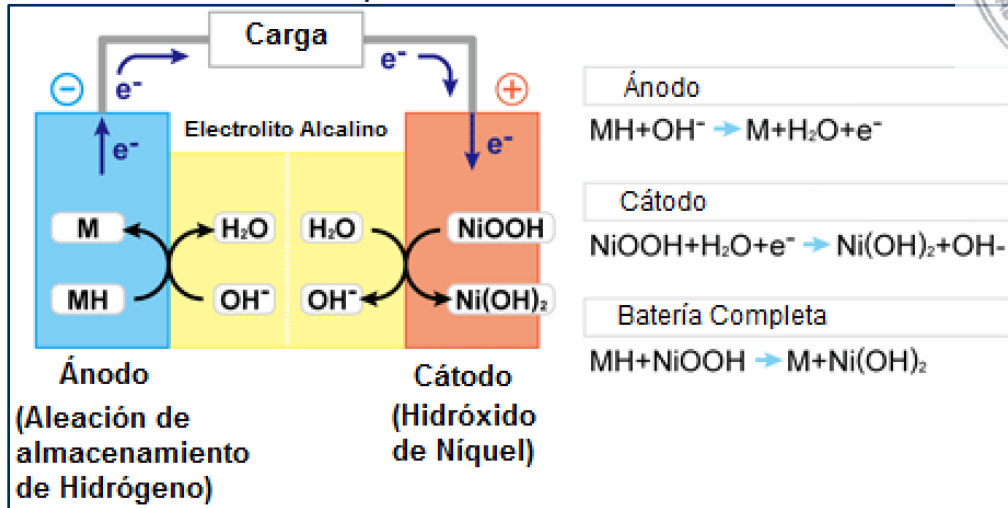
Estas baterías requieren mantenimiento con menor frecuencia, pueden entregar más corriente en un menor tiempo y su duración es mayor con respecto a las baterías de Pb-ácido. Pueden mantener estados de descarga por periodos largos, siendo

más robustas que otras tecnologías al mantener una tensión estable durante ciclos de carga/descarga profundos. Poseen una resistencia interna muy baja, por lo que son ideales para disponer en conexiones en serie.

Baterías de níquel cadmio han estado comercialmente activas desde el año 1915, mientras que aquellas de hidruro metálico de níquel desde el año 1995 (ver Figura 2. 42). Debido a la alta toxicidad del cadmio, en Europa su uso fue permitido exclusivamente para aplicaciones estacionarias, y desde el 2006 han sido prohibidas para consumidores.

En la actualidad, estas baterías han sido reemplazadas por las de iones de litio, salvo para en el uso de vehículos híbridos, debido a su robustez y seguridad.

Figura 2. 42: Banco de baterías de níquel cadmio



Referencia: (Kawasaki, 2018).

3. Batería de Ion Litio:

La batería de iones de litio, también denominada batería Li-Ion, es un dispositivo diseñado para almacenamiento de energía eléctrica que emplea como electrolito, una sal de litio que procura los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.

Las propiedades de las baterías de Li-ion, como la ligereza de sus componentes, su elevada capacidad energética y resistencia a la descarga, la ausencia de efecto memoria o su capacidad para operar con un elevado número de ciclos de regeneración, han permitido el diseño de acumuladores livianos, de pequeño tamaño y variadas formas, con un alto rendimiento, especialmente adaptados para las aplicaciones de la industria

electrónica de gran consumo. Poseen una mayor densidad energética y una reducción considerable en costos por medio de producciones en masa.

Adicionalmente, pueden llegar hasta 5000 ciclos de vida, son altamente eficientes (95% - 98%) y tienen la flexibilidad de tiempos de descarga desde segundos hasta semanas.

Los problemas de seguridad más frecuentes asociados a esta tecnología son las fallas estructurales de los aislantes debido a sobrecargas o sobre descargas, causando calentamiento en los materiales activos debido a la reacción exotérmica acumulando presión y una subsecuente explosión de la batería, con riesgo adicional de combustión como resultado de la exposición al oxígeno.

Figura 2. 43: Ejemplo de Batería de Ion Litio.



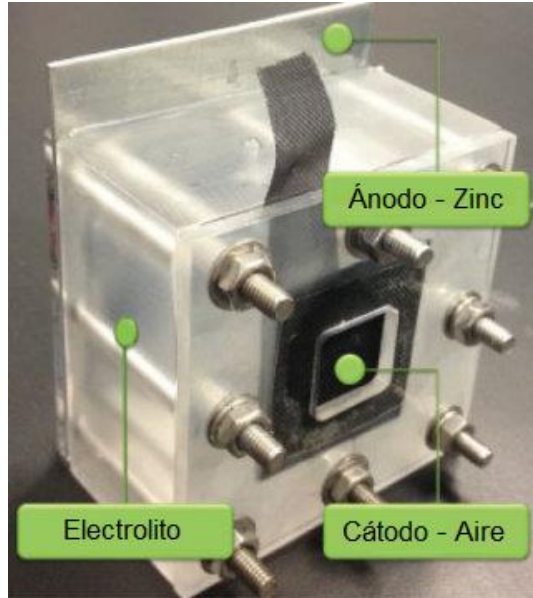
Referencia: (AUTOMOTIVE BLOG, 2019).

4. Metal – Aire:

Están compuestas por un ánodo hecho de metal puro, y el cátodo conectado a una fuente inagotable de aire, en donde solamente el oxígeno presente en el aire es utilizado para producir la reacción electroquímica. Bajo esta configuración, técnicamente cualquier metal podría ser utilizado para la reacción electroquímica; sin embargo, se prefiere el uso de baterías de zinc aire sobre las de litio aire por el hecho de que el litio es muy reactivo con el aire y la humedad y puede provocar riesgos de seguridad, incluyendo explosiones e incendios. Con el zinc, la velocidad de reacción puede controlarse adecuadamente al variar el flujo de aire, y la pasta de electrolito / zinc oxidado puede sustituirse fácilmente con una pasta nueva. Una batería recargable de este tipo tiene el potencial de brindar una alta energía específica y un bajo costo de materiales; no obstante, en la actualidad ninguna batería ha alcanzado el nivel de madurez

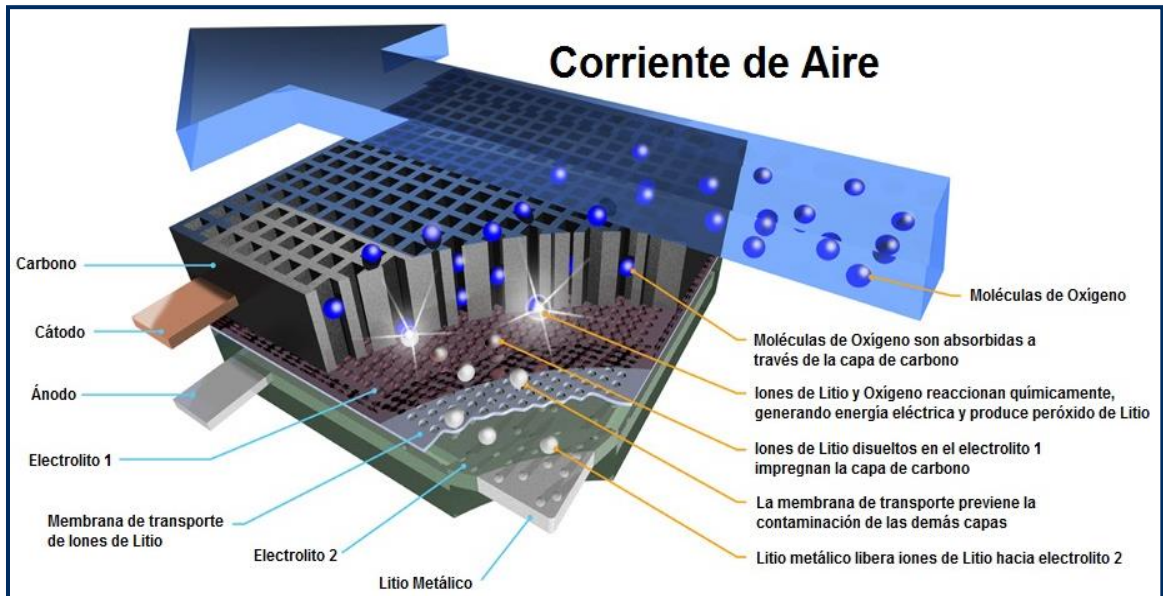
comercial. En las Figura 2. 44 y Figura 2. 45 se muestran respectivamente modelos de baterías de zinc aire y litio aire. Dentro de la familia metal/aire, el par electroquímico de mayores posibilidades de éxito comercial en su aplicación a las diversas necesidades relacionadas con Smart Grids, es el basado en el Aluminio/aire. El aluminio es accesible en el mercado, reciclable y, frente a otros sistemas de la misma familia, presenta una gran densidad energética (8 kWh por cada kg) y un voltaje por celda similar al conocido de baterías alcalinas, basadas en electrodos de Níquel. En las baterías de Al-Aire la placa de aluminio constituye el ánodo y el aire realiza las funciones del cátodo. La ecuación química básica está formada por cuatro átomos de aluminio, tres moléculas de oxígeno y seis moléculas de agua, que se combinan para producir cuatro moléculas de óxido de aluminio hidratado más la energía.

Figura 2. 44: Batería de zinc aire



Referencia: (The Agency for Science, Technology and Research, 2017).

Figura 2. 45: Principio de funcionamiento de una batería de litio aire



Referencia: (IBM, 2012).

5. Sulfuro de Sodio:

Físicamente en las baterías NaS el electrodo positivo consiste en azufre (S), mientras que el material activo del electrodo negativo corresponde a sodio (Na).

Este tipo de tecnología trabaja normalmente a altas temperaturas, entre 300 °C y 350 °C con la finalidad de mantener los electrodos fundidos debido a las reacciones exotérmicas, en consecuencia, existen cambios de presión y consecuentes riesgos de explosión o incendio, pero esto no ha detenido el desarrollo de esta prometedora tecnología, si hay un cauteloso control de la temperatura, los riesgos son mínimos y las pérdidas por auto descarga son bajas.

En comparación con otras baterías, las NaS tienen una respuesta extremadamente rápida, siendo adecuadas para aplicaciones relacionadas con Calidad de Energía, Adicionalmente, estas baterías pueden inyectar hasta un 600% su potencia por pulso (Rated Power Pulse) alcanzando hasta 30 segundos de duración, lo que está limitado por las subidas de temperatura en las celdas, y la profundidad de descarga. Esto permite que esta tecnología pueda ser utilizada en aplicaciones de calidad y almacenamiento reduciendo picos rápidos en la

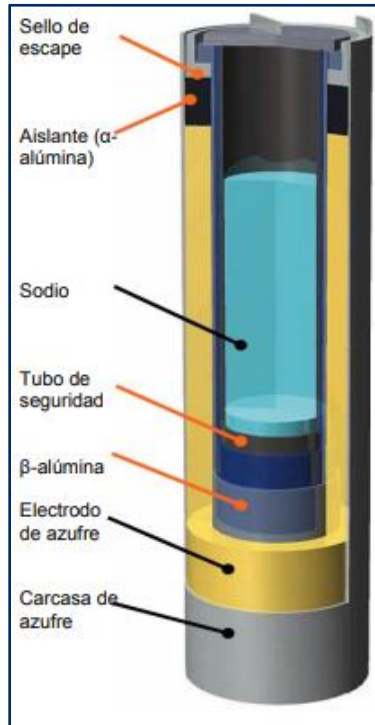
demanda o en la producción de un parque eólico. Las baterías de NaS presentan una larga vida útil debido a que los electrodos son líquidos, eliminando la corrosión que afecta al resto de las tecnologías de electrodos sólidos.

Son insensibles a cambios de temperatura externos, facilitando su instalación en interiores o exteriores, lo que reduce su impacto respecto al lugar físico que se utiliza, los módulos son reubicables, no producen ruidos o vibraciones por esto permiten su integración cercana a las cargas.

Esta tecnología no es adecuada para sistemas de respaldo (UPS), en los cuales se pueden llegar a descargar totalmente con el consecuente deterioro de los electrodos, sumado a que mantener una temperatura y voltajes adecuados es esencial en este tipo de baterías, además son necesarios sistemas de control y protección que ocupan un espacio físico adicional.

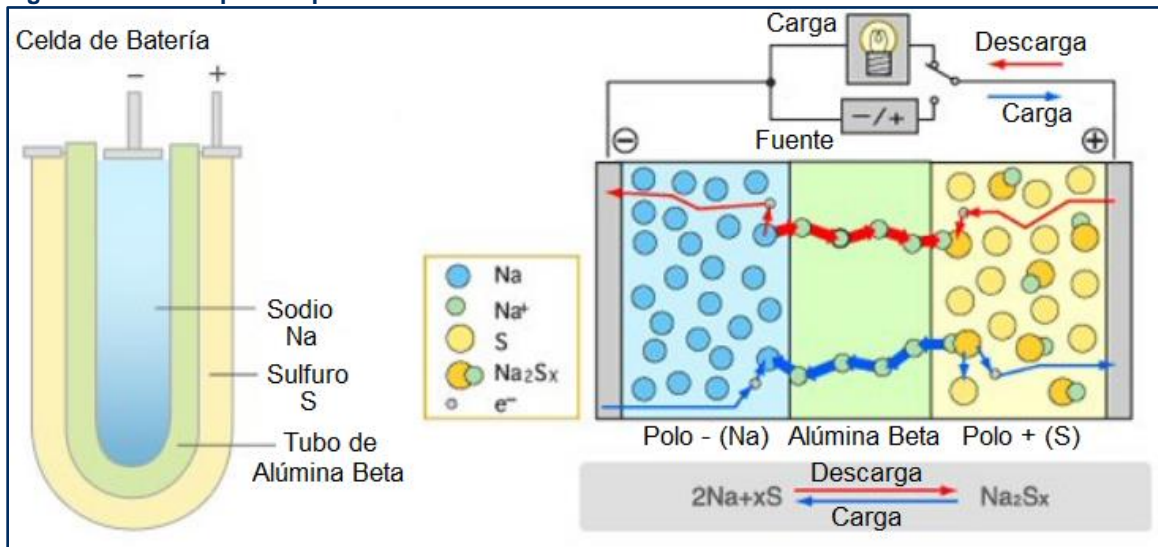
En Japón se ha demostrado la efectividad de esta tecnología en alrededor de 200 sitios, principalmente utilizada en supresión de picos de demanda; adicionalmente se ha implementado en Alemania, Francia, Estados Unidos y Emiratos Árabes Unidos.

Figura 2. 46: Estructura de una celda de NaS.



Referencia: (Universidad Distrital Fransisco José de Caldas, 2015)

Figura 2. 47: Principio de operación de una batería de sulfuro de sodio



Referencia: (Leadbetter & Swan, 2012).

6. Titanato de Litio:

El Titanato de litio es una clase relativamente nueva de iones de litio. Se caracteriza por un ciclo de vida muy largo medido en miles de ciclos, junto con muy alta capacidad de velocidad de descarga y carga. Titanato de litio también es muy seguro y comparable a la de fosfato de hierro en este sentido.

La densidad de energía es más baja que otras químicas de iones de litio y la tensión nominal es 2.4V. Esta tecnología es conocida por su carga muy rápido, resistencia interna baja / alta carga y velocidad de descarga, el ciclo de vida muy alto, y una excelente resistencia / seguridad. Se ha encontrado un uso principalmente en vehículos eléctricos y de almacenamiento de energía, y los relojes de pulsera. Más recientemente, se está comenzando

a encontrar uso en dispositivos médicos móviles debido a su alta seguridad. Una de las razones subyacentes de esta característica de la tecnología es que la química utiliza nanocristales en el ánodo en lugar de carbono, lo que proporciona un área de superficie mucho más eficaz.

Desafortunadamente, sin embargo, esta batería tiene tensiones en los terminales más bajos que otros tipos de litio. Debido a los beneficios del titanato de litio en términos de alta seguridad, alta estabilidad, larga vida útil y características ecológicas, las baterías de titanio de litio se pueden usar ampliamente en vehículos militares, aeroespaciales, eléctricos y estaciones de carga, así como sistemas de energía de respaldo críticos para el sistema.

Figura 2. 48: Batería de Titanato de Litio con encapsulado tipo botella.



Referencia: (EV Lithium, s.f.)

Baterías de Flujo

Son baterías en las cuales la energía es almacenada en una o más sustancias disueltas en electrolito líquido. Dichos electrolitos son almacenados externamente en tanques y son bombeados a través de la celda electroquímica que convierte directamente la energía química a eléctrica y viceversa. La potencia de las baterías es definida por el tamaño y diseño de la celda electroquímica, mientras que la energía es definida por el tamaño de

los tanques. Originalmente desarrolladas por la NASA en los años 1970 para vuelos espaciales de largo plazo, las baterías de flujo proveen una solución alternativa y prometedora para el almacenamiento de energía, con duraciones de horas e incluso hasta días, y con potencias del orden de los MW. A la fecha, existen dos tipos de baterías: reducción-oxidación (redox) e híbridas.

1. Reducción-oxidación:

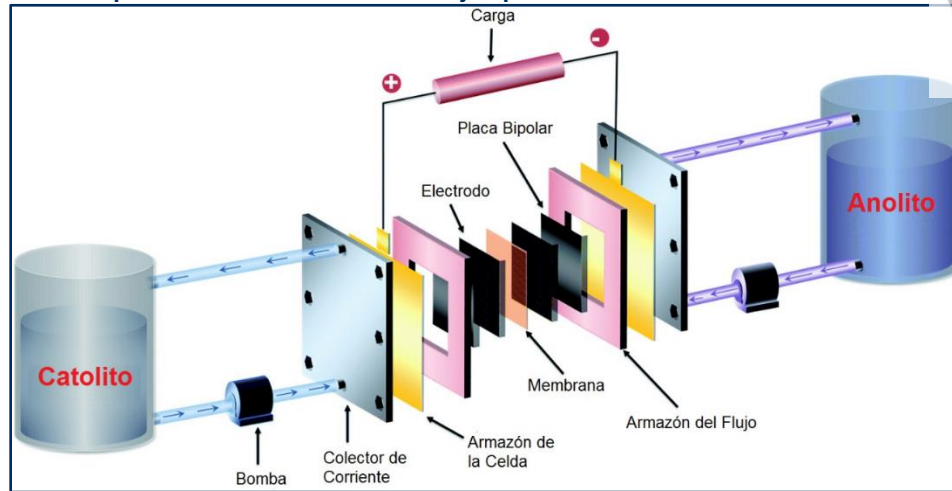
Como puede observarse en la Figura 2. 49 dos disoluciones de electrolitos líquidos con iones de metal como masas activas son bombeadas a los lados opuestos de una celda electroquímica. Los electrolitos en los electrodos negativo y positivo son llamados respectivamente anolito y catolito.

Durante los ciclos de carga y descarga, los iones metálicos permanecen disueltos en el electrolito como líquido; no se produce algún cambio de fase. Durante el proceso de carga, el anolito y catolito fluyen por los electrodos porosos, separados por una membrana que permite el paso de protones a través de ella para efectuar la transferencia de electrones, produciendo una corriente eléctrica. En el proceso de descarga, los electrodos son

suministrados continuamente con las masas activas disueltas de los tanques; una vez convertido, el producto final es removido del tanque. Poseen un sistema de bajo impacto, que no utiliza metales pesados contaminantes y de no ser por el deterioro de la membrana de carbono, tendrían un ciclo de vida prácticamente indefinido, en el cual el electrolito permite un reciclaje completo, sin problemas de disposición de desechos.

El tipo de batería de flujo más conocido es el flujo redox de vanadio. El mecanismo de almacenamiento de la batería de flujo redox de vanadio (VRFB) involucra reacciones redox en la célula que son alimentadas por materiales activos de vanadio iónico de los tanques, que resultan en electrones.

Figura 2. 49: Componentes de una batería de flujo tipo redox.



Referencia: (Kim, y otros, 2015).

2. Híbridas: En este tipo de baterías, una de las masas activas es almacenada internamente dentro de la celda electroquímica, mientras que la otra masa permanece en el electrolito líquido y es almacenada externamente en un tanque. Bajo esta configuración, baterías híbridas combinan las ventajas de las baterías secundarias convencionales y las de flujo de reducción-oxidación: su capacidad depende del tamaño de la celda electroquímica.

Ejemplos típicos de baterías híbridas son las de zinc-cerio y zinc-bromo: en ambos casos el anolito consiste en una solución ácida de iones de zinc (Zn^{2+}), durante la carga el zinc es depositado en el electrodo y durante la descarga, Zn^{2+} regresa a la solución. Una membrana de material poliolefina microporosa es utilizada; la gran mayoría de

los electrodos son compuestos de carbono y plástico. Esta tecnología está en fase de comercialización, habiendo sistemas con capacidades de hasta 1 MW/3 MWh. La batería de flujo de zinc bromo (ZBFB) es probablemente el más conocido de los tipos de baterías de flujo híbrido. Una célula ZBFB consiste de dos compartimentos separados típicamente por una membrana microporosa.

Electrodos en cada lado de la celda (uno en el lado de zinc uno en el lado del bromo) está hecho de materiales compuestos de plástico al carbono, dado que los electrodos de metal sufrirían corrosión en presencia de un ambiente rico en bromo. Dos tanques externos bombean el electrolito acuoso hacia las pilas de células durante la carga y descarga (es decir, en una configuración a la del VRFB).

Sistemas de Almacenamiento Químicos

Hidrógeno

El almacenamiento gracias al hidrógeno trata de, mediante la energía eléctrica o térmica procedente de centrales térmicas, nucleares, eólicas, convertir compuestos químicos para convertirlo más adelante en energía eléctrica. Este elemento se encuentra en grandes cantidades en nuestro planeta, aunque este no se encuentra en su estado puro.

El hidrógeno es un vector de energía que puede ser obtenido de varios productos, como el gas natural, el agua o el refinado de aceites pesados. Sin embargo, la única producción considerada como limpia es la que implica su obtención a base de agua y energía procedente de fuentes renovables.

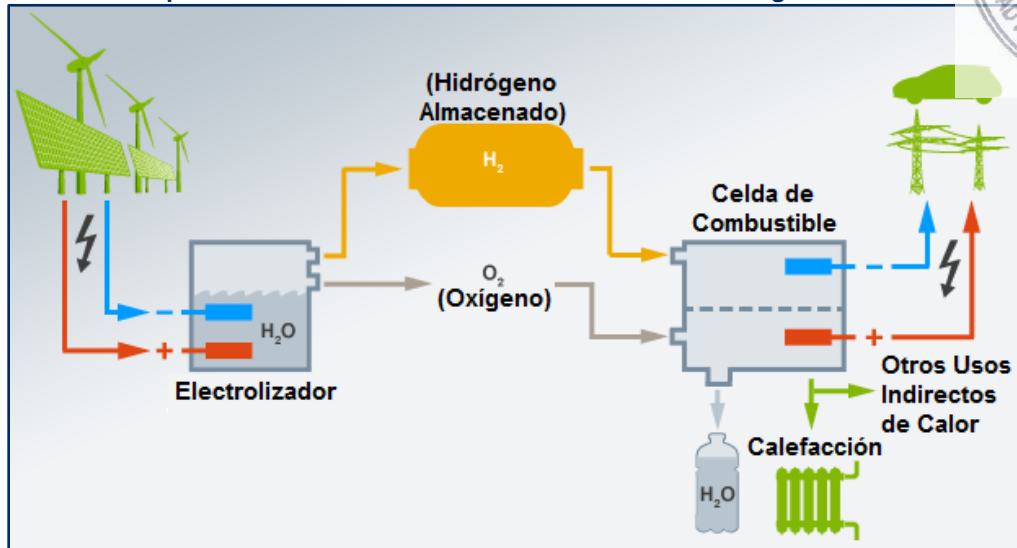
Permite tanto el almacenamiento masivo como el almacenamiento a pequeña escala, sin embargo, es más atractiva la idea de almacenamiento masivo, debido a la reducción de costes.

Como se ha dicho anteriormente, este sistema de almacenamiento puede combinarse con cualquier fuente de energía, renovable o no, además de poder utilizarse incluso como fuente de energía en sí mismo.

La utilidad del almacenamiento de hidrógeno se basa en la producción de energía eléctrica a partir del hidrógeno; luego de su almacenamiento, se puede utilizar posteriormente como:

- **Combustión de hidrógeno:** Para la generación de energía eléctrica, se obtiene oxígeno de la atmósfera y se combina con el hidrógeno gracias a unas turbinas de gas, ciclos combinados o utilizado simplemente a modo de combustible (de motores, por ejemplo). Esta aplicación tiene un potencial inconveniente: la temperatura en la llama supera los 3000°C. Como solución a este problema se puede añadir agua para controlar la temperatura alcanzada.
- **Pilas de combustible de hidrógeno:** se trata de la principal aplicación del hidrógeno, en el que el hidrógeno actúa como combustible en la pila, la cual genera electricidad a partir de la reacción química. Aunque la pila de combustible también funciona con combustibles fósiles, su rendimiento es mayor con hidrógeno, debido a su mayor densidad energética.

Figura 2. 50: Ciclo operativo de un sistema de almacenamiento con hidrógeno.



Referencia: (Deutsche Welle, 2016).

Actualmente no existe ningún sistema de almacenamiento con hidrógeno de forma comercial, pero sí existen varios proyectos en fase de desarrollo que han demostrado su viabilidad exitosamente. Entre algunos casos de éxito pueden mencionarse el proyecto en la isla de Utsira en Noruega, el cual puede apreciarse en la Figura 2. 51, la central híbrida de Enertag en Alemania y Groenlandia. Futuros proyectos consideran la instalación de centros de carga de hidrógeno para vehículos como alternativa para el reemplazo de productos derivados del petróleo, como el de la Figura 2. 52.

Figura 2. 51: Central de almacenamiento de hidrógeno en Noruega.



Referencia: (New Energy and Fuel, 2010).

AB

Figura 2. 52: Centro de carga para vehículos con celdas de hidrógeno.



Referencia: (International Fleet World, 2018).

Gas Natural Sintético

Otro sistema alternativo de almacenamiento químico disponible en la actualidad es la metanación, el cual es el proceso de sintetización del metano para la producción de gas natural sintético (GNS). Posterior al proceso de electrólisis y separación del hidrógeno, éste se mezcla con dióxido de carbono para producir metano en un reactor de metanación.

El gas natural sintético puede almacenarse en tanques a presión, contenedores, cavernas para su posterior uso, o suministrarse directamente a la red de gas.

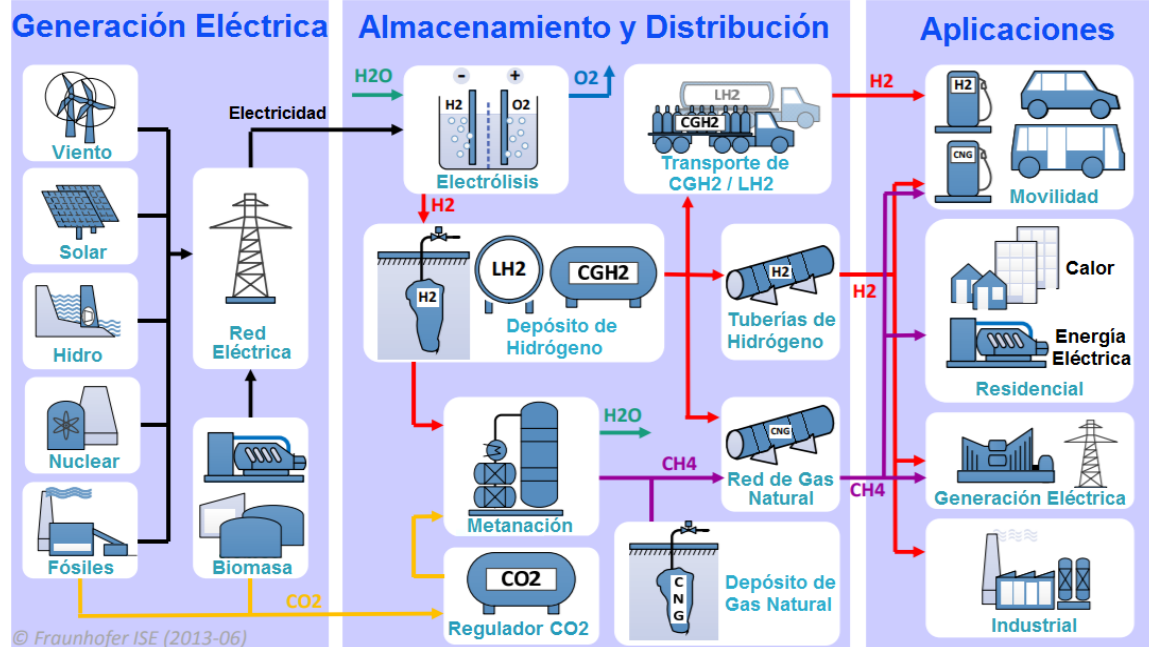
Excelentes fuentes de dióxido de carbono para la metanación son centrales termoeléctricas, instalaciones industriales o centrales de biogás. Para reducir pérdidas energéticas, debe evitarse el transporte del CO_2 (procedente de la fuente) y H_2 (proveniente del proceso de electrólisis) hacia la central de metanación; la producción del GNS es preferible en ubicaciones donde hayan excedentes de CO_2 y electricidad. Centrales de producción de biogás son excelentes lugares con excesos de CO_2 , sin embargo, un almacenamiento intermedio en sitio del gas es necesario, debido a que la metanación es un proceso continuo.

En la Figura 2. 53 se muestra el esquema del uso del hidrógeno y GNS como almacenamiento de energía química.

La principal desventaja en sistemas de almacenamiento de energía con GNS es la relativamente baja

eficiencia global, debido a las pérdidas energéticas en la conversión durante la electrólisis, metanación, almacenamiento, transporte y posterior generación eléctrica. Eficiencias suelen ser inferiores al 35%.

Figura 2. 53: Concepto global del uso de hidrógeno y gas natural sintético como portadores de energía



Referencia: (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, s.f.).

AB

Sistemas de Almacenamiento Eléctricos

Capacitores de Doble Capa

Los condensadores electroquímicos o EDLC (Electrochemical Double Layer Capacitors) también son conocidos como supercondensadores. Los ultracondensadores son componentes electrónicos pasivos que permiten el almacenamiento de energía en pequeños periodos de tiempo.

El principio de funcionamiento en el que se basan los ultracondensadores es la pseudocapacitancia que es el almacenamiento de energía asociado a la acumulación de carga eléctrica entre las láminas del condensador gracias al medio aislante. Es un fenómeno que depende de la tensión, por lo que posee una capacitancia variable.

Figura 2. 54: Ejemplo de Supercondensadores.



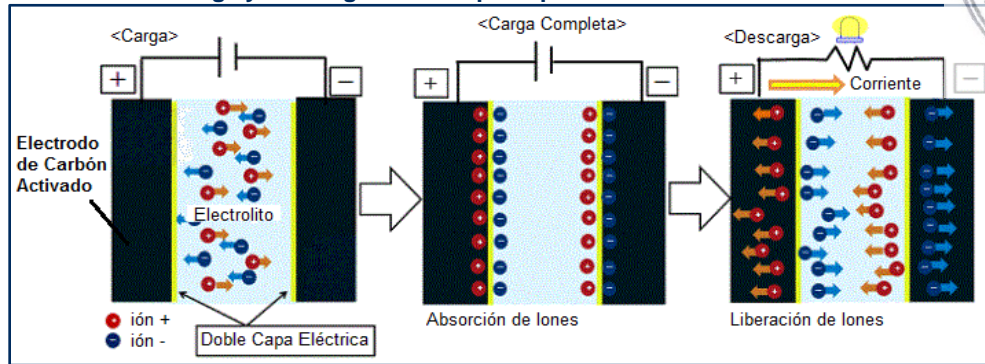
Referencia: (Energy Storage Technologies in the Electricity grid, 2017)

El cambio principal frente a los condensadores consiste en acercar las cargas de distinta polaridad dentro del dispositivo a nivel molecular y además aumentar la superficie efectiva de los conductores.

Se encuentran entre la categoría de capacitores convencionales utilizados en circuitos electrónicos y baterías de uso general, por su prácticamente ilimitado ciclo de estabilidad como por su elevada capacidad de potencia y de almacenamiento. A diferencia de los capacitores convencionales de cerámica y los electrolíticos de aluminio, estos no contienen un

material dieléctrico, pero sí un electrolito sólido o líquido introducido entre dos electrodos. Esta configuración hace que se forme una doble capa eléctrica, haciendo de éste el nuevo material dieléctrico. La capacitancia del supercondensador es proporcional al área superficial de la doble capa; por consiguiente, al usar carbón activado como electrodos se logran capacitancias muy elevadas. Al aplicar un voltaje en los electrodos, los iones se desplazan hacia las paredes de la doble capa eléctrica, resultando en el proceso de carga del supercondensador; cuando se descarga, se produce el proceso opuesto, tal como aparece en la Figura 2. 55.

Figura 2. 55: Ciclo de carga y descarga de un supercapacitor.



Referencia: (Murata, s.f.).

En sistemas fotovoltaicos se utilizan ultracondensadores dispuestos en paralelo para estabilizar la tensión de salida de las células, permitiendo además disminuir picos de tensión. Los ultracondensadores no solo tienen una mayor vida útil que las baterías para el almacenamiento solar, sino que además su eficiencia de carga es mayor que en las baterías (pérdida de energía en la carga 30% en baterías de plomo-ácido frente a un 10% de los EDLC). También su rango de temperaturas de trabajo se presenta como un factor clave para la elección de los mismos.

No obstante, el uso de supercapacitores no son recomendables para el almacenamiento de energía por periodos extendidos de tiempo porque estos dispositivos tienen una tasa de auto descarga alta, otro motivo por el cual en la mayoría de ocasiones se descartan como opción válida es su densidad de energía, muy baja comparado con las baterías, lo que para el mismo espacio de almacenamiento tendríamos una cantidad mucho menor de energía almacenada, además de su mayor coste.

Bobinas Magnéticas Superconductoras

Los superconductores son capaces de transportar altos niveles de corrientes en la presencia de altos niveles de campos magnéticos a bajas temperaturas con cero resistencia al flujo de corriente eléctrica, a menos que sus valores críticos: temperatura (T_c), densidad de flujo magnético (B_c) y densidad de corriente (I_c), sean excedidos. La energía es almacenada en el campo magnético creado por el flujo de

corriente directa en una bobina superconductora, el cual se mantiene a una temperatura inferior a su temperatura crítica superconductora.

El componente principal de esta tecnología es la bobina compuesta de un material superconductor; componentes complementarios incluyen el sistema de refrigeración criogénica y el equipo de acondicionamiento de potencia.

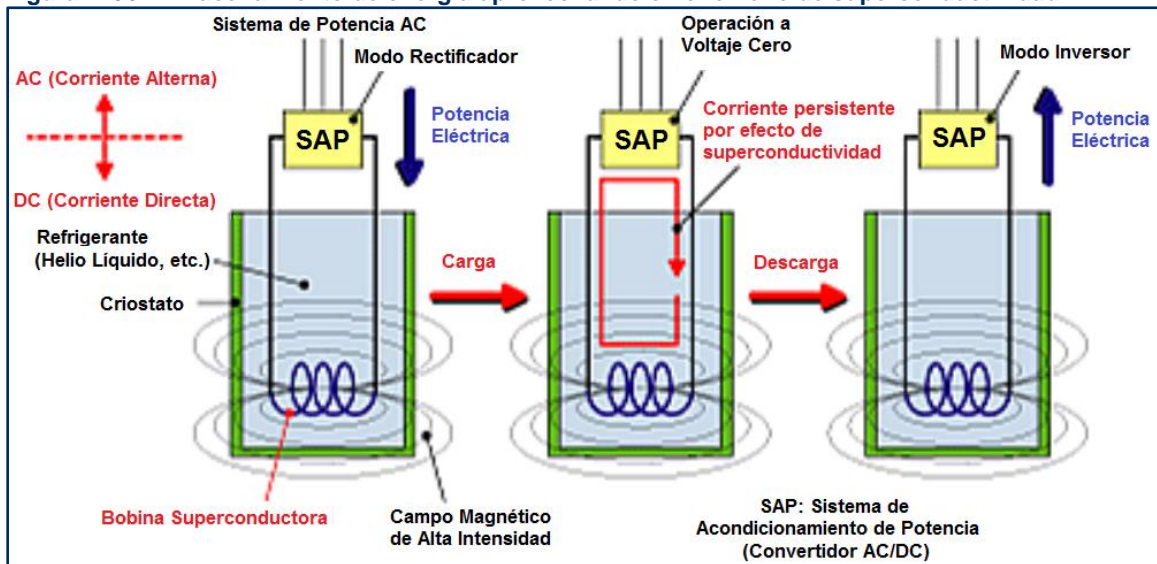
La superconductividad fue descubierta en 1911 por Heike Kamerlingh Onnes, quien se encontraba estudiando la resistencia del mercurio sólido a temperaturas criogénicas, utilizando helio líquido como refrigerante. Una temperatura de 4 K era requerida; debido a estudios e investigaciones científicas, en la actualidad se han diseñado materiales con capacidad de funcionar a temperaturas críticas más altas, alrededor de los 100 K.

En la Figura 2. 56 se muestra el método de almacenamiento de energía mediante esta tecnología. La principal ventaja de este sistema es su virtualmente instantáneo tiempo

de respuesta ante el suministro de energía. Adicionalmente, se caracteriza por ser altamente eficiente (85% - 90%), brindar grandes cantidades de energía en un reducido periodo de tiempo, y no disponer de partes móviles en su sistema principal.

Teóricamente, la energía puede almacenarse indefinidamente, siempre y cuando el sistema de refrigeración se encuentre en funcionamiento, aunque tiempos extendidos de almacenamiento son limitados significativamente por la demanda energética del sistema de refrigeración.

Figura 2. 56: Almacenamiento de energía aprovechando el fenómeno de superconductividad



Referencia: (Nomura, 2015).

Sistemas de Almacenamiento Térmicos

Se caracterizan por almacenar la energía en forma de calor disponible en depósitos aislados térmicamente para luego emplearla en aplicaciones residenciales o industriales tales como calefacción o enfriamiento, producción de agua caliente o generación de energía eléctrica.

Los sistemas de almacenamiento térmico tienen el potencial de incrementar el uso efectivo de la energía térmica y de facilitar el control de la producción térmica a gran escala. Suelen ser especialmente útiles para la corrección de la discordancia entre demanda y producción de energía.

Almacenamiento de Calor Sensible

Es una de las tecnologías más conocidas y con múltiples aplicaciones implementadas comercialmente, tal como es el uso de un tanque para un sistema de agua caliente doméstico.

El almacenamiento de calor sensible se lleva a cabo mediante transferencia de calor a un elemento que lo almacena sin cambiar de estado. Los materiales usados para almacenar energía sensible se mantienen sin cambio de fase en el rango de temperaturas del proceso de almacenamiento y el calor almacenado.

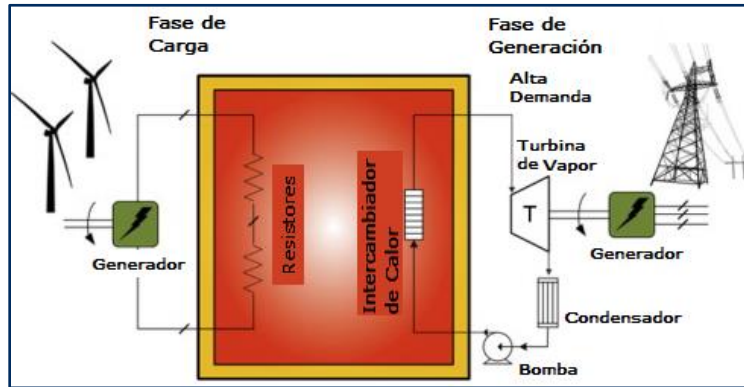
Además de la densidad y del calor específico, existen otras propiedades que influyen en el almacenamiento de calor sensible, como son la temperatura de operación, la conductividad térmica, difusión, presión de vapor y por último es muy

importante tener en cuenta los costes. Una gran variedad de fluidos ha sido probada como materiales de almacenamiento, agua, aceites y sodio; destacando entre ellos, las sales fundidas.

Su elección atiende a que son líquidas a presión atmosférica, presentan una excelente relación entre la capacidad de almacenamiento y el precio, sus temperaturas de operación son compatibles con las altas presiones y temperaturas en las turbinas de vapor, y no son inflamables ni tóxicas (a diferencia de los aceites sintéticos).

Sus principales aplicaciones son el almacenamiento de calor solar, centrales térmicas con turbinas de vapor y la climatización, siendo este último donde más extendida está su aplicación.

Figura 2. 57: Esquema de Sistema de Almacenamiento de Calor Sensible.



Referencia: (Energy Storage Toolbox, 2018)

Almacenamiento de Calor Latente

Se basa en la energía almacenada en un cambio de fase, fusión o vaporización, mientras que, en sentido inverso, con la solidificación o condensación se recupera la energía. Este método se caracteriza por tener siempre una temperatura constante.

Este método posee una densidad de energía mayor que el calor sensible. Otras ventajas destacables son que, como la temperatura constante a lo largo del proceso, no tendremos variaciones de volumen, además de una extensa variabilidad en los materiales a utilizar y temperaturas de operación. Sin embargo, los materiales son más costosos que en calor sensible y es más complicado transmitir calor al medio.

La energía térmica en forma de calor latente puede almacenarse al utilizar como medio de almacenamiento materiales que cambian de fase, los cuales pueden ser orgánicos (parafinas) o inorgánicos (hidratos de sales). El material más común empleado para el almacenamiento de

calor latente son los materiales de cambio de fase sólido líquido (PCM).

En cualquier caso, son capaces de almacenar grandes cantidades de calor durante el cambio de fase de líquido a sólido. Los materiales PCM pueden almacenar entre 5 y 14 veces más energía en el mismo volumen en comparación con otros materiales como el agua o la roca.

Sin embargo, la mayoría de éstos materiales presentan el gran inconveniente de un bajo coeficiente de conductividad del calor, por lo que se deben emplear métodos de mejora de la transmisión energética para así aumentar el rendimiento y utilidad del sistema de almacenamiento.

La gran ventaja que tienen estos sistemas en comparación con los sistemas de calor sensible es su gran capacidad de almacenamiento de energía en un volumen reducido de medio y a una diferencia de temperatura reducida, traduciéndose en una transferencia de calor más efectiva y eficiente.

Absorción y Adsorción Electroquímica

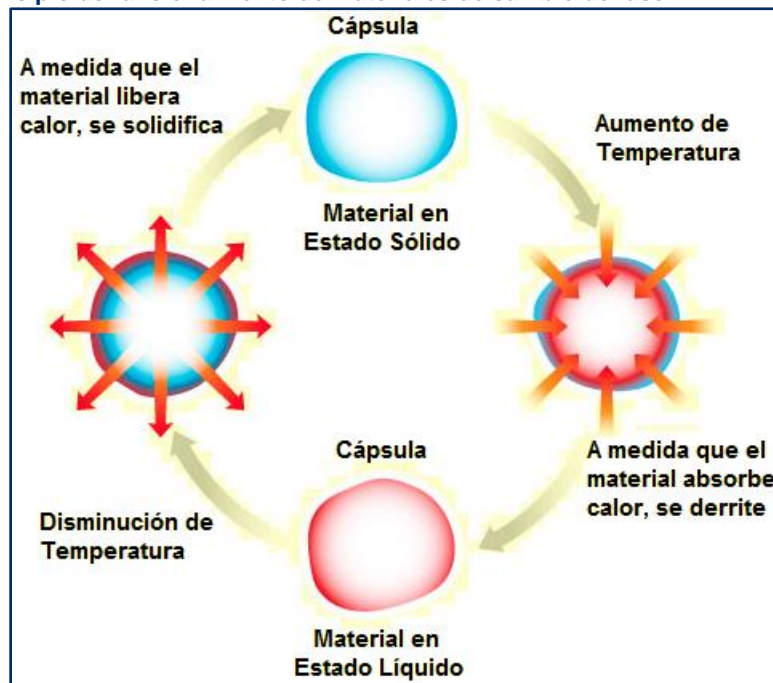
Sistemas de este tipo funcionan como bombas de calor termoquímicas bajo condiciones de vacío; por consiguiente, tienen un diseño mucho más complejo y tienen un costo muy elevado.

Durante el proceso de almacenamiento, calor proveniente de una fuente a alta temperatura es transferido a un adsorbente (gel de sílice o zeolita), y vapor de un fluido de trabajo como el agua es desorbido y condensado a bajas temperaturas en un condensador, removiendo así el calor de condensación del sistema. Posteriormente, el adsorbente seco y el fluido de trabajo separado puede almacenarse por el tiempo deseado.

En el proceso de descarga, el fluido de trabajo recibe calor a bajas temperaturas dentro de un evaporador; seguidamente, el vapor del fluido de trabajo adsorbe en el adsorbente y calor de adsorción es liberado a altas temperaturas. El funcionamiento puede observarse gráficamente en la Figura 2. 58.

Dependiendo de la combinación de adsorbente y fluido de trabajo, la temperatura del calor liberado puede llegar hasta 200°C y la densidad de energía puede llegar a ser hasta tres veces más alta que la del calor sensible almacenable en el agua.

Figura 2. 58: Principio de funcionamiento de materiales de cambio de fase.

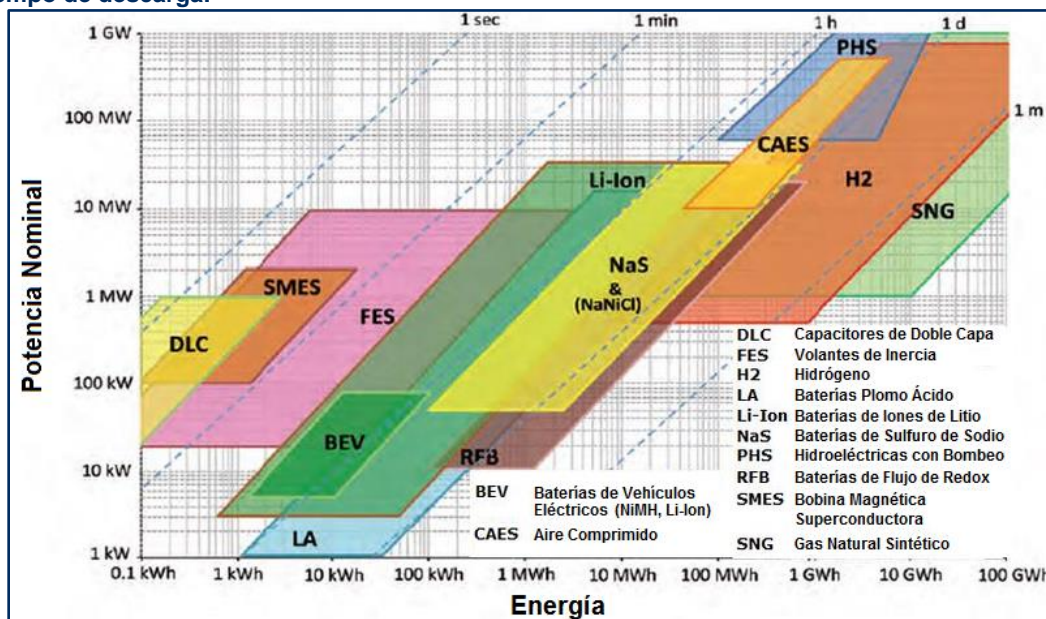


Referencia: (University of Southern California, 2010).

Resumen

En la Tabla 2.1, Tabla 2.2, Tabla 2.3 y en la Gráfico 2.4 se presenta un resumen comparativo de las tecnologías de almacenamiento de energía.

Gráfico 2. 4: Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía: potencia nominal, energía y tiempo de descarga.



Referencia: (International Electrotechnical Commission, 2011).

Tabla 2. 1: Comparación de Sistemas de Baterías por su Potencia y Energía Almacenada.

Tipo de batería	Rango de potencia	Potencia específica (W/kg)	Energía específica (Wh/kg)	Densidad de energía (Wh/L)
Pb-ácido	Alta (decenas de MW)	Media	Muy baja	Baja
Ni-Cd	Alta (decenas de MW)	Media	Baja	Media-baja
NiMH	Baja	Media	Media	Media-alta
Zebra	Baja (decenas de KW)	Baja	Alta	Alta
Sodio-sulfuro	Alta (decenas de MW)	Baja	Media	Media
Metal-aire	Media (MW)	Media	Alta	Alta
Titanato de bario	N/A	N/A	N/A	N/A
Ión-Litio	Baja (decenas de KW)	Alta	Alta	Alta
Litio-Fosfato de Hierro	Baja	Alta	Media-alta	Alta
Li-Po	Baja	Alta	Alta	Alta

Referencia: (Universidad de Valladolid, 2016)

Tabla 2. 2: Comparación de Tecnologías de Almacenamiento.

Tipo de Almacenamiento	Voltaje Nominal (V)	Tiempo de Respuesta	Energía Específica (Wh/Kg)	Densidad Energética (Wh/L)	Vida Útil (Años)	Ciclos de Vida	Temperatura de Trabajo (°C)	Tiempo Típico de Carga	Tiempo Típico de Descarga	Porcentaje de Perdidas por día	Eficiencia Energética (%)	Costo por kWh (USD/kWh) ¹
Hidroeléctricas con Central de Bombeo	—	Minutos	0.2 - 2	0.2 - 2	> 30	> 15000	—	—	Horas	0 - 0.5	70 - 80	20 - 105
Aire Comprimido	—	Minutos	—	2 - 6	> 30	> 10000	—	—	Horas	0 - 10	41 - 75	44 - 53
Volantes de Inercia	—	< segundos	5 - 30	20 - 80	15 - 20	2x10 ⁴ - 7	—	—	Segundos	—	80 - 90	1500 - 6000
Hidrógeno Centralizado	—	Segundos	33330	600 (200 bar)	10 - 30	10 ³ - 10 ⁴	—	—	Horas - Semanas	0 - 1	24 - 45	10
Gas Natural Sintético	—	Minutos	10000	1800 (200 bar)	10 - 30	10 ³ - 10 ⁴	—	—	Horas - Semanas	—	30 - 38	—
Capacitores de Doble Capa	2.3 - 2.75	< Segundos	1 - 15	3.6	4 - 20	10 ⁶	-40 - 65	Segundos	< Segundos	—	80 - 98	7200
Bobinas Magnéticas Superconductoras	—	< Segundos	1 - 10	6	Ilimitados	Ilimitados	-224	Segundos	Segundos	0 @ 4 Kelvin	75 - 95	300 - 1000

Referencia: Los datos para cada tecnología fueron obtenidos de International Renewable Energy Agency (IRENA), U.S Energy Information Administration (EIA) y otras fuentes

Definiciones

- **Tiempo de Respuesta:**
- **Energía específica:** Medida de la densidad de energía almacenada en vatios-hora / kilogramo.
- **Densidad Energética:** Medida de la densidad de energía almacenada en vatios-hora / Litro.
- **Vida Útil:** Número de años que el sistema de almacenamiento puede realizar satisfactoriamente antes de necesidad de ser reemplazado.
- **Ciclos de Vida:** Número total de ciclos de carga y descarga que el sistema de almacenamiento puede administrar en su vida.
- **Temperatura de Trabajo:** temperatura necesaria para un funcionamiento óptimo.
- **Tiempo Típico de Carga:**
- **Tiempo Típico de Descarga:**
- **Porcentaje de Perdidas por día:**
- **Eficiencia:** Relación de "salida de potencia útil" sobre "entrada de potencia total".
- **Costo por kWh:** costo de almacenamiento por kWh de cada tecnología.

Tabla 2. 3: Comparación de Baterías por Tecnología

Tipo de Almacenamiento	Voltaje Nominal (V)	Tiempo de Respuesta	Energía Específica (Wh/Kg)	Densidad Energética (Wh/L)	Vida Util (Años)	Ciclos de Vida	Temperatura de Trabajo (°C)	Tiempo Típico de Carga	Tiempo Típico de Descarga	Porcentaje de Pérdidas por día	Eficiencia Energética (%)	Costo por kWh (USD/kWh) ¹
Plomo - Acido	2.1	< segundos	35 - 40	80 - 90	10	250 - 1500	—	Horas	Minutos	0.3	85	147 - 263
Plomo - Acido (GEL)	2 - 6	< segundos	42	30 - 80	12	100 - 2000	—	Horas	Horas	0.3	81	150 - 369
Litio (NMC)	3.6 - 3.7	< segundos	175	345	14	1000 - 2000	—	Horas	Horas	0.1	92.5	480 - 775
Litio (LFP)	3.2	< segundos	120	220	10	1000 - 2000	—	Horas	Horas	0.1	86.5	600 - 1020
Titanato de Litio	2.4	< segundos	110	177	17	6000 - 20000	—	Horas	Horas	0.1	96.5	473 - 1260
Litio (NCA)	3.8	< segundos	215	120	14	± 500	—	Horas	Horas	0.2	92.5	450 - 729
Batería de Sal Fundida (ZEBRA)	2.58	Minutos	90	160	20 - 30	± 7000	400 - 700	—	Horas	1 - 8	90 - 99	219
Sulfuro de Sodio (NaS)	2	< segundos	206	150 - 300	16	± 5500	300	Horas	> Horas	7	85	386 - 735
Redox de Vanadio	1.15 - 1.55	segundos	45	15 - 25	10 - 20	> 10000	—	Horas	> Horas	0.2	75 - 80	150 - 1000
Redox (ZnBr)	1.8	segundos	50	39	12	> 2000	—	Horas	> Horas	15	75.9	525 - 1000
Niquel - Cadmio	1.2	< segundos	40 - 70	50 - 120	15	1500 - 3000	—	Horas	Minutos	0.32	70 - 90	400 - 1200
Niquel - Metal Hidruro	1.2	< segundos	70 - 120	140 - 300	8	500 - 2000	—	Horas	> Horas	0.5	75	800 - 3500

Referencia: Los datos para cada tecnología fueron obtenidos de International Renewable Energy Agency (IRENA), U.S Energy Information Administration (EIA) y otras fuentes

Tabla 2. 4: Aplicaciones de los Almacenamientos de Energía

Tipo de Tecnología	Balace Energetico	Calidad de Energia	Generación Eléctrica	Servicios Auxiliares	Generación Eléctrica en Horas punta	Alto consumo de Corriente	Almacenamiento	Transporte	Integración con Renovables
Hidroelectricas con Central de Bombeo	✓	✓			✓		✓		
Volantes de Inercia	✓	✓					✓	✓	
Aire Comprimido	✓				✓		✓		✓
Hidrogeno Centralizado	✓	✓	✓		✓				
Gas Natural Sintetico			✓		✓				
Capacitores de Doble Capa	✓	✓							
Bobinas Magnéticas Superconductoras	✓	✓							
Plomo - Acido	✓	✓		✓				✓	
Plomo - Acido (GEL)	✓	✓		✓			✓	✓	
Litio (NMC)				✓			✓	✓	
Litio (LFP)				✓		✓	✓		
Titanato de Litio				✓			✓		
Litio (NCA)				✓			✓	✓	
Bateria de Sal Fundida (ZEBRA)			✓		✓		✓		
Sulfuro de Sodio (NaS)	✓	✓	✓	✓	✓		✓		✓
Redox de Vanadio	✓			✓			✓		
Redox (ZnBr)	✓			✓			✓		
Niquel - Cadmio	✓							✓	
Niquel - Metal Hidruro	✓							✓	

Referencia: (ETESA, 2019)

Aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en la Red Eléctrica

En años anteriores, la energía eléctrica no podía almacenarse económicamente en grandes cantidades y tenía que producirse en el instante en que se necesitaba y se consumía tan rápido como era su producción.

Las tecnologías modernas de almacenamiento de energía han cambiado todo eso, allanando el

camino para la adopción de fuentes de energía renovables, la oferta de nuevos servicios al cliente y una red más segura y rentable.

Con el avance de la electrónica de potencia y la reducción de costos en los materiales de construcción de los sistemas de almacenamiento, se hace viable su aplicación en los sistemas eléctricos de potencia.

Figura 2. 59: Tiempo de descarga según aplicación en la Red Eléctrica.



Referencia: (Grid Scale Energy Storage Systems, s.f.)

Generación Eléctrica

• Integración de Renovables:

Aparte de la variabilidad del suministro, el problema con estas fuentes de energía intermitentes es que la energía puede estar disponible cuando no se necesita y puede no estar disponible cuando se necesita. Aunque no hay Sol durante la noche,

al menos sabemos que el Sol sale todos los días y la variación de la intensidad de radiación recibida tiende a coincidir aproximadamente con el perfil de demanda de electricidad. El viento sin embargo es menos predecible.

Sin embargo, el almacenamiento de energía es especialmente adecuado con estas tecnologías para

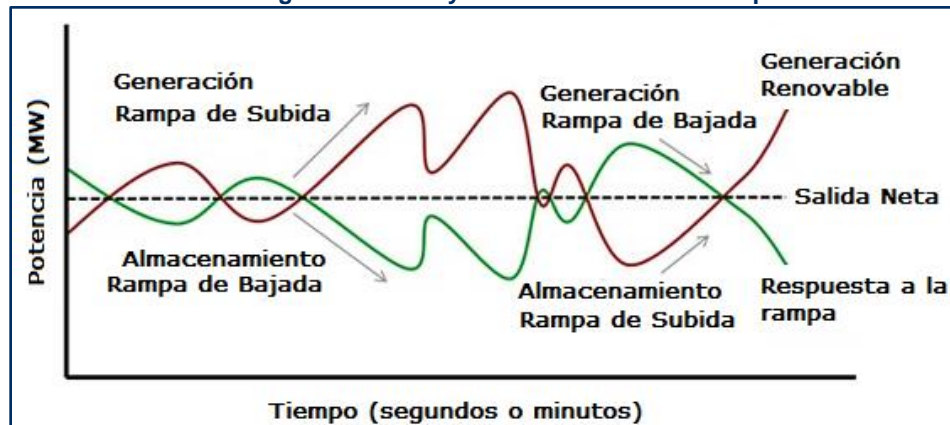
amortiguar y suavizar la variabilidad de estos sistemas y se está utilizando ampliamente para este propósito.

• Seguimiento de las Rampas de Generación:

Es el cambio de generación de potencia de salida a lo largo de marcos de tiempo que van desde unos pocos segundos a unos pocos minutos. Similar al seguimiento de la demanda, el servicio auxiliar de respuesta a rampa de generación

implica recursos que compensan la rampa de salida. Por lo tanto, los recursos utilizados para el servicio de rampa proporcionan una variabilidad de salida que es la inversa de la variabilidad de salida de otras generaciones debido a la rampa.

Gráfico 2. 5: Generación de Energía Renovable y Almacenamiento en Rampa.



Referencia: (E&I Consulting, s.f.)

• Seguimiento de la Demanda

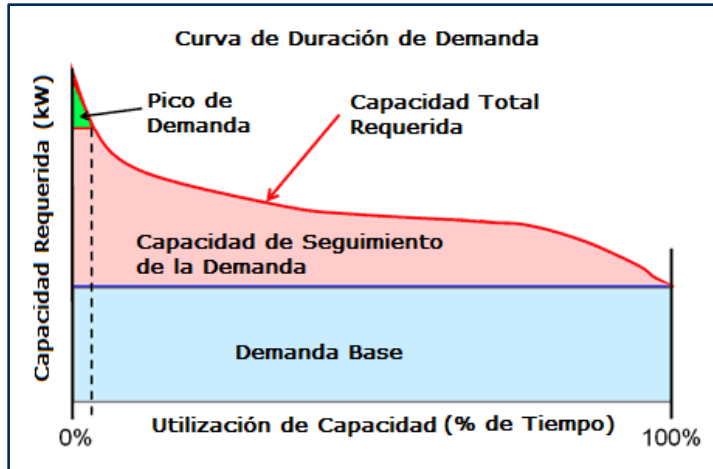
El seguimiento de carga se requiere durante las llamadas "horas de carga" en el ciclo de demanda eléctrica diaria:

- Mientras que la demanda eléctrica aumenta en la mañana a medida que las personas comienzan su día y

se preparan para el trabajo y la escuela y otras actividades diarias normales.

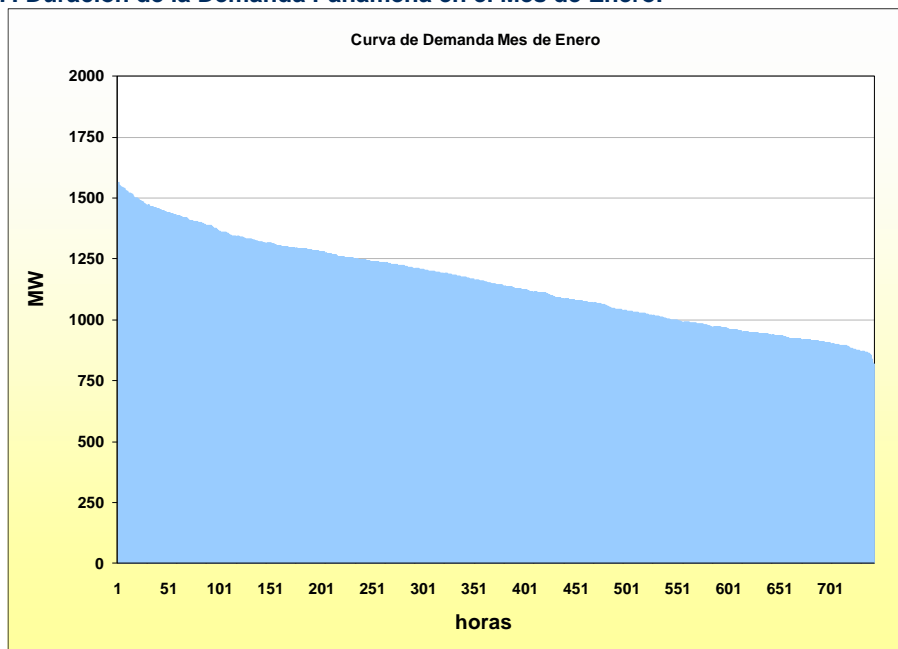
- A medida que la demanda eléctrica disminuye por la noche, el trabajo y las actividades domésticas disminuyen.

Gráfico 2. 6: Curva de Duración de la Demanda



Referencia: (Grid Scale Energy Storage Systems, s.f.).

Gráfico 2. 7: Duración de la Demanda Panameña en el Mes de Enero.



Referencia: (Análisis de la Demanda PESIN , 2018)

Transmisión y Distribución

- **Calidad de Energía**

La calidad de energía describe la capacidad de la red eléctrica para suministrar un flujo de energía limpio y estable que actúa como una fuente de alimentación que siempre está

disponible, tiene una forma de onda sinusoidal sin ruido y está siempre dentro de las tolerancias de voltaje y frecuencia.

Los principales factores que contribuyen a la inestabilidad del voltaje y la interferencia en, o la distorsión de la forma de onda del voltaje, son el flujo de potencia reactiva y la presencia de transitorios y armónicos en la red como resultado de las cargas reactivas y los circuitos de conmutación de alta potencia conectados a ella.

La mayoría de las cargas conectadas al sistema de distribución de la red, como motores, transformadores y cables, son de naturaleza inductiva y hacen que fluya en el circuito un componente reactivo de la corriente que los alimenta, así como un flujo de corriente resistiva que alimenta el dispositivo.

La energía para suministrar esta corriente reactiva (ya sea para cargas inductivas o capacitivas) tiene que ser suministrada por el generador, que debe desviar parte de su energía disponible para satisfacer esta demanda.

La consecuencia es que la tensión que crea la corriente resistiva disminuye, lo que reduce la tensión en la red y, por lo tanto, la potencia disponible para la carga. Esto significa que el voltaje en cualquier punto de la red será menor que el voltaje disponible para una carga resistiva pura y dependerá de la magnitud de la potencia reactiva transportada por la línea de transmisión.

El método aplicado para este inconveniente es la corrección del factor de potencia, que busca contrarrestar los flujos de potencia reactiva con pérdida introduciendo componentes reactivos compensadores para equilibrar las reactancias positivas y negativas para devolver el factor de potencia a la unidad y así reducir la corriente del generador.

La mayoría de las cargas en la red son inductivas y la compensación pasiva del factor de potencia se puede proporcionar en la subestación conectando los capacitores en paralelo con la carga.

Sin embargo, las cargas en la red suelen ser variables, ya que son el agregado de las cargas de numerosos consumidores, mientras que la capacidad de los bancos de condensadores solo está disponible en incrementos fijos, de modo que la compensación solo es efectiva en un rango de reactancia estrecho. Los consumidores industriales pueden proporcionar esta compensación en sus propias instalaciones.

De manera similar, los reguladores de voltaje y los transformadores de potencia con cambiadores de tomas en carga (OLTC) se instalan en subestaciones para proporcionar control de voltaje.

• **Aplazamiento de Actualización de los Sistemas**

El almacenamiento de energía puede retrasar la sustitución tanto de antiguos equipos como de sistemas de la red eléctrica, gestionando así un ahorro de dinero para los propietarios de infraestructuras de transmisión. Por ejemplo; cuando un transformador se reemplaza por un transformador nuevo, más grande, su tamaño se selecciona para manejar

incremento de la demanda eléctrica en los próximos 15 a 20 años. Esto conduce a la subutilización de transformadores para la mayoría de sus vidas. Sistemas de almacenamiento de energía puede descongestionar los transformadores existentes durante las horas pico, evitando así la necesidad de equipos de mayor potencia.

• **Extensión de la vida útil de los equipos de Transmisión y distribución**

Al igual que con los aplazamientos de la actualización de Transmisión y Distribución, se pueden utilizar pequeñas cantidades de almacenamiento para prolongar la vida útil del equipo T&D si el uso del almacenamiento reduce la carga y, por lo tanto, el calentamiento y desgaste excesivos del equipo existente que se acerca a su vida útil prevista. El resultado es una extensión de la vida útil de los equipos existentes. Quizás el ejemplo

más convincente en nuestro caso sea las líneas de transmisión. La prolongación de la vida útil se logra reduciendo la carga máxima de estas líneas que, a su vez:

- Evita la sobrecarga excesiva de las líneas.
- Reduce el número o la posibilidad de fallas a tierra que tienen un efecto dramático en la vida útil del cable.

• **Suavizado de Picos de Demanda**

Sin almacenamiento de energía, las cargas pico de corta duración normalmente son suministradas por generadores de acción rápida como las turbinas de gas. Estos son activos costosos, generalmente con menor eficiencia térmica que los generadores de carga base, y pueden tener un factor de carga de solo 2% o menos debido al tiempo limitado que se requieren.

El suavizado de picos se refiere al recorte de la demanda de capacidad de generación inmediata durante los cortos períodos de demanda máxima y al suministro de cargas en lugar de fuentes de energía almacenadas. Por lo tanto, la capacidad de generación o transmisión máxima se puede reducir por el potencial total de todo el almacenamiento más las cargas diferibles, lo que ahorra el gasto de esta capacidad.

Comercial, Industrial y Residencial

• Transferencia de Energía en función de la hora

La transferencia de energía eléctrica en función de la hora, implica el almacenamiento de energía eléctrica cuando el uso y el valor de la energía son bajos, de modo que la energía se puede usar o vender, más adelante, cuando el uso y el valor de la energía son altos.

El objetivo es utilizar energía de bajo precio en momentos en que el costo para producir la energía o el precio

para comprar la energía son altos (es decir, durante los períodos de "demanda máxima"). El precio para comprar esa energía en tiempo real (cuando sea necesario) es alto porque la demanda de electricidad es alta. El costo de producción de energía en ese momento también es alto, principalmente porque se utiliza la generación con menor consumo de combustible.

• Funcionamiento como islas

Pueden requerirse medidas especiales para garantizar suministros a clientes remotos. Algunas comunidades isleñas o sitios industriales sin capacidad de generación local pueden estar

conectadas a la red a través de un único enlace vulnerable. En tales casos, la energía de emergencia puede ser proporcionada por baterías grandes capaces de mantener el suministro por un día o más.

Servicios Auxiliares

• Regulación y Respuesta de Frecuencia

Cuando el consumo de energía eléctrica excede momentáneamente la energía que se está generando actualmente, ya sea debido a un mayor uso por parte del cliente o una capacidad de generación reducida en algún lugar de la red, el aumento de la carga en los generadores hará que disminuyan su velocidad y, dado que los generadores son máquinas sincrónicas, la frecuencia de la corriente alterna de la red también disminuirá.

Del mismo modo, si el consumo cae repentinamente por debajo de la potencia generada o si se cambia la capacidad de generación a la red, el generador se acelerará y la frecuencia de la red aumentará. La razón principal para un control de frecuencia preciso es sincronizar la velocidad de rotación de los muchos generadores conectados a la red.

El desajuste de frecuencia entre los generadores en la red puede tener

serias consecuencias. Cuando los dos generadores síncronos se conectan en paralelo y suministran la misma carga, solo hay una corriente a través de la carga, de modo que la velocidad de rotación y la salida de frecuencia de ambos generadores serán iguales y estén bloqueadas a la frecuencia de la corriente a través de la carga.

Los pares de torque del generador pueden ser diferentes, pero son máquinas síncronas y, como tales, se sincronizarán entre sí. Si el motor primario de una máquina no produce suficiente energía para mantener el rotor de su generador girando a la velocidad síncrona deseada, la energía fluirá desde el otro motor primario para que ambos giren a una nueva velocidad síncrona. Esto se conoce como "motorización" del generador.

El generador "motorizado" más lento se convierte en una carga para el sistema y, de hecho, comenzará a impulsar su propio motor primario que, en consecuencia, estará sujeto a fuerzas involuntarias. Además, esto puede dar lugar a corrientes excesivas en la red. Esta no es una condición normal y puede dañar el generador o su motor principal, así

- **Reserva**

La capacidad de reserva es esencialmente una generación de respaldo para la red eléctrica, para su

como la inestabilidad en la red, a regulación de frecuencia es el medio por el cual se mantiene la sincronización de los generadores de la red dentro de límites aceptables y se controla la estabilidad de la red.

Para evitar la posibilidad de dañar los escenarios de desequilibrio de energía que afectan adversamente a la red, el operador de la red debe mantener una capacidad de generación de reserva para cubrir los desequilibrios con diferentes magnitudes y duraciones para mantener la capacidad de generación lo más cerca posible en línea con la demanda en todo momento.

La gestión de este requisito requiere una capacidad de reserva de acción rápida que se puede conectar a la red para proporcionar un balanceo inmediato a corto plazo y, posiblemente, una respuesta más lenta, generando capacidad para cubrir los desajustes de capacidad de mayor duración.

La regulación de frecuencia implica la conciliación momento a momento de la demanda de electricidad y el suministro. La conciliación se realiza cada pocos segundos y la duración de la intervención o el soporte puede ser de milisegundos a minutos.

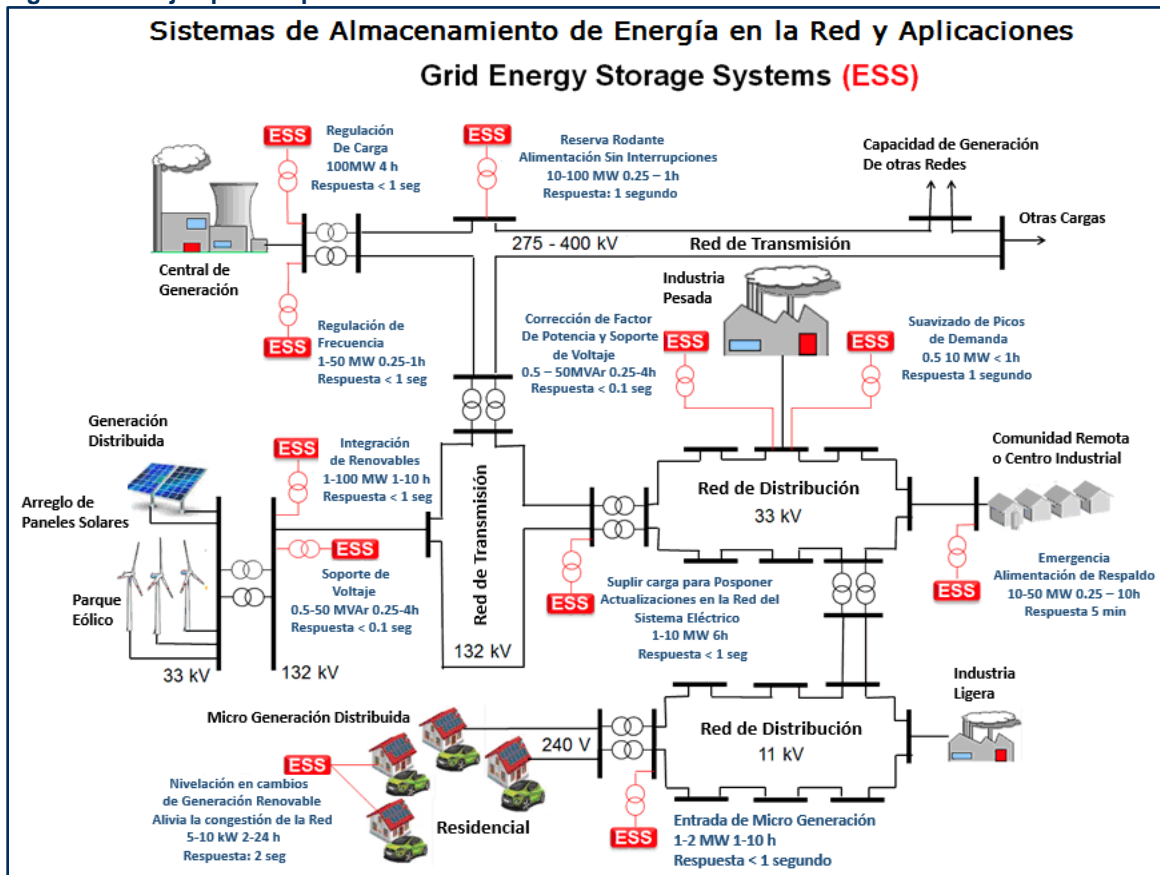
uso si una o dos fuentes de energía grandes no están disponibles de forma inesperada. Por lo tanto, al



utilizar el almacenamiento como capacidad de reserva de suministro eléctrico, la necesidad y el costo de las reservas basadas en la generación se compensan y, en menor medida, los costos de operación incurridos para la capacidad de reserva basada en la generación se reducen / evitan. La cantidad de capacidad de reserva necesaria depende de las normas relacionadas con la confiabilidad del suministro eléctrico (generalmente, 10 a 20% de la capacidad de suministro eléctrico normal). Cuando está cargado, el almacenamiento

puede, en la mayoría de los casos, proporcionar reservas simplemente al estar listo para descargar. Además, las reservas se necesitan con poca frecuencia, por lo que el almacenamiento utilizado para la capacidad de reserva en realidad se descarga con poca frecuencia. Eso le da al almacenamiento una ventaja sobre las reservas de hilatura basadas en la generación, ya que la generación utilizada debe estar realmente "girando" y lista para recuperar la carga en cualquier momento.

Figura 2. 60: Ejemplo de aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento en la Red Eléctrica.



Referencia: (Grid Scale Energy Storage Systems, s.f.)

Handwritten signature

Impactos Ambientales

Al momento de evaluar y de comparar las distintas fuentes de energía que pueden ser utilizadas para la producción eléctrica, cada vez cobran mayor importancia las consideraciones referidas a su impacto ambiental. Estas consideraciones son tan importantes que están afectando decisivamente la configuración del futuro energético de muchos países.

En la actualidad, la generación de energía eléctrica se realiza optimizando los sistemas de producción para minimizar y eliminar los contaminantes; esto es gracias a la evolución tecnológica. Debido a esto, es posible utilizar combustibles con un alto poder energético generando un menor impacto ambiental y a la vez emplear materias primas que de lo contrario no serían aprovechadas.

Como cualquier otra actuación humana, las actividades necesarias para generar, transportar y distribuir la electricidad dan lugar a determinados efectos sobre el medio ambiente que se controlan y se tratan de minimizar, mediante medidas preventivas y correctoras.

La generación de energía eléctrica conlleva el consumo de recursos naturales (principalmente combustibles), emisiones a la atmósfera que generan de forma directa e indirecta una serie de impactos tanto a nivel local como global.

Cada tecnología de generación de energía eléctrica presentada tiene sus ventajas y desventajas operativas, innovación, costos, riesgos e impactos ambientales.

Dentro de esos impactos ambientales pueden mencionarse los siguientes:

1. Impactos locales:

- **Explotación de los suelos:** La producción, transporte, almacenamiento y consumo de energía suponen una importante ocupación de suelos, y desplazan otros usos de la corteza terrestre.
- **Agotamiento progresivo de los recursos de origen fósil no renovables:** Hay un gran número de las fuentes actuales de energía que son recursos no renovables, con riesgo de agotamiento, con el consiguiente impacto en las generaciones futuras.
- **Generación de residuos sólidos:** La producción y consumo de energía produce residuos sólidos, que a menudo son de difícil y costoso tratamiento para evitar impactos ambientales significativos. Los residuos radioactivos representan un problema particularmente importante.

- **Contaminación del aire:** La producción, transporte y consumo de energía es hoy fuente de emisiones atmosféricas: el dióxido de carbono, los óxidos de azufre y de nitrógeno, el metano, el monóxido de carbono, los metales pesados, las partículas en suspensión y los clorofluorocarbonos, son algunos de los contaminantes principales.
- **Contaminación del suelo y del agua:** La producción, transporte y consumo de energía es hoy fuente de emisiones atmosféricas: el dióxido de carbono, los óxidos de azufre y de nitrógeno, el metano, el monóxido de carbono, los metales pesados, las partículas en suspensión y los clorofluorocarbonos, son algunos de los contaminantes principales.
- **Contaminación visual:** Las instalaciones de generación de energía eléctrica conllevan un impacto visual, que puede ser significativo cuando se afecta a un entorno natural. En lo relativo a la distribución de energía eléctrica, el impacto visual más significativo es el de las redes y de las diferentes actuaciones acometidas a su alrededor en entornos en algunos casos con un alto valor ambiental.
- **Contaminación auditiva:** Otro de los impactos de la generación y distribución de la energía eléctrica es la inevitable generación de ruidos. La huella sonora de las instalaciones está determinada por su ubicación y por sus condiciones técnicas, por lo que no se puede generalizar el impacto para todas las instalaciones.

2. Impactos globales:

- **Contribución al cambio climático:** En la generación de energía eléctrica en centrales térmicas, la quema de combustibles fósiles da lugar a emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y óxido nitroso (N₂O).

Con el fin de minimizar lo máximo posible estas emisiones, se tiene en cuenta el valor calorífico neto de los combustibles utilizados (contenido energético), su factor de emisión de CO₂ y N₂O (emisiones por cantidad de combustible utilizado) y las tecnologías disponibles (incremento de eficiencia energética), como consecuencia de la acentuación del efecto invernadero. Con sus consecuencias, entre otras, de posible subida del nivel del mar, extensión de la aridización, y difusión de enfermedades.

- **Reducción drástica de la capa de ozono:** En los años setenta se descubrió que ciertos productos químicos, clorofluorocarbonos, o CFCs, usados hasta entonces como refrigerantes y como propelentes en los aerosoles, dan lugar a la destrucción de la capa de ozono que rodea el planeta tierra, presenta consecuencias para la salud humana (mayores cánceres de piel y enfermedades de visión, por ejemplo).
- **Incremento en la formación de lluvias ácidas:** La lluvia ácida es un fenómeno ambiental generado por las emisiones de óxidos de nitrógeno y azufre a la atmósfera, tiene consecuencias negativas para los ecosistemas y para las infraestructuras humanas. No se trata de un fenómeno local, ya que las emisiones de estas sustancias pueden dar lugar a lluvias ácidas a miles de kilómetros de distancia del foco de emisiones.
- **Pérdida de los ecosistemas y biodiversidad:** La conservación de la biodiversidad se viene haciendo más difícil a lo largo de los años con el actual desarrollo económico. Debido a esto, disminución de la biodiversidad es un grave problema no sólo estético y cultural, sino también, y, sobre todo, de disminución de la información genética que necesitamos para producir nuevos fármacos y nuevos materiales.

Si bien las energías renovables no utilizan combustibles fósiles en su generación esto no es suficiente argumento como para aseverar que son tecnologías que no impactan el medioambiente. Si la matriz de generación energética es optimizada basándose únicamente en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, nuevos impactos podrían ser introducidos en la región estudiada a partir de otras emisiones (por ejemplo, NOx y SO2).

Así, se vuelve imperante una nueva perspectiva respecto a los impactos ambientales que puede ocasionar la generación eléctrica, de modo de tener claridad de los impactos transversales de estas tecnologías y entregar elementos de análisis que puedan servir para balancear la penetración de cada tecnología de generación renovable no convencional.

La herramienta de análisis de ciclo de vida (ACV) es cada vez más utilizada a nivel nacional e internacional y ha demostrado su utilidad en todos los campos de producción/generación. La metodología de ACV permite la evaluación de impactos ambientales en productos y servicios a lo largo de todo su ciclo de vida.

El análisis de ciclo de vida es una herramienta de toma de decisiones muy útil a la hora de seleccionar entre diferentes alternativas que proveen de un mismo producto, en este caso la energía.

La Figura 2. 61 es una representación visual del ciclo de vida general para cualquier fuente de generación.

Figura 2. 61: Aspectos considerados en un Análisis de Ciclo de Vida para un recurso energético



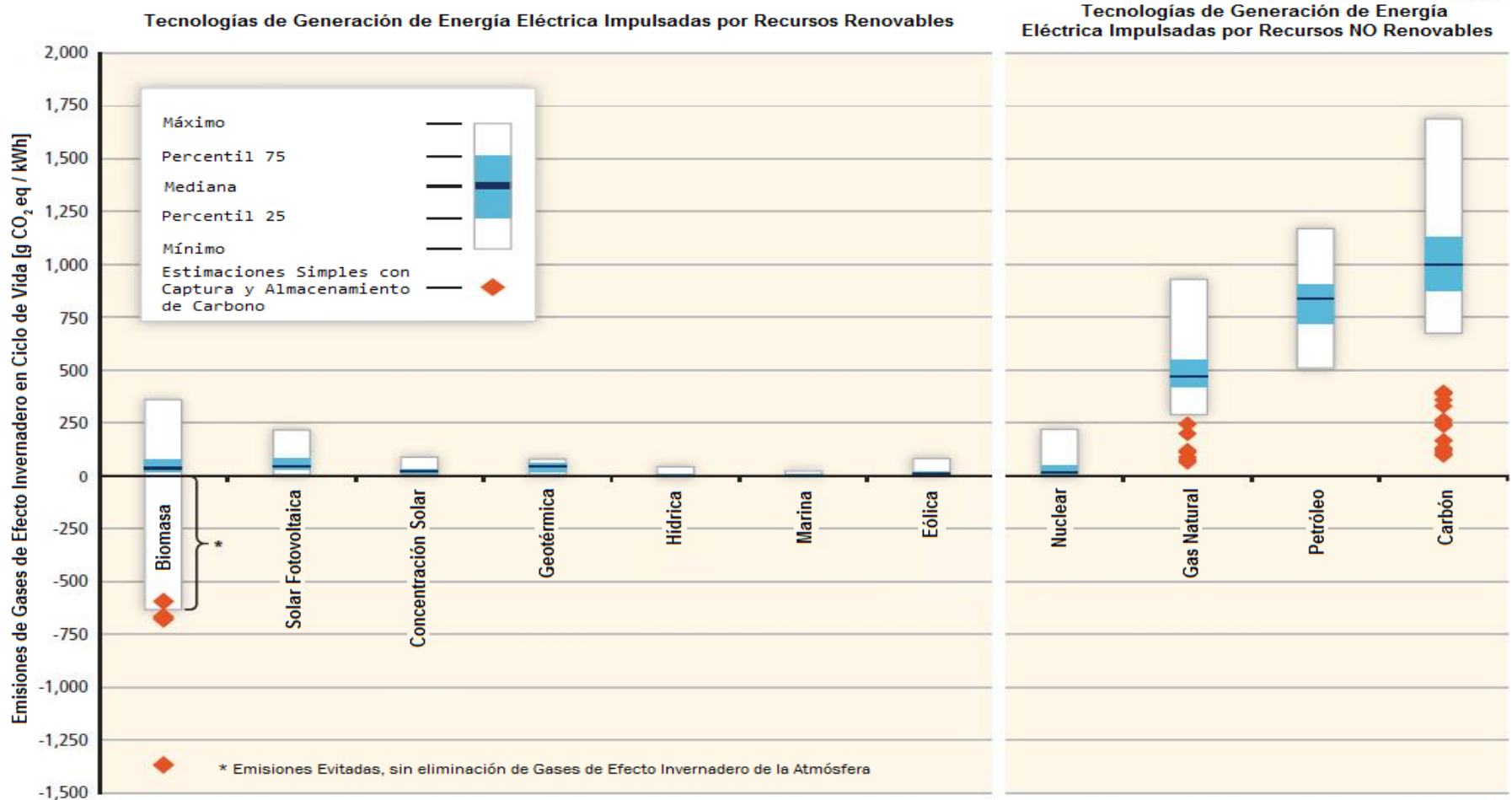
Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2013).

Basados en los análisis del ciclo de vida presentado en la Figura 2. 61, las tecnologías más responsables por impactos negativos al ambiente son aquellas dependientes de combustibles fósiles como el carbón y derivados del petróleo; seguidamente por las centrales que operan con gas natural y por las centrales nucleares por sus nocivos residuos de índole radiactiva. Por otra parte, tecnologías de generación con recursos renovables presentan huellas de carbono muy bajas.

A pesar de que estas tecnologías renovables no liberan emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente como lo hacen las termoeléctricas convencionales, las principales fuentes de huellas de carbono surgen de los procesos de extracción de la materia prima y manufactura de los materiales de construcción. Dentro de los elementos de construcción que contribuyen a las huellas de carbono pueden mencionarse: las aspas de las turbinas de viento para los parques eólicos, los paneles de silicio cristalino para los parques solares fotovoltaicos y los espejos reflectores en centrales de concentración solar.



Gráfico 2. 8: Huellas de Carbono de diferentes tecnologías de Generación



Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2011)



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 3

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 3

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

Pronóstico de Demanda

El Plan Indicativo de Generación 2019 – 2033, utilizó el crecimiento de la demanda analizada en el Tomo I: Estudios Básicos 2019, primera parte del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Como resultado de estos análisis, la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 2.19, 3.31 y 3.53% a corto plazo (2019-2022), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto u Optimista, respectivamente.

En el Escenario de Largo Plazo (2023-2033) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 2.41 y 5.36% de crecimiento anual sostenido. Para todo el período de análisis, 2019-2033, los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán anualmente en 2.35, 3.57 y 4.87%.

Las proyecciones para los tres escenarios no presentan representativas variaciones, estas son debido a los objetivos/requisitos de cada escenario de pronóstico de la demanda eléctrica. Cada uno de estos escenarios representan alternativas de desarrollo de la

economía, realistas y viables, que en condiciones actuales son diferentes en gran medida, a su vez no permiten desarrollar demandas eléctricas muy dispares entre sí.

Los responsables de la formulación de políticas deben hacer lo posible por contener los riesgos a corto plazo derivados de las vulnerabilidades financieras y la escalada de las controversias comerciales, y al mismo tiempo promover una estrategia de desarrollo a más largo plazo para alcanzar los objetivos económicos, sociales y ambientales.

Los fundamentos de estos análisis en el corto plazo se encuentran en las premisas tomadas para la duración de este escenario en específico, esto abonado a que el Canal ha mantenido su expansión; las operaciones portuarias un poco menos y la Zona Libre de Colón (ZLC) ha repuntado, pero los sectores vinculados a la economía interna están en descenso y eso tiene un impacto en la misma situación económica, todo esto provoca un perfeccionamiento de la plataforma logística de intercambio.

Adicionalmente, se tienen los beneficios de los proyectos estatales

de la modernización de la infraestructura física, económica y social, especialmente del área metropolitana, todos los cuales están intrínsecamente relacionadas con las hipótesis de crecimiento económico, utilizadas en el pronóstico de demanda eléctrica.

Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento anual en el corto plazo (2019-2022) entre 2.83, 3.45 y 4.16%.

Para el largo plazo los pronósticos están entre 2.04, 2.38 y 4.98% para los escenarios pesimista, conservador y optimista. Para toda la extensión del plan de expansión (2019-2033) los resultados previstos se colocan entre 2.25 y 4.76%.

Es conveniente destacar, que las tasas de crecimiento de los pronósticos de generación y potencia, alcanzados en el presente análisis para los tres escenarios alternativos, son significativamente menores con respecto a los estimados presentados en el PESIN del año anterior por dos motivos, uno es el cambio en el modelo de proyección de la demanda y por ultimo debido a la leve tendencia de desaceleración de la economía nacional y por los ajustes que se realizan en el comercio y la economía mundial.

A lo interno de nuestra economía, la disminución de tasas de consumo y potencia de energía con respecto al desempeño estimado para años

anteriores, son consecuentes con recientes y más realistas expectativas económicas aplicadas a

las proyecciones de demanda, a nivel estatal y privado, en las que se reevalúan la prioridad de necesidades y se enfatiza en la administración de los recursos disponibles.

Por lo cual, los plazos de culminación de algunos de los proyectos, fueron prolongados en el tiempo, o fueron postergados al mediano y el largo plazo, mientras otros han vuelto a las etapas de pre-factibilidad, a la espera de mejores condiciones, para el inicio de su ejecución.

Las actuales proyecciones de energía eléctrica en el largo plazo, van de la mano con las expectativas económicas nacionales, en donde los parámetros de crecimiento de la economía, se acercan al potencial de crecimiento de Panamá.

Esperando, que luego de la reducción del impulso reciente de la evolución económica, los periodos subsiguientes se caracterizarán por un proceso económico más ordenado, con tasas de crecimiento del PIB estables, entre 4 a 5.6%, siendo un 6% el crecimiento óptimo para nuestra economía; que se reflejarán en pronósticos de consumo y potencia de energía eléctrica, inferiores al 5%.

“Estos nuevos pronósticos están sintonizados, con las actuales perspectivas del crecimiento económico mundial y de la región latinoamericana, este crecimiento

económico mundial se mantuvo estable en 2018, en un 3,1 % gracias a que la aceleración que se produjo con los cambios en las políticas fiscales en los Estados Unidos de América contrarrestó la disminución del ritmo de crecimiento de otras economías importantes.”^[1]

“Se prevé que la actividad económica a nivel mundial se expandirá a un ritmo sostenido del 3 % en 2019, pero cada vez hay más indicios de que el crecimiento podría haber alcanzado su punto máximo.”^[1]

Los principales indicadores señalan un debilitamiento menor del crecimiento económico en muchos países en 2019, en medio de una escalada de las disputas comerciales, riesgos de tensiones financieras y de volatilidad y un trasfondo de tensiones geopolíticas.

Al mismo tiempo, varias economías desarrolladas están enfrentando limitaciones de capacidad, que pueden ser un lastre para el crecimiento a corto plazo.

Si las mayores economías del mundo no hacen un esfuerzo por disminuir las grandes tensiones y se mantienen en la tesitura de imponer aranceles a cada vez más productos, se verán

seriamente amenazadas las perspectivas del comercio mundial.

Si bien el crecimiento mundial podría dar una sorpresa favorable en caso de que las diferencias comerciales se resuelvan rápidamente, de modo que la confianza de las empresas repunte y el optimismo de los inversionistas se afirme en mayor medida, los riesgos para las perspectivas continúan inclinándose a la baja.

El impacto en la economía mundial podría ser muy significativo: ralentización de la inversión, aumento de los precios al consumidor y disminución de la confianza de las empresas.

Esto crearía graves perturbaciones en las cadenas de valor mundiales y regionales, en particular para los exportadores de las economías de Asia Oriental, que están profundamente insertas en las cadenas de suministro del comercio entre China y los Estados Unidos.

Un crecimiento más lento en China y/o los Estados Unidos también podría reducir la demanda de productos básicos, lo que afectaría a los exportadores de esos productos de África y América Latina.

¹ Situación y perspectivas de la economía mundial en 2019: Resumen Ejecutivo, Nueva York 2019; UN, Página 3.

Tabla 3. 1:Proyección de la Demanda

Año	Escenario Pesimista				Escenario Moderado				Escenario Optimista			
	Generación		Potencia		Generación		Potencia		Generación		Potencia	
	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
2007	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%	6,078.11	6.19%	1,024.16	5.41%
2008	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%	6,206.51	2.11%	1,064.25	3.91%
2009	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%	6,605.15	6.42%	1,153.99	8.43%
2010	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%	7,083.37	7.24%	1,222.40	5.93%
2011	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%	7,489.16	5.73%	1,286.46	5.24%
2012	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%	8,226.42	9.84%	1,386.27	7.76%
2013	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%	8,583.48	4.34%	1,443.94	4.16%
2014	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%	9,021.43	5.10%	1,503.46	4.12%
2015	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%	9,849.98	9.18%	1,612.00	7.22%
2016	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%	10,392.26	5.51%	1,618.00	0.37%
2017	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%	10,597.33	1.97%	1,657.00	2.41%
2018	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%	10,783.14	1.75%	1,665.00	0.48%
2019	10,887.39	0.97%	1,747.08	4.93%	11,063.02	2.60%	1,749.75	5.09%	10,840.41	0.53%	1,739.54	4.48%
2020	11,160.36	2.51%	1,782.72	2.04%	11,444.01	3.44%	1,802.49	3.01%	11,301.35	4.25%	1,805.24	3.78%
2021	11,453.16	2.62%	1,821.15	2.16%	11,849.19	3.54%	1,854.70	2.90%	11,814.62	4.54%	1,878.63	4.07%
2022	11,757.27	2.66%	1,860.99	2.19%	12,280.73	3.64%	1,906.41	2.79%	12,381.70	4.80%	1,959.83	4.32%
2023	12,068.33	2.65%	1,901.52	2.18%	12,733.60	3.69%	1,957.60	2.69%	12,997.53	4.97%	2,047.92	4.50%
2024	12,383.68	2.61%	1,942.31	2.15%	13,205.19	3.70%	2,008.29	2.59%	13,660.06	5.10%	2,142.51	4.62%
2025	12,701.57	2.57%	1,983.09	2.10%	13,694.23	3.70%	2,058.47	2.50%	14,369.08	5.19%	2,243.44	4.71%
2026	13,021.10	2.52%	2,023.71	2.05%	14,192.24	3.64%	2,108.16	2.41%	15,117.56	5.21%	2,349.54	4.73%
2027	13,341.55	2.46%	2,064.07	1.99%	14,707.31	3.63%	2,157.35	2.33%	15,915.37	5.28%	2,462.26	4.80%
2028	13,662.67	2.41%	2,104.11	1.94%	15,239.84	3.62%	2,206.04	2.26%	16,764.99	5.34%	2,581.89	4.86%
2029	13,984.22	2.35%	2,143.82	1.89%	15,790.41	3.61%	2,254.25	2.19%	17,669.41	5.39%	2,708.77	4.91%
2030	14,306.16	2.30%	2,183.18	1.84%	16,359.81	3.61%	2,301.98	2.12%	18,632.06	5.45%	2,843.33	4.97%
2031	14,628.51	2.25%	2,222.20	1.79%	16,972.15	3.74%	2,349.22	2.05%	19,680.07	5.62%	2,989.57	5.14%
2032	14,951.26	2.21%	2,260.88	1.74%	17,605.18	3.73%	2,395.98	1.99%	20,794.42	5.66%	3,144.46	5.18%
2033	15,274.46	2.16%	2,324.24	2.80%	18,259.96	3.72%	2,468.85	3.04%	21,979.80	5.70%	3,344.56	6.36%

Referencia: (ETESA, 2019)

En la demanda mostrada en la Tabla 3. 1, no se toma en cuenta la demanda del Proyecto Minera Panamá, el cual cumple el rol de autogenerador.

Por conveniencia del Modelo de Demanda SiProDe, utilizado por ETESA, la demanda de potencia y energía del sistema por Minera Panamá, se modelan como incrementos, a la proyección 2019-2033 resultante del modelo. Esto se considera de esta forma ya que típicamente la demanda de un proceso minero, el factor de carga es del 90% o mayor, ya que son cargas relativamente constantes.

Tabla 3. 2: Demanda de Minera Panamá

MW	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max
2019	19.00	45.625	77.15	97.75	108.75	147.55	178.00	213.55	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2020	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2021	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2022	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2023	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2024	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2025	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2026	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2027	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2028	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2029	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2030	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2031	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2032	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2033	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2034	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75
2035	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75	238.75

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 3. 3: Demanda de Minera Panamá

MWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max
2019	14,136.00	30660	57,399.60	70380	80,910.00	106236	132,432.00	158881.2	171,900.00	177630	171,900.00	177630	1,350,094.80
2020	177,630.00	166170	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,989,780.35
2021	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	112082.4	103,008.42	159972.3	1,939,353.11
2022	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2023	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2024	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2025	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2026	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2027	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2028	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2029	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2030	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2031	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2032	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2033	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2034	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35
2035	177,630.00	160440	177,630.00	171900	177,630.00	171900	177,630.00	177630	171,900.00	156779.6	103,008.42	159972.3	1,984,050.35

Referencia: (ETESA, 2019)

Pronósticos de Precios de los Combustibles

Según lo predispuesto en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018, para la proyección de los precios de los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica existente y futura, se considera un escenario base de precios medios, altos y bajos, aplicándole respectivamente las tendencias de Referencia, (“Reference”), Alta (“High Price”) y Baja (“Low Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA (Energy Information Administration)/DOE (Department of Energy).

Estas proyecciones reflejan los eventos globales del mercado del petróleo hasta finales de 2018, tomando en consideración nuevas tecnologías de exploración, el crecimiento en la producción de crudo no tradicionales, y las intempestivas bajas y subidas de los precios mundiales del petróleo crudo.

Para el **Escenario de Referencia**, a partir del 2018, el crecimiento de la demanda de los no miembros de la OCDE- países fuera de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) – empujara el precio del Brent a 105.16 \$/bbl en el año 2040 (en dólares del 2018).

El aumento de los precios del petróleo es compatible con los supuestos del crecimiento de la producción doméstica nacional de petróleo crudo en los Estados Unidos. El **Escenario de Precios Altos** supone una mayor demanda mundial de productos derivados del petróleo, menos inversión en exploración por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), y mayores costos de no-OPEP en exploración y desarrollo.

Todos estos factores contribuyen a un aumento en el precio promedio del mercado spot de crudo Brent a 197.34 \$/bbl en 2040, 88% por encima del caso de la referencia.

Lo contrario es cierto para el **Escenario de Precios Bajos**: menor demanda fuera de la OCDE, una mayor inversión exploración por la OPEP, y menores costos de no-OPEP en exploración y desarrollo, hacen que el precio spot del crudo Brent aumenten lentamente a 47.45 \$/bbl, o sea un 55% por debajo del precio del **Escenario de Referencia** en el año 2040.

Para el año 2033, término de la proyección de la demanda, se alcanzará en el Largo Plazo un precio de 138.34 \$/bbl, en términos nominales una tasa de crecimiento anual sostenida de 3.5%.

En términos constantes, en los escenarios de Referencia, de Altos y Bajos Precios de los hidrocarburos, se alcanzarán para el año 2033, precios reales del año 2018, de 97, 184 y 47 dólares por barril, con tasas anuales de crecimiento de los precios, para el periodo de pronósticos, de 1.2, 3.3 y -1.3%, respectivamente.

Las últimas previsiones EIA, para los precios del petróleo crudo del Mar del Norte, Brent, a corto plazo son en promedio de 74.43 por barril (\$/bbl) en el año 2018, 75.06 \$/bbl en el año 2019, 77.15 \$/bbl en el año 2020, y 80.47 \$/bbl en el año 2021, precios muy superiores, respectivamente, a los precios proyectados en las ediciones anteriores del EIA.

El EIA-DOE supone que los precios del West Texas Intermediate (WTI) promediarán los precios al igual que el Brent en los años 2018 y 2019, basado en la hipótesis de que los dos crudos competirán en el mercado de las refinerías de la Costa del Golfo de Estados Unidos, durante el período de pronóstico, con diferenciales de transporte similares, a sus respectivos puntos de fijación de precios a ese mercado.

La reciente concepción del EIA sobre los precios para el crudo de petróleo, refleja una noción futura, de la búsqueda de depósitos, de la producción y precios del crudo y de los combustibles.

Los cambios en el precio del barril de petróleo de septiembre del 2018 recuerdan bastante a la caída en el año 2014, cuando el precio se despeñó desde los 107 dólares por barril hasta los 43 dólares en un primer impulso.

En este caso, la corrección parece que ha terminado en los 42 dólares donde también frenó en una corrección anterior de grado menor. El precio del barril de petróleo se está recuperando de nuevo después de que el Gobierno de Trump dijera que no renovará las exenciones que permitían a los países comprar crudo iraní sin tener que enfrentarse a las sanciones de Estados Unidos tras el plazo que expiró el pasado 2 de mayo. Irán ha iniciado intensas conversaciones con sus socios en Oriente Medio intentando mitigar las consecuencias de la decisión, amenazando con cerrar el Estrecho de Ormuz, un paso clave para el transporte de petróleo.

Todo ello podría tener un impacto más allá de los mercados petroleros y ya está provocando que algunos hagan apuestas sobre un aumento inminente de la inflación, lo que está manteniendo al alza los precios del petróleo, tanto de la referencia europea Brent como de la americana West Texas. El crudo se ha recuperado alrededor de un 40% este año, cuando la OPEP y sus socios se embarcaron en una misión para reducir la producción y evitar un exceso de producción mundial.

A esta circunstancia se le han sumado las incertidumbres en Venezuela, Nigeria y Libia, que han reducido aún más el suministro. La campaña de Estados Unidos para aislar a Irán, que una vez fue el segundo mayor productor de la OPEP, ha provocado el efecto contrario, es decir, reducción de barriles a un coste más elevado.

Ante esta situación, nos encontramos que la decisión unilateral de Estados Unidos provoca una insuficiencia de suministros que genera la utilización y búsqueda de otras fuentes como son Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Arabia Saudí y México para solventar el problema con el que se pueden encontrar algunas compañías de estas regiones, con el posible déficit energético.

Por lo cual, ETESA, de considerar nuevamente, la variación de los pronósticos de precios de los combustibles utilizados para generación térmica de la electricidad, o en su defecto el precio internacional del crudo, puede recurrir a los pronósticos emitidos por el EIA.

La Secretaría Nacional de Energía propone que para el pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse tres escenarios en el Plan de Expansión de 2019: Alto, Medio y Bajo.

Para proyectar los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomarán como punto de partida los promedios de los precios reales reportados al Centro Nacional de Despacho en el periodo inmediatamente anterior, y se aplicarán las tendencias de referencia (“Reference”), alta (“High Price”) y baja (“Low Price”), respectivamente, de las proyecciones estimadas por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.

Para el cálculo del costo de combustible utilizado en el PESIN2019, se utilizaron como referencia los precios del CND de la semana 16.

Los datos del CND se presentan por semana, y para nuestro cálculo se necesitaron estos datos mensuales, por lo que se realizó un procedimiento para pasarlos de semanas a mes. Luego con los valores mensuales, se calculó un promedio anual para el año 2019 y de esta forma se obtuvo el precio del caso referencia para cada combustible.

Para la proyección del combustible se utilizó la tendencia de crecimiento anual del DOE, en otras palabras, se utilizó sus tasas de incremento anual, a la cual se le aplicó el precio referencia promedio calculado para el 2019 del CND.

Por último, una vez se tuvieron las proyecciones anuales obtenidas por la tendencia del DOE con los precios del CND, estas (las proyecciones anuales) se pasaron a mes usando el

comportamiento o tendencia mensual obtenido en el primer paso, Se utilizó la misma tendencia mensual del 2019 al 2033).

Tabla 3. 4: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Base

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminous)	Gas Natural
	Fuel Oil #6	Fuel Oil #2	Carbón (bituminoso)	CH4
	Búnker C	Diésel Bajo en Azufre		
	B/. / gal	B/. / gal	B/. / ton	B/. / m3
2019	1.64	2.09	123.10	0.28
2020	1.63	2.05	122.99	0.28
2021	1.88	2.00	129.63	0.31
2022	1.86	1.92	129.86	0.31
2023	1.88	1.88	130.12	0.32
2024	1.94	1.87	128.48	0.33
2025	1.98	1.90	129.38	0.34
2026	2.03	1.94	129.49	0.35
2027	2.11	2.00	130.25	0.36
2028	2.14	2.01	130.67	0.36
2029	2.19	2.06	132.25	0.37
2030	2.20	2.07	133.34	0.37
2031	2.23	2.08	133.27	0.38
2032	2.26	2.10	132.79	0.38
2033	2.28	2.13	133.07	0.39

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Tabla 3. 5: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Altos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminous)	Gas Natural
	Fuel Oil #6	Fuel Oil #2	Carbón (bituminoso)	CH4
	Búnker C	Diésel Bajo en Azufre		
	B/. / gal	B/. / gal	B/. / ton	B/. / m3
2019	1.79	2.28	135.39	0.29
2020	1.94	2.42	138.10	0.31
2021	2.35	2.61	146.00	0.35
2022	2.50	2.70	147.48	0.37
2023	2.61	2.77	144.44	0.38
2024	2.68	2.78	146.21	0.39
2025	2.75	2.84	147.63	0.41
2026	2.86	2.88	149.63	0.43
2027	2.87	2.88	148.72	0.43
2028	2.89	2.88	149.36	0.44
2029	2.95	2.93	150.78	0.45
2030	2.98	2.98	152.73	0.46
2031	3.02	2.99	153.22	0.46
2032	3.04	3.02	153.70	0.47
2033	3.08	3.06	154.31	0.48

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Tabla 3. 6: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Bajos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminous)	Gas Natural
	Fuel Oil #6	Fuel Oil #2	Carbón (bituminoso)	CH4
	Búnker C	Diésel Bajo en Azufre		
	B/. / gal	B/. / gal	B/. / ton	B/. / m3
2019	1.49	1.89	110.78	0.28
2020	1.10	1.51	105.81	0.22
2021	1.35	1.47	112.44	0.26
2022	1.32	1.38	112.39	0.25
2023	1.19	1.31	111.55	0.24
2024	1.09	1.23	110.55	0.23
2025	1.08	1.24	110.57	0.23
2026	1.08	1.22	109.06	0.23
2027	1.10	1.23	109.21	0.23
2028	1.14	1.24	109.74	0.24
2029	1.09	1.24	108.82	0.23
2030	1.12	1.24	109.96	0.24
2031	1.13	1.23	109.57	0.24
2032	1.14	1.24	109.67	0.24
2033	1.14	1.25	109.46	0.24

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Tabla 3. 7: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminous)	Gas Natural
	Fuel Oil #6	Fuel Oil #2	Carbón (bituminoso)	CH4
	Búnker C	Diésel Bajo en Azufre		
	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU	B/. / MMBTU
2019	10.72	15.09	5.13	7.73
2020	10.63	14.79	5.12	7.72
2021	12.29	14.47	5.40	8.56
2022	12.15	13.86	5.41	8.48
2023	12.32	13.55	5.42	8.66
2024	12.67	13.49	5.35	8.96
2025	12.93	13.73	5.39	9.25
2026	13.30	14.01	5.40	9.49
2027	13.78	14.44	5.43	9.76
2028	13.97	14.51	5.44	9.92
2029	14.32	14.86	5.51	10.12
2030	14.40	14.95	5.56	10.18
2031	14.56	15.00	5.55	10.26
2032	14.75	15.19	5.53	10.45
2033	14.89	15.41	5.54	10.56

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Tabla 3. 8: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminous)	Gas Natural
	Fuel Oil #6	Fuel Oil #2	Carbón (bituminoso)	CH4
	Búnker C	Diésel Bajo en Azufre		
	B./ / MMBTU	B./ / MMBTU	B./ / MMBTU	B./ / MMBTU
2019	11.69	16.49	5.64	7.93
2020	12.68	17.47	5.75	8.46
2021	15.38	18.81	6.08	9.67
2022	16.32	19.48	6.14	10.07
2023	17.05	19.97	6.02	10.45
2024	17.50	20.06	6.09	10.78
2025	17.99	20.51	6.15	11.19
2026	18.72	20.83	6.23	11.67
2027	18.74	20.79	6.20	11.81
2028	18.92	20.79	6.22	11.96
2029	19.26	21.19	6.28	12.21
2030	19.50	21.52	6.36	12.42
2031	19.73	21.58	6.38	12.65
2032	19.90	21.82	6.40	12.81
2033	20.16	22.06	6.43	13.02

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Tabla 3. 9: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Bajos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminous)	Gas Natural
	Fuel Oil #6	Fuel Oil #2	Carbón (bituminoso)	CH4
	Búnker C	Diésel Bajo en Azufre		
	B./ / MMBTU	B./ / MMBTU	B./ / MMBTU	B./ / MMBTU
2019	9.75	13.68	4.62	7.54
2020	7.19	10.91	4.41	6.04
2021	8.83	10.58	4.69	6.99
2022	8.66	9.97	4.68	6.90
2023	7.80	9.43	4.65	6.45
2024	7.13	8.91	4.61	6.16
2025	7.08	8.92	4.61	6.22
2026	7.05	8.81	4.54	6.25
2027	7.18	8.86	4.55	6.33
2028	7.42	8.97	4.57	6.49
2029	7.15	8.93	4.53	6.36
2030	7.35	8.96	4.58	6.49
2031	7.36	8.85	4.57	6.53
2032	7.43	8.95	4.57	6.63
2033	7.46	9.01	4.56	6.66

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

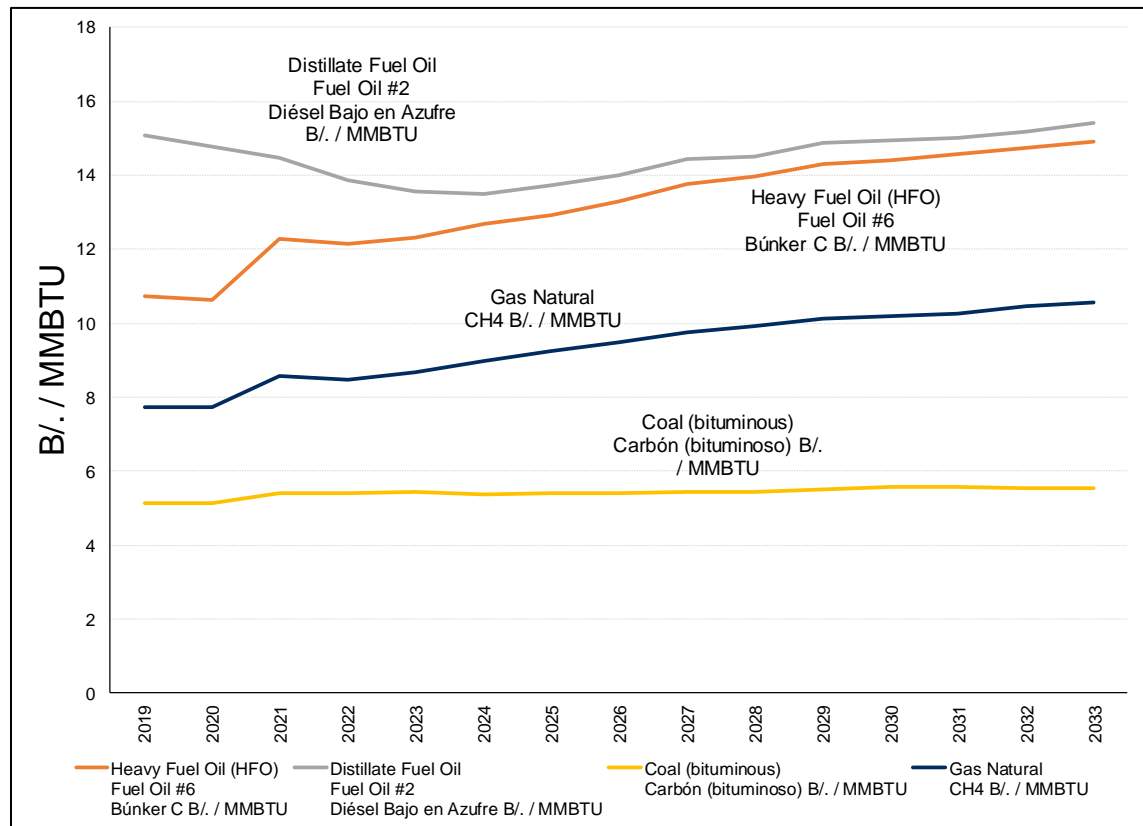
Tabla 3. 10: Poder Calorífico de los Combustibles

Combustibles	Unidad	MJ	kWh	BTU	coal
Heavy Fuel Oil (HFO)	Barril	6,779.43	1,883.46	6,426,000.00	1,619,352.00
Fuel Oil #6	gal	161.42	44.84	153,000.00	38,556.00
Búnker C	litr	42.59	11.83	40,369.39	10,173.09
Distillate Fuel Oil	Barril	6,136.94	1,704.96	5,817,000.00	1,465,884.00
Fuel Oil #2	gal	146.12	40.59	138,500.00	34,902.00
Diésel Bajo en Azufre	litr	41.87	11.63	39,684.81	10,000.57
Coal (bituminous)	Ton	25,320.00	7,034.40	24,000,000.00	6,048,000.00
Carbón (bituminoso)	lb	12.63	3.51	11,970.07	3,016.46
Gas Natural	m ³	38,665.75	10,742.12	36,650,000.00	9,235,800.00
CH ₄	ft ³	1,095.50	304.35	1,038,390.71	261,674.46

Referencia: (U.S. Department of Energy - U.S. Energy Information Administration)

En el Gráfico 3. 1, Gráfico 3. 2 y Gráfico 3. 3 muestra la comparación de los combustibles utilizados en este estudio.

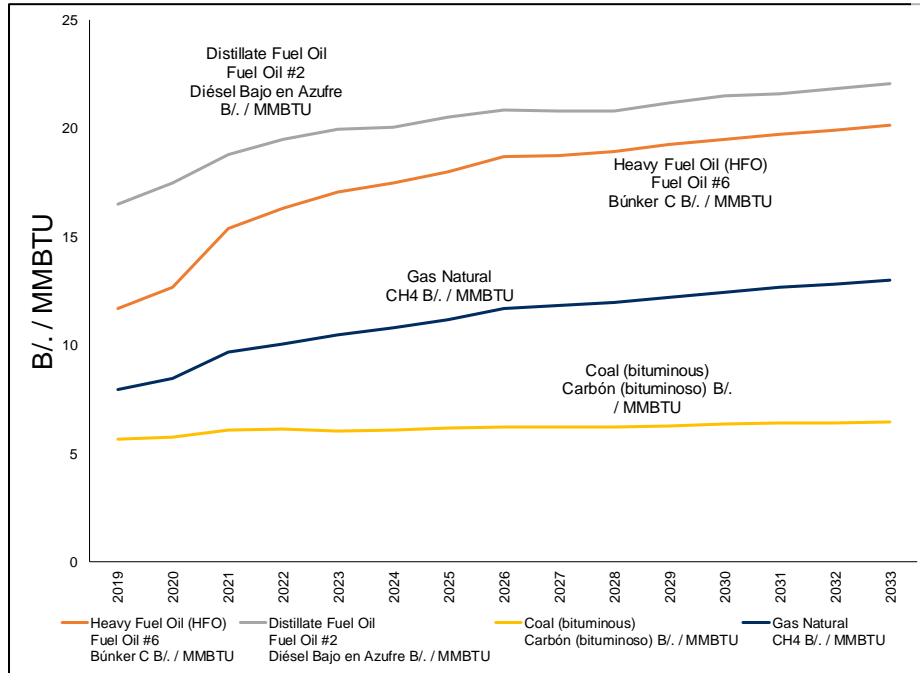
Gráfico 3. 1: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base



Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

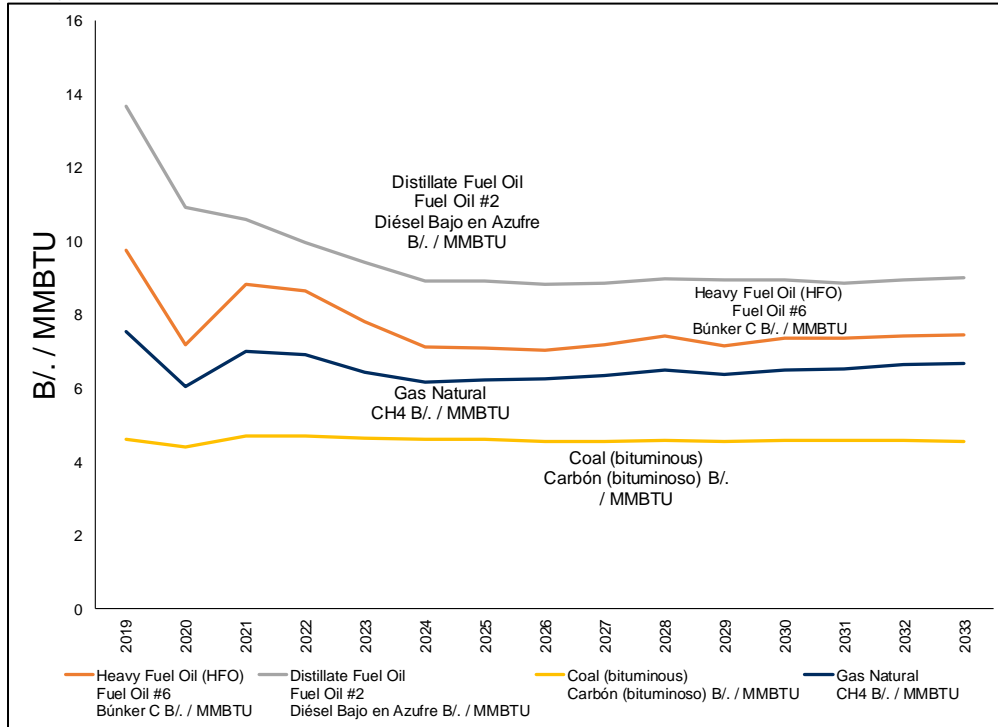


Gráfico 3. 2: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos



Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Gráfico 3. 3: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Bajos



Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2019)

Handwritten signature

Criterios y Parámetros

El presente estudio parte de la base de la definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, determinados por La Secretaría Nacional de Energía, los cuales establecen los lineamientos para el diseño del Plan de Expansión de Generación para el Sistema Interconectado Nacional, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad; y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Criterio de Mínimo Costo

El Plan de Expansión de Generación debe garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia a un costo mínimo, traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo ^[2]. Tomando en cuenta el costo de inversión, operación y mantenimiento, además de cualquier otro costo que se genere en el proceso de generación, tales como el costo de la generación de gases de efecto invernadero.

Criterio de Confiabilidad

Energía:

- Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y
- No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas.

Potencia:

- El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP. Para el Plan Indicativo de Generación 2019-2033 se utilizará un valor porcentual de reserva por confiabilidad de 16.6%.^[3]

² De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997

³ Costo de La Energía No Suministrada para la Aplicación en la planificación de la Transmisión aprobado mediante Resolución AN No. 12831-Elec del 16 de octubre de 2018.

Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 4,130\$/MWh^[4], que corresponde al CENS (Costo de Energía No Suministrada), publicado por la Autoridad de los Servicios Públicos.

Parámetros Técnicos y Económicos

Se establece un horizonte de planificación de 15 años, utilizando costos de mercado para la inversión y una tasa anual de descuento de 12.0%.

⁴ Valor calculado por CND en cumplimiento a la Resolución AN No. 7796-ELEC del 04 de septiembre de 2014.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 4

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 4

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de Mayo de 2019, es de 3682.33 MW, presentando en comparación la demanda máxima de 1907 MW (no incluye autoconsumo de ACP) para el día 02 de Mayo de 2019. Se puede observar en la Tabla 4. 1

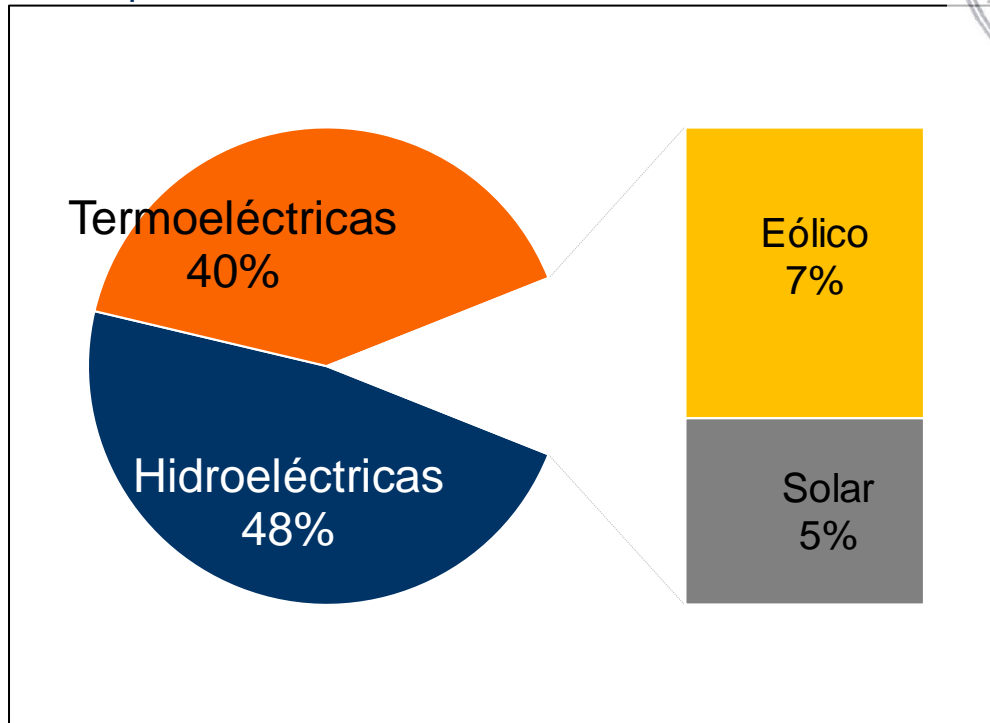
Tabla 4. 1: Matriz Energética a Mayo de 2019

Recurso	Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)
Hidroeléctricas	Hidroeléctrica de Pasada	1195.69	633.49
	Hidroeléctrica de Embalse	560.00	449.61
Termoeléctricas	Motor de Media Velocidad	586.09	477.05
	Motor de Baja Velocidad	81.61	69.86
	Turbina de Gas	499.93	450.22
	Turbina de Vapor	315.22	192.20
Eólico	Aerogeneradores de Eje Horizontal	270.00	0.00
Solar	Solar Fotovoltaica	173.78	0.00
Total		3682.33	2272.44

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

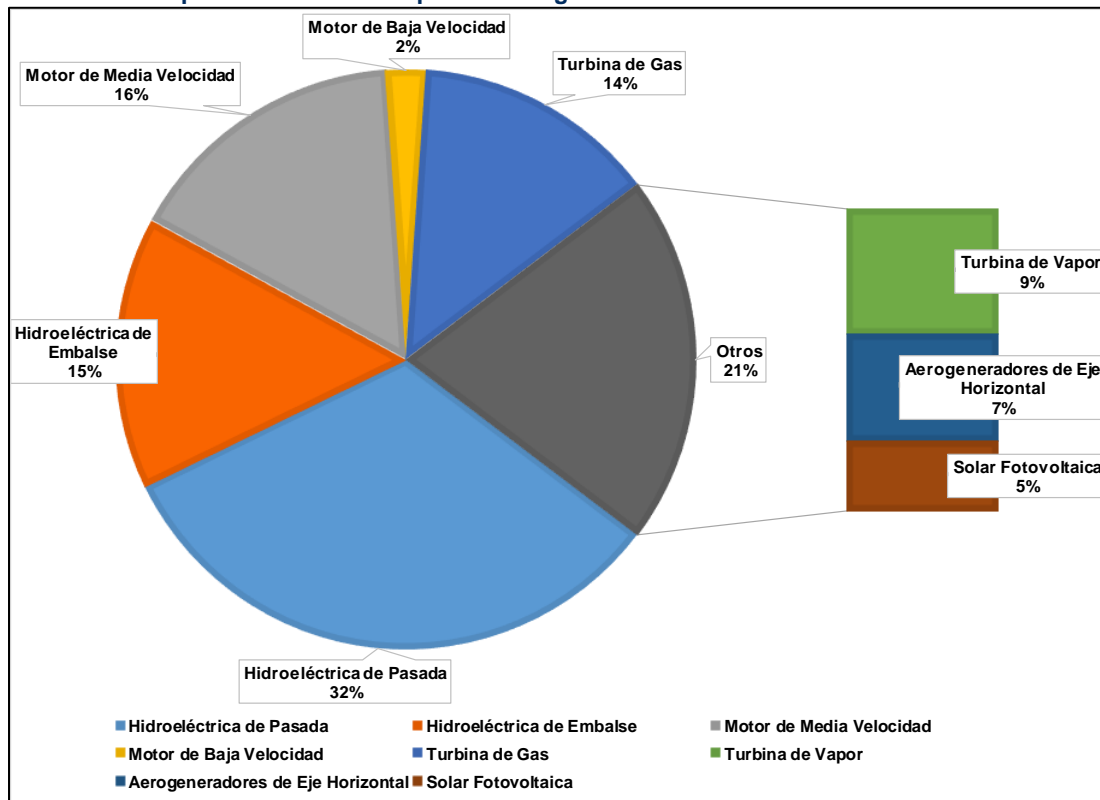
El sistema presenta una instalación de 1755.69 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas, 1482.85 MW a centrales termoeléctricas y 270.00 MW a parques eólicos y 173.78 MW solares fotovoltaicas. La distribución porcentual del plantel de generación equivale al 47.68% de capacidad instalada de origen hidroeléctrico, el 40.27% corresponde al sector termoeléctrico, 7.33% al eólico y 4.72% al sector solar. Las cifras mencionadas, no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), pequeñas centrales y los sistemas aislados.

Gráfico 4. 1: Composición Porcentual del Sistema de Generación



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Gráfico 4. 2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

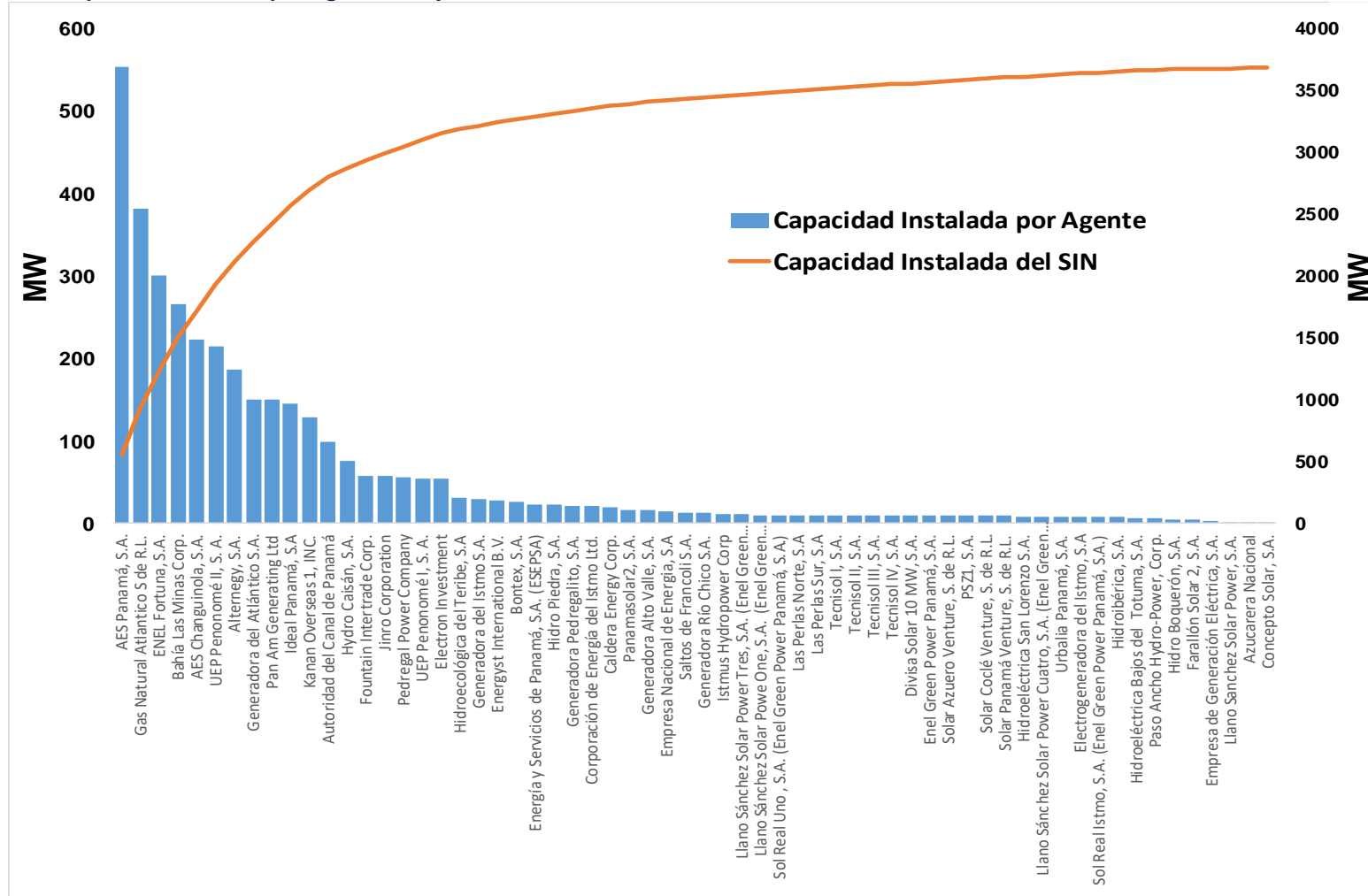
AB

En la Tabla 4. 2 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

Tabla 4. 2: Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a Mayo de 2019

Agente Generador	Capacidad Instalada (MW)	Participación %
AES Changuinola, S.A.	222.17	6.03
AES Panamá, S.A.	553.96	15.04
Alternegy, S.A.	187.38	5.09
Autoridad del Canal de Panamá	99.61	2.71
Azucarera Nacional	0.96	0.03
Bahía Las Minas Corp.	266.15	7.23
Bontex, S.A.	25.60	0.70
Caldera Energy Corp.	19.75	0.54
Concepto Solar, S.A.	0.96	0.03
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	20.44	0.56
Divisa Solar 10 MW, S.A.	9.90	0.27
Electrogeneradora del Istmo, S.A.	8.12	0.22
Electron Investment	53.75	1.46
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	2.40	0.07
Empresa Nacional de Energía, S.A.	13.87	0.38
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	8.15
Enel Green Power Panamá, S.A.	9.87	0.27
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	23.59	0.64
Energyst International B.V.	27.00	0.73
Farallón Solar 2, S.A.	4.80	0.13
Fountain Intertrade Corp.	57.90	1.57
Gas Natural Atlántico S de R.L.	381.00	10.35
Generadora Alto Valle, S.A.	15.50	0.42
Generadora del Atlántico S.A.	150.00	4.07
Generadora del Istmo S.A.	28.68	0.78
Generadora Pedregalito, S.A.	21.00	0.57
Generadora Río Chico S.A.	13.49	0.37
Hidro Boquerón, S.A.	5.25	0.14
Hidro Piedra, S.A.	22.70	0.62
Hidroecológica del Teribe, S.A.	31.31	0.85
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	6.33	0.17
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.70	0.24
Hidroibérica, S.A.	7.19	0.20
Hydro Caisán, S.A.	75.00	2.04
Ideal Panamá, S.A.	145.03	3.94
Isthmus Hydropower Corp	11.00	0.30
Jinro Corporation	57.83	1.57
Kanan Overseas 1, INC.	129.36	3.51
Las Perlas Norte, S.A.	10.00	0.27
Las Perlas Sur, S.A.	10.00	0.27
Llano Sánchez Solar Powe One, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	10.26	0.28
Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	8.22	0.22
Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	10.78	0.29
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	2.00	0.05
Pan Am Generating Ltd	149.40	4.06
Panamasolar2, S.A.	16.00	0.43
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	6.16	0.17
Pedregal Power Company	55.34	1.50
PSZ1, S.A.	9.26	0.25
Salto de Francoli S.A.	13.70	0.37
Sol Real Istmo, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	7.92	0.22
Sol Real Uno, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	10.07	0.27
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	9.52	0.26
Solar Coclé Venture, S. de R.L.	8.99	0.24
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	8.99	0.24
Tecnisol I, S.A.	10.00	0.27
Tecnisol II, S.A.	10.00	0.27
Tecnisol III, S.A.	10.00	0.27
Tecnisol IV, S.A.	10.00	0.27
UEP Penonomé I, S. A.	55.00	1.49
UEP Penonomé II, S. A.	215.00	5.84
Urbalia Panamá, S.A.	8.15	0.22
Total	3682.33	100

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Gráfico 4. 3: Capacidad Instalada por Agente a Mayo de 2019


Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Generación Hidroeléctrica

En la actualidad el sistema cuenta con la instalación de 47 centrales hidroeléctricas repartidas en 29 agentes del mercado. La empresa cuya mayor instalación tiene es AES Panamá que cuenta con 553.96 MW equivalentes al 15.04% de la instalación total del país. Además de esto, cuentan con los derechos de comercialización de la Central Changuinola 1 (222.17 MW).

Cabe destacar que, en su mayoría, las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región occidental de la República. En total la provincia de Chiriquí cuenta en la actualidad con 1200.55 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá con 260 MW, Bocas del Toro con 243.71 MW, Veraguas con 27.67 MW y Coclé con 6.71 MW.

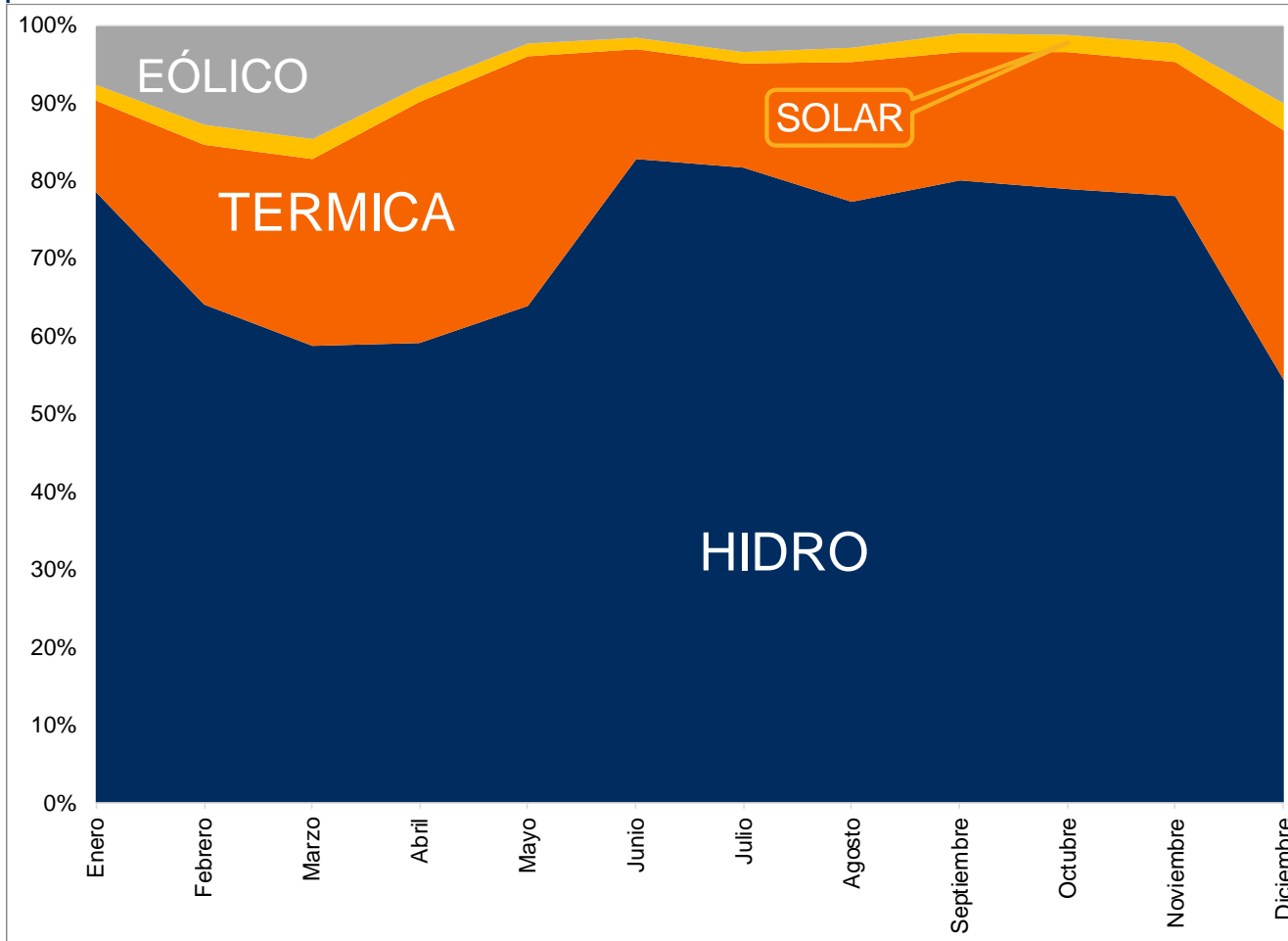
La central hidroeléctrica cuya área de embalse es la más grande del país,

Fortuna, se encuentra hacia el lado este de la provincia de Panamá, con un total de 350 kilómetros cuadrados.

La Central Hidroeléctrica Bayano, la cual está ubicada aproximadamente a 80 kilómetros al este de la ciudad de Panamá y aprovecha las aguas fluyentes del Río Bayano, con una instalación de 260 MW genera en promedio 577 GWh anuales. Para el año 2018, la generación alcanzó los 778.10 GWh.

Según cifras del Centro Nacional de Despacho (CND), la energía proveniente de centrales hidroeléctricas para el año 2018 en promedio, cubrió el 71.6% de la demanda, teniendo en el mes de Junio el máximo aporte del año con 82.8% y Diciembre con el mínimo con un 54.3% El aporte total fue de 7633.016 GWh.

Gráfico 4. 4: Comportamiento de la Generación Año 2018



Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2018).

Handwritten signature

La Tabla 4. 3 muestra el sistema de generación hidroeléctrica existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales hidroeléctricas y centrales hidroeléctricas autogeneradoras, las cuales se muestran en la Tabla 4. 8.

Tabla 4. 3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Media (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	Hidroeléctrica de Pasada	2	212.40	212.40	212.40	165.67	971.00
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	1	9.77	9.70	9.70	9.66	75.60
AES Panamá, S.A.	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	3	260.00	260.00	260.00	160.12	577.00
AES Panamá, S.A.	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	2	47.20	46.00	45.52	16.13	249.00
AES Panamá, S.A.	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	2	54.76	54.00	49.90	17.63	304.00
AES Panamá, S.A.	Estí	Hidroeléctrica de Pasada	2	120.00	120.00	120.00	112.67	620.00
Alternegy, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	2	37.60	33.84	33.82	30.62	168.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	2	62.78	60.89	60.51	50.09	273.15
Bontex, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica de Pasada	2	25.60	25.47	21.62	23.04	126.55
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	2	19.75	19.75	19.75	3.92	101.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	2	19.47	18.62	18.62	3.17	47.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.97	0.79	0.40	nd	8.78
Electrogeneradora del Istmo, S.A.	Mendre II	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.12	7.80	7.80	1.56	38.62
Electron Investment	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	3	53.75	53.72	44.77	32.38	273.30
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.14	5.14	4.50	0.51	20.01
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba 2	Hidroeléctrica de Pasada	3	6.33	6.33	5.42	1.36	28.96
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	3	300.00	300.00	296.00	289.49	1600.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	Hidroeléctrica de Pasada	2	9.86	9.86	9.86	2.41	48.25
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	3	3.13	3.12	3.12	1.10	16.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	3	8.20	7.20	6.60	3.00	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2	2.40	2.40	1.45	0.80	11.10
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.90	27.60	26.68	8.66	127.48
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.90	27.68	27.40	8.66	127.48
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	1	2.10	2.05	2.05	2.10	18.40
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	2	15.50	15.44	15.44	3.06	60.70
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	Hidroeléctrica de Pasada	2	26.80	26.77	20.09	11.57	116.08
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1	1.88	1.83	1.37	nd	15.00
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	Hidroeléctrica de Pasada	2	21.00	19.90	19.90	2.04	94.40
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica de Pasada	2	13.49	12.52	12.52	0.38	55.15
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.25	5.25	5.25	0.90	20.20
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	2	14.30	12.00	11.69	3.37	64.00
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.40	8.23	8.03	1.31	40.30
Hidroecológica del Teribe, S.A.	Bonyic	Hidroeléctrica de Pasada	3	31.31	30.00	30.00	22.22	156.00
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	Hidroeléctrica de Pasada	1	6.33	6.30	5.20	2.42	33.10
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.70	8.26	6.57	1.33	40.48
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	3	6.71	6.71	6.17	1.50	32.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	3	75.00	72.84	52.38	22.14	291.16
Ideal Panamá, S.A.	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	2	56.80	56.80	54.36	20.07	263.90
Ideal Panamá, S.A.	Baitún	Hidroeléctrica de Pasada	2	85.90	85.90	35.30	31.09	406.40
Ideal Panamá, S.A.	Bajo de Mina G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.60	0.60	0.59	nd	nd
Ideal Panamá, S.A.	Baitún G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	1.73	1.70	1.70	nd	nd
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	2	11.00	10.00	9.99	2.49	65.00
Las Perlas Norte, S.A.	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	10.00	9.01	2.46	65.70
Las Perlas Sur, S.A.	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	10.00	9.99	2.46	65.70
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	2	6.16	6.10	6.07	3.08	37.00
Salto de Francoli S.A.	Los Planetas I	Hidroeléctrica de Pasada	3	4.82	4.20	3.74	1.10	24.65
Salto de Francoli S.A.	Los Planetas 2	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.89	7.38	7.38	3.35	45.00
Totales				1755.69	1733.09	1620.63	1083.10	7855.46

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).



Generación Termoeléctrica

La matriz energética hasta mayo del 2019 es complementada con plantas termoeléctricas que brindan energía estable y seguridad al suministro eléctrico del país, con un aporte de 20% de la generación de energía eléctrica en el año 2018.

El 77.1% de la capacidad instalada de generación termoeléctrica está ubicada en la provincia de Colón y el 22.9% faltante se ubica en las provincias de Panamá y Panamá Oeste.

En abril de 2018 se incorporó al Sistema de Generación Panameño el Proyecto Costa Norte, con una capacidad instalada de 381MW, añadiendo la participación del componente de generación con gas natural en lugar de otros combustibles fósiles.

En la Tabla 4. 4 se muestran las principales características de las plantas termoeléctricas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas. Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas,

existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 4. 8.

En relación con el plantel de generación termoeléctrica presentada en el Plan Indicativo de Generación 2018-2032, se retiraron las centrales El Giral, El Giral II con 50.16 MW de capacidad instalada, Miraflores G2, Miraflores G8 y los Motores de Media Velocidad de Cerro Azul MT PM1360 con una capacidad instalada retirada de estas (3) ultimas de 32.72 MW.

De acuerdo con la nota BLM-CME-005-2019, la empresa Bahía Las Minas Corp. contempla para el 31 de diciembre de 2019 el retiro de las unidades BLM G8, J. Brown G5 y G6, turbinas de gas que operaban con Diésel. En la Tabla 4. 5 se observa el programa del retiro del sistema plantas termoeléctricas de manera más detallada.

Tabla 4. 4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Media (MW)	Potencia Firme (MW)
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	72.00	71.20	60.88	63.27
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	87.00	83.50	74.04	61.16
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.81	38.95	38.77	35.53
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.81	38.95	37.45	34.32
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	18.00	17.55	14.79	13.55
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	32.42	26.95	21.75
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	32.42	29.25	23.61
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34.00	33.40	32.84	26.50
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM2)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	15.11	6.88
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM3)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	26.96	12.27
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM4)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	30.65	13.95
Bahía Las Minas Corp.	BLM9 Carbón	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	56.14	38.18	22.06	10.04
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT XQC1600	Motor de Media Velocidad	15	Diesel (No. 2 fuel oil)	27.00	26.52	21.28	25.38
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TG 1	Turbina de Gas Aeroderivada	1	Gas Natural	77.31	77.31	77.31	77.31
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TG 3	Turbina de Gas Aeroderivada	1	Gas Natural	77.31	77.31	77.31	77.31
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TG 4	Turbina de Gas Aeroderivada	1	Gas Natural	77.31	77.31	77.31	77.31
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte TV	Turbina de Vapor	1	Vapor	149.07	149.07	149.07	149.07
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	48.30	48.30	46.02
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	48.30	47.84	45.58
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	47.90	43.32	41.28
Jinro Corporation	Jinro Power	Motor de Media Velocidad	34	Bunker C (No. 6 fuel oil)	57.83	54.88	53.97	52.97
Kanan Overseas 1, INC.	Barcaza La Esperanza	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	129.36	129.36	129.36	88.50
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	6	Bunker C (No. 6 fuel oil)	99.60	96.00	94.07	88.87
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	49.80	48.00	45.73	43.20
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55.34	53.52	35.54	50.41
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	Motor de Media Velocidad	3	Gas Metano (Lixiviado de residuos sólidos urbanos)	8.15	3.75	3.75	3.29
Mínera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	153.00**	137.00**	137.00**	0.00
Totales					1482.85	1434.11	1313.91	1189.33

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Tabla 4. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas

	Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Retiro
1	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34.00	31 de Diciembre de 2018
2	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	31 de Diciembre de 2018
3	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	31 de Diciembre de 2018
				Totales		100.00	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019)

Generación Renovable

De manera tradicional, en Panamá la mayor parte de la de energía eléctrica se genera a partir de las centrales hidroeléctricas y de las centrales termoeléctricas. Esto debido a la necesidad de mantener un sistema estable y brindar confiabilidad en el suministro eléctrico.

En los últimos años, la matriz energética de Panamá se ha diversificado con la implementación de tecnologías renovables no convencionales como lo es la energía solar y la energía eólica gracias a la disminución notable de los precios de estas tecnologías.

Esto es parte de las políticas asumidas como país en respuesta del crecimiento de la demanda, la descarbonización y el cambio climático que puede observarse en los aumentos de temperatura y en sequías más extensas.

Como primer paso, a finales del año 2013 la empresa UEP Penonomé I, S.A., instala la primera planta de generación eólica en Panamá,

específicamente en la provincia de Coclé, con un total de 55 MW.

UEP Penonomé II, S.A., compañía subsidiaria de Interenergy Holding, con una inversión de 430 millones de dólares, inauguró en abril de 2016 en la provincia de Penonomé el Parque Eólico Penonomé (Laudato Si), nombre inspirado en la encíclica del papa Francisco) de 215 MW, el más grande de Centroamérica y el Caribe, con 86 aerogeneradores. En la Tabla 4. 6 se muestran los parques eólicos existentes.

De igual forma, el desarrollo de la generación proveniente de energía solar ha recibido un auge considerable durante los últimos años en el sector eléctrico de Panamá, con Plantas Fotovoltaicas como Pocrí de 16MW, y las plantas propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A. (Estrella Solar, Milton Solar, Sol de David). En la

Tabla 4. 7 se muestran las plantas solares existentes en el plantel de generación.

Tabla 4. 6: Sistema de Generación Eólica Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres	Aerogeneradores de Eje Horizontal	22.00	55.00	135.00
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa I	Aerogeneradores de Eje Horizontal	21.00	52.50	147.75
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	Aerogeneradores de Eje Horizontal	7.00	17.50	47.25
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas	Aerogeneradores de Eje Horizontal	13.00	32.50	87.75
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	25.00	62.50	168.75
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	20.00	50.00	135.00
			Σ	270	721.50

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).



Tabla 4. 7: Sistema de Generación Solar Fotovoltaica Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Sarigua	Solar Fotovoltaica	2	2.40	2.40	4.35
Enel Green Power Panamá, S.A.	Fotovoltaica Chiriquí	Solar Fotovoltaica	7	9.87	9.80	19.17
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	Solar Fotovoltaica	8	9.90	8.16	16.30
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix	Solar Fotovoltaica	1	2.00	2.00	3.26
Hidroibérica, S.A.	El Fraile Solar	Solar Fotovoltaica	1	0.48	0.48	0.83
Azucarera Nacional	Cocle Solar	Solar Fotovoltaica	1	0.96	0.96	1.63
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	1	4.80	1.92	1.63
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Central Fotovoltaica Bugaba	Solar Fotovoltaica	1	2.40	2.40	3.41
Solar Cocle Venture, S. de R.L.	Miraflores Cocle	Solar Fotovoltaica	1	8.99	8.75	20.15
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	Miraflores Los Angeles	Solar Fotovoltaica	1	9.52	9.31	17.82
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	Miraflores París	Solar Fotovoltaica	1	8.99	8.75	18.67
Sol Real Uno, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Generadora Solar Caldera	Solar Fotovoltaica	1	5.28	5.28	7.81
Sol Real Istmo, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Sol de David	Solar Fotovoltaica	1	7.92	7.92	12.20
Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Vista Alegre	Solar Fotovoltaica	1	8.22	8.22	13.29
Llano Sánchez Solar Powe One, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Milton Solar	Solar Fotovoltaica	1	10.26	10.26	16.62
Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Sol Real	Solar Fotovoltaica	1	10.78	10.78	17.43
PSZ1, S.A.	El Espinal	Solar Fotovoltaica	1	9.26	8.48	15.02
Panamasolar2, S.A.	Pocri	Solar Fotovoltaica	1	16.00	15.93	32.96
Sol Real Uno, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	Solar Fotovoltaica	1	4.79	4.79	7.74
Tecnisol I, S.A.	IKAKO	Solar Fotovoltaica	1	10.00	10.00	14.44
Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	Solar Fotovoltaica	1	10.00	10.00	14.44
Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	Solar Fotovoltaica	1	10.00	10.00	14.44
Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	Solar Fotovoltaica	1	10.00	10.00	14.44
Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	Solar Fotovoltaica	1	0.96	0.96	1.66
Totales				173.78	167.55	289.70

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, existen plantas fotovoltaicas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 4. 8.

Pequeñas Centrales y Autogeneradores

Un Autogenerador es la persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a otros Agentes del Mercado. Existen pequeñas centrales generadoras de capacidades menores que están conectadas a la red de distribución o que mantienen un contrato con las mismas. Estas se muestran a continuación en la Tabla 4. 8.

Tabla 4. 8: Pequeñas Centrales y Autogeneradores

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)
Arkapol, S.A.	Arkapol	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.68
Café de Eleta, S.A.	Candela G1	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.54
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	2	0.73
Empresas Melo, S.A.	Río Indio	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.34
Empresas Melo, S.A.	El Sol	Motor de Media Velocidad	1	0.4
Empresas Melo, S.A.	La Mesa Fase 1	Solar Fotovoltaica	1	1
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	Solar Fotovoltaica	1	0.1
Hidro Panamá, S.A.	Antón 1	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.5
Hidro Panamá, S.A.	Antón 2	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.5
Hidro Panamá, S.A.	Antón 3	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.5
Totales				8.29

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Autoridad del Canal de Panamá

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) como el autogenerador más grande del Sistema Interconectado Nacional, cuenta con una capacidad instalada de 213.012 MW, de estos 60MW corresponden a centrales hidroeléctricas con un 28.17% de aporte y 153.012 MW a centrales termoeléctricas con un 71.83% del 100% de la capacidad instalada. En comparación con el año pasado; se retiró de servicio la unidad 2 de Miraflores de 10 MW de acuerdo a la nota EAE-2018-105 del 13 de julio de 2018. El objetivo principal de la ACP es mantener el funcionamiento constante del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia. Se observa de manera más detallada en la Tabla 4. 9.

Tabla 4. 9: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá

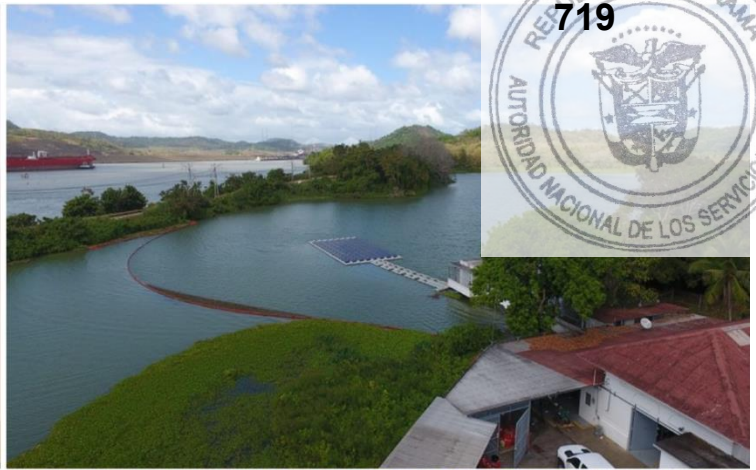
Nombre	Unidad	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Efectiva (MW)	Capacidad Instalada (MW)
Miraflores	5	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	17.73	18
Miraflores	6	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	17.23	17.8
Miraflores	7	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	17.23	17.8
Miraflores	8	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	17.23	17.8
Miraflores	9	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.34	39.336
Miraflores	11	Turbo Compound System	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.34	1.47
Miraflores	10	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.34	39.336
Miraflores	12	Turbo Compound System	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.34	1.47
Gatún	1	Hidroeléctrica	Agua	3	3
Gatún	2	Hidroeléctrica	Agua	3	3
Gatún	3	Hidroeléctrica	Agua	3	3
Gatún	4	Hidroeléctrica	Agua	5	5
Gatún	5	Hidroeléctrica	Agua	5	5
Gatún	6	Hidroeléctrica	Agua	5	5
Madden	1	Hidroeléctrica	Agua	12	12
Madden	2	Hidroeléctrica	Agua	12	12
Madden	3	Hidroeléctrica	Agua	12	12
			Total		213.012
		Totales	%		
Hidroeléctrica		60	28.17		
Termoeléctrica		153.01	71.83		

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019)



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 5

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 5

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA

El potencial de las energías renovables en Panamá es abundante y diverso, e incluye recursos tales como energía hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, marina y biomasa.

Las políticas energéticas implementadas durante los últimos años, tienen como objetivo principal diversificar en el corto y mediano plazo la matriz energética vigente, de modo que el país esté debidamente preparado ante cambios en el ámbito nacional (sequías muy prolongadas) o cambios que puedan ocurrir en el plano internacional (alza en los precios de los combustibles fósiles).

Al diversificar la matriz energética se busca lograr garantizar el suministro de electricidad en el país, sin tener que forzar a tomar medidas de ahorro para evitar apagones, como sucedió en años anteriores.

Frente a estos aspectos, se ha planteado desde algunos sectores que las fuentes renovables pueden considerarse como la solución al abastecimiento energético. Pero es necesario medir el impacto de estas nuevas fuentes renovables y valorar los costos que implica la utilización de cada una de estas en el sistema.

Potencial Energético

Potencial Eólico

La Secretaría Nacional de Energía de Panamá, ha tomado la iniciativa de propiciar e incentivar la inversión basada en energía eólica mediante la Ley 44 del 5 de abril del 2011, por la cual se establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con

un potencial eólico en desarrollo de más 970 MW, siendo la provincia de Coclé dominante en este aspecto con el 49% del potencial eólico identificado; en segundo lugar, está la provincia de Veraguas con el 46.9%; el restante 4.1% corresponde al potencial ubicado en la provincia de Colón. En la actualidad se cuenta con 12 proyectos identificados de los cuales se han otorgado 6 licencias para la construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 5. 1).

Tabla 5. 1: Licencias Definitivas para Generación Eólica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
1	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré	Coclé	110.00	Diseño Final - IFase 66 MW
2	Parque Eólico Toabré, S.A.	Antón	Coclé	105.00	Diseño Final
3	Helium Energy Panamá, S.A.	Viento Sur	Veraguas	150.00	Diseño Final
4	Helium Energy Panamá, S.A.	Escudero	Veraguas	116.00	Diseño Final
5	UEP Penonomé III, S.A.	Portobelo Etapa 2	Coclé	17.25	Diseño Final
6	UEP Penonomé III, S.A.	Nuevo Chagres Etapa 2	Coclé	52.50	Diseño Final
Totales				550.75	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

De igual manera se tienen 6 trámites de licencias para la explotación de la energía eólica. Un total de 8 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 5. 2)

Tabla 5. 2: Licencias Provisionales para Generación Eólica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW
1	Hidroibérica S.A.	Caimitillo	Coclé	0.68
2	Eolica Energy, S.A.	La Vikinga I	Veraguas	81.00
3	Suburbia Panamá	La Vikinga II	Veraguas	108.00
4	Innovent Central América, S.A.	Las Honduras	Coclé	134.00
5	Innovent Central América, S.A.	Altiplano	Coclé	56.40
6	Clean Green Energy, S.A.	Viento Norte	Colón	40.00
Totales				420.08

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

A finales del año 2018, los aportes de energía eólica proporcionados por el Parque Nuevo Chagres I, propiedad de la empresa UEP Penonomé 1, S.A., que cuenta con 55 MW fueron de 94.18 GWh.

De igual forma, la empresa UEP Penonomé II, S.A. con su parque de generación Penonomé (Laudato Si) genero un aporte total a diciembre de 2018 de 493.69 GWh, siendo este mes en el cual se reportó los mayores aportes.

No obstante que el potencial utilizable es muy atractivo, la discontinuidad característica del viento, imposibilita extender su contribución al sistema sin adicionar respaldos significativos en el sistema.

Países con mayor experiencia en estas fuentes recomiendan desarrollar en forma escalonada la penetración eólica, para controlar y compensar los efectos secundarios que provoca en el sistema.

Potencial Solar

Ambas tecnologías, la fotovoltaica y la de concentración solar, han evolucionado rápidamente en los últimos años. Sin embargo, la tecnología fotovoltaica, única desarrollada hasta el momento en Panamá, ha experimentado un gran desarrollo y ha bajado significativamente su costo de fabricación.

Esta situación, aunada con el aumento general del costo de las otras tecnologías y sus crecientes complicaciones socio ambientales, hacen que la generación fotovoltaica sea competitiva con las tecnologías convencionales.

De igual forma que las fuentes eólicas en Panamá, ha incentivado la explotación de parques solares mediante la aprobación de leyes y normas que rigen este tipo de tecnología. Según datos de la ASEP, el país cuenta con un potencial fotovoltaico en desarrollo de 500MW, de igual forma la provincia de Coclé lidera en el potencial fotovoltaico identificado, 43.33% con respecto al potencial nacional en desarrollo.

En la actualidad se cuenta con 26 proyectos identificados, de los cuales se han otorgado 15 licencias para la construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 5. 3)

Tabla 5. 3: Licencias Definitivas Fotovoltáicas

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
1	Llano Sánchez Solar Power, S.A.	Don Félix (fase II)	Coclé	7.99	(Fase I construida 2 MW, Fase II Pendiente de inicio de Construcción)
2	Green Electric, S.A.	La Mata	Veraguas	10.00	Diseño Fase I (2MW) Fase II (3MW) Fase 3 (5MW)
3	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	Coclé	9.95	Diseño Final
4	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar	Coclé	9.90	Construcción
5	Avanzalia Panamá, S.A.	Penonomé	Coclé	120.00	Construcción
6	Jagüito Solar 10 MW	Jagüito Solar	Coclé	9.99	Diseño Final
7	Solpac Investment, S.A.	Pacora II	Panamá	3.00	Construcción
8	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Coclé	9.00	Construcción Fase 5 (0.96 MW)
9	Bajo Frío PV, S.A.	Bajo Frío	Panamá	5.07	Diseño Final
10	Daconan Star Solar, S.A.	Daconan Solar	Veraguas	0.24	Construcción
11	Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 1	Veraguas	4.98	Diseño Final
12	Generadora de Energía Renovable, S.A.	La Victoria	Herrera	9.97	Diseño Final
13	Photovoltaics Investment, Corp.	Ecosolar	Chiriquí	10.00	Diseño Final
14	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar 20 MW	Chiriquí	19.99	Diseño Final
15	Celsolar, S.A.	Prudencia	Chiriquí	9.69	Diseño Final
Totales				239.77	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

De igual manera se tienen 11 Licencias Provisionales para la explotación de la energía fotovoltaica. Un total de 26 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 5. 4)



Tabla 5. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW
1	Fotovoltaica Sajalices, S.A.	Camarones	Panamá Oeste	100.00
2	Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 2	Veraguas	9.90
3	Luz Energy International Corp.	Agua Fria	Coclé	10.00
4	Energy Green Corporation, S.A	Las Lajas	Coclé	30.00
5	AES Panamá S.R.L	Estí Solar	Chiriquí	9.90
6	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	Chiriquí	25.90
7	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Baco Solar	Chiriquí	25.90
8	Solar Green, S.A.	El Coco	Coclé	10.00
9	Electricidad Solar S.A.	Mendoza Solar	Panamá Oeste	3.00
10	AES Panamá S.R.L	Pesé Solar	Herrera	15.96
11	Generación Solar de Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	Chiriquí	20.00
		Totales		260.56

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

La totalidad de los proyectos con licencias provisionales suman 260.56 MW, siendo la provincia de Panamá Oeste la que cuenta con el mayor potencial de energía solar, con 2 proyectos identificados sumando 103 MW.

En mayo de 2015 inició pruebas la central Fotovoltaica San Juan

(Chiriquí) con 10 MW, propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A., que aportó al Sistema Interconectado 9 GWh a diciembre de 2015. Por otro lado, la planta fotovoltaica Divisa Solar de la misma capacidad, propiedad de Divisa Solar 10 MW, S.A. inició sus pruebas en agosto de 2015 y al cierre de 2015 entregó al sistema 4.8 GWh.

Potencial Hidroeléctrico

Siendo una tecnología con tantos años de desarrollo, no se vislumbran en el futuro grandes cambios tecnológicos que permitan explotar de manera sostenible proyectos que no se pueden desarrollar hoy en día.

Si a esto se le suma la creciente oposición de parte de grupos comunitarios, pueblos originarios y campesinos, hace que las complicaciones socio ambientales a nuevos desarrollos hidroeléctricos

limite significativamente las opciones realizables.

Sin duda el potencial hidroeléctrico es el mayor recurso con que cuenta el país. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con 20 concesiones otorgadas (Ver Tabla 5. 5) y 14 en trámite (Ver Tabla 5. 6), de los cuales suman 442.01 MW y 102.99 MW, respectivamente. Además, se tienen 1755.69 MW instalados.



Tabla 5. 5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW	Estatus
1	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Barriles	Chiriquí	1.00	Diseño Final
2	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II	Changuinola	Bocas del Toro	223.88	Diseño Final
3	Hidro Burica, S.A.	Burica	Chiriquí Viejo	Chiriquí	63.00	En Construcción
4	Café de Eleta, S.A.	Candela 2	Candela	Chiriquí	0.60	Diseño Final
5	Natural Power and Resources, S.A.	Cañazas	Cañazas, Afluente del Río San Pablo	Veraguas	5.94	Diseño Final
6	Navitas International, S.A.	Chuspa	Piedra, Chuspa y Quebrada Sin Nombre	Chiriquí	10.00	En Construcción
7	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Colorado	Chiriquí	5.14	Diseño Final
8	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Cotito	Chiriquí	2.00	Diseño Final
9	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	Los Valles	Chiriquí	10.00	En Construcción
10	Darrin Bussiness, S.A.	India vieja	Los Valles	Chiriquí	2.00	En Construcción
11	Hidronorth Corp.	La Huaca	Chico y Quebrada da LaSoñadora	Veraguas	4.97	En Construcción
12	Hidroeléctrica LosEstrechos,S.A.	Los Estrechos	Cobre	Veraguas	9.50	Diseño Final
13	Aht,S.A.	Los Trancos	Quebrada Los Trancos, Afluente del Río Santa María	Veraguas	0.80	Diseño Final
14	Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Grande	Coclé	6.50	Diseño Final
15	Electron Investment, S.A.	Pando	Chiriquí Viejo	Chiriquí	32.60	En Construcción
16	Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.9	Río Piedra	Río Piedras	Colón	9.00	Adecuación del EsIA
17	Hidroecológica San Andrés, S.A.,	San Andrés II	Gariché	Chiriquí	9.90	Diseño Final
18	Corporación de Energía delstmo Ltda.S.A.	San Bartolo	San Pablo	Veraguas	15.08	Construcción Suspendida
19	Panama HydroelectricalDevelopment Co. S.A.	Santa María 82	Santa María	Veraguas	25.60	Diseño Final
20	Hidroeléctrica Tizingal, S.A.	Terra 4- Tizingal	Chiriquí Viejo	Chiriquí	4.50	Diseño Final
Totales					442.01	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

Tabla 5. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW
1	Argenta Resources, S.A.	Caña Blanca	Gualaca y Quebrada Los Angeles	Chiriquí	7.85
2	Aguas Puras de Mantial S.A.	Aqua Clara	Río San Juan	Veraguas	2.44
3	Mifla 52, Inc.	Cerro Gordo	Santa María	Veraguas	39.10
4	Genesis Hydro Power, S.A.	Cerro Grande	Caldera	Chiriquí	4.00
5	Porto Power Inc., S.A.	Chiriquí	Chiriquí	Chiriquí	7.92
6	Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	Río Grande.	Coclé	2.95
7	Empresa Nacional de Energía, S.A.	El Recodo	Fonseca	Chiriquí	9.94
8	Hidro Gariché, S.A.	Gariché	Gariché	Chiriquí	6.47
9	Hidroeléctrica Santo Domingo, S.A.	Gariché 2 - 3	Gariché	Chiriquí	9.60
10	AHB, S.A.	Guayabito	Guayabito	Veraguas	0.90
11	Empresa Nacional de Energía, S.A.	La Herradura	Escarrea	Chiriquí	2.50
12	Fuerza Hidráulica del Caribe S.A.	Potrerrillos	Segundo Brazo y Tercer Brazo del Río Cochea	Chiriquí	4.17
13	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	Río Piedra	Chiriquí	4.15
14	Hidrogenaciones Terra, S.A.	Terra 5	Chiriquí Viejo	Chiriquí	1.00
Totales					102.99

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

Para el Plan de Expansión del Sistema de Generación, se deben considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y promuevan el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

La última re-evaluación realizada por ETESA, indica el potencial resultante

de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo.

En cuanto a la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos, podemos indicar que el listado o catálogo de estudios hidroeléctricos cuenta con un potencial hídrico disponible inventariado aproximadamente de 2000 MW. En el Anexo 9 se puede ver la topología de estos proyectos.

Potencial Termoeléctrico

Turba

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito importante de turba de buena calidad y potencial (Juncia-hierba-helecho-pastos, especies del tipo sagitaria y otras, bosque pantanoso, ninfeácea sagitaria, rizóforo, en transición), cerca de Changuinola, provincia de Bocas del Toro en el noroeste de la República de Panamá.

El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km² con un espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y

composición, se estimó la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118.0 millones de toneladas métricas (con un contenido de humedad de 35%). Esta cantidad de turba es considerable, comparada con niveles mundiales.

Es suficiente para abastecer de combustible a una planta de energía de 30 MW por un período de más de 30 años. En la

Tabla 5. 7 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material.

Tabla 5. 7: Resultados de los Ensayos de la Turba

Características	
Contenido de fibra	26% de fibra, 58% hémico, 16% sáprico (región central)
Carbón fijo	34% (promedio del peso seco)
Materia volátil	62% (promedio del peso seco)
Ceniza	4% (promedio del peso seco)
Materia orgánica	96% (promedio del peso seco)
Humedad	85% a 95% (variación aproximada)
Valor calorífico	10,000 Btu/lb(promedio en seco) / 8,824 a 11,310 Btu/lb variación
PH	3.5 a 4.8 (variación aproximada)
Densidad del Total	0.1g/cm ³ (aprox.)
Contenido de madera	Despreciable
Absorbencia	De 1400% a 2400% (aprox.)
Temperatura de fusión de la Ceniza	2270 °F T en condiciones reductoras
	2310 °F T en condiciones de oxidación
	2640 °F fluido condiciones reductoras
	2670 °F condiciones de oxidación

Referencia: (IRHE, 1985).



Combustibles Fósiles

Panamá tiene la gran desventaja de no contar con combustibles fósiles. Debido a esto, se tiene una alta dependencia de la volatilidad y variaciones drásticas de los precios de los combustibles.

Esta situación ha impulsado a los estamentos del sector energético a promover políticas para incentivar la explotación del potencial renovable con que cuenta el país, sin embargo,

por cuestiones de seguridad del sistema siempre es necesario mantener plantas termoeléctricas que brindan el respaldo a este tipo de fuentes.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se tienen 2 licencias definitivas para Generación Termoeléctrica y 1 licencia provisionales para Generación Termoeléctrica.

Tabla 5. 8: Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Tipos de Combustible	Estatus
1	Panamá NG Power, S.A.	Tellers	Colón	670.00	Gas Natural, Diesel	Diseño Final
2	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co.	Gas to Power Panamá (GTPP)	Colón	441.00	Gas Natural, Diesel	Construcción
Totales				1111.00		

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

Tabla 5. 9: Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Tipos de Combustible
1	Energyst Rental Solutions Corp.	El Sánchez	Coclé	99.27	Diesel Liviano, Gas Natural
Totales				99.27	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2019).

Sistema de Generación Futura

Proyectos Eólicos

Aunque Panamá apenas ha empezado a incursionar en el área de las energías renovables, avanza apresuradamente, lo que se evidencia en el interés mostrado por parte de inversionistas, que ha venido en aumento en cuanto al desarrollo de la energía eólica.

En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de

proyectos eólicos, alcanzando una capacidad adicional de generación de 960 MW, proyectos que se optimizarán de acuerdo a la metodología para la obtención de un Plan de Expansión de mínimo costo. A continuación, en la Tabla 5. 10 se muestran las principales características de estos proyectos.

Tabla 5. 10: Proyectos Eólicos Considerados

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
UEP Penonomé III, S. A.	Penonome III	69.00	203.30	131.74	1610.14	25.00
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00	143.28	38.25	2305.88	20.00
	Eólico Zona Coclé 01	22.00	76.74	38.25	2305.88	20.00
	Eólico Zona Coclé 02	105.00	294.34	38.25	2305.88	20.00
	Eólico Zona Coclé 03	74.00	207.44	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Panamá 01	32.00	89.70	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Panamá 02	136.00	381.24	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Veraguas 01	104.40	257.19	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Chiriquí 01	19.80	63.77	38.25	2244.00	25.00
	Eólico Zona Veraguas 02	111.60	168.62	70.00	2020.00	25.00
	Eólico Zona Veraguas 03	115.20	235.20	70.00	1850.00	25.00
	Eólico Zona Coclé 04	80.00	309.00	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Chiriquí 02	25.00	48.73	14.58	2000.00	20.00
	Eólico Zona Veraguas 04	108.00	387.89	38.25	1428.00	25.00
	Eólico Zona Coclé 05	22.00	76.74	38.25	1428.00	25.00
	Totales		960.00	2478.55		

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos eólicos existentes y futuros en Panamá.

Referencia: (ETESA).

Proyectos Fotovoltaicos

Los inversionistas han mostrado su interés creciente en este tipo de tecnología debido a los cambios realizados a las reglas del mercado eléctrico, y al hecho que el costo de fabricación ha bajado significativamente en los últimos años, hecho que se observa en la gran cantidad de proyectos con licencia definitiva o provisional

otorgada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de proyectos fotovoltaicos, con una posible expansión de 877.06 MW adicionales de energía proveniente de fuente solar. En la Tabla 5. 11 se presenta un listado de estos proyectos considerados.

Tabla 5. 11: Proyectos Solares Considerados

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00	3.33	10.71	1402.50	30.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00	5.00	10.71	1402.50	30.00
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00	8.34	10.71	1402.50	30.00
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	16.30	30.00	1840.00	30.00
	Solar Zona Herrera 01	8.00	13.38	11.20	800.00	30.00
	Solar Zona Coclé 02	40.00	64.00	11.20	1000.00	30.00
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99	13.04	30.00	1840.00	30.00
	Solar Zona Coclé 04	9.00	15.27	252.50	1515.00	25.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	13.19	10.71	1402.50	30.00
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90	19.33	17.60	1262.63	25.00
	Solar Zona Panamá Oeste 01	10.00	17.20	10.71	1402.50	30.00
Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00	17.00	8.00	1390.00	30.00
	Solar Zona Chiriquí 02	30.00	52.36	10.71	1402.50	30.00
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95	15.50	64.86	534.67	40.00
	Solar Zona Chiriquí 03	10.00	17.67	10.71	1402.50	30.00
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	5.00	16.25	1125.00	25.00
	Solar Zona Panamá 02	4.00	6.60	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 09	5.00	8.40	11.20	770.00	30.00
	Solar Zona Coclé 10	10.00	20.21	19.40	1252.40	25.00
	Solar Zona Chiriquí 08	19.89	41.86	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 09	19.89	41.86	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 10	19.89	41.86	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 11	19.89	38.86	10.71	1402.50	30.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	123.33	80.00	3000.00	40.00
	Solar Zona Chiriquí 12	10.00	17.00	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Panamá 03	10.00	16.60	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 12	9.99	16.21	11.20	800.00	30.00
	Solar Zona Coclé 13	9.90	18.51	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 13	19.80	37.02	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 14	9.90	22.19	30.00	2000.00	30.00
	Solar Zona Chiriquí 15	19.80	40.91	10.71	1402.50	30.00
SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80	44.39	30.00	2000.00	30.00
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99	32.10	60.00	1820.00	30.00
	Solar Zona Coclé 14	10.00	22.95	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 15	10.00	22.95	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 16	20.00	45.90	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 17	9.95	21.90	18.18	1534.55	25.00
	Solar Zona Panamá Oeste 02	20.00	35.00	20.20	1515.00	25.00
	Solar Zona Coclé 19	9.95	21.90	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 20	9.96	15.17	18.18	1535.20	25.00
	Solar Zona Coclé 21	9.95	21.90	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 22	9.95	21.90	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 23	5.00	8.19	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 24	10.00	20.21	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Coclé 25	30.00	66.63	10.71	1402.50	30.00
	Solar Zona Chiriquí 21	17.30	30.30	10.71	1402.50	30.00
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58	17.09	11.00	950.00	25.00
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	41.80	78.00	1820.00	30.00
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90	41.80	78.00	1820.00	30.00
	Solar Zona Chiriquí 20	71.00	114.95	10.71	1402.50	30.00
Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00	16.95	10.71	1402.50	30.00
Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95	N/D	10.71	1402.50	30.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	123.33	80.00	3000.00	40.00
	Solar Zona Panamá Oeste 03	20.00	31.30	60.00	1820.00	30.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16	13.19	10.71	1402.50	30.00
	Totales	877.06	1619.10			

Referencia: (ETESA).


Turba

Al no existir al presente, ningún proyecto vigente con la disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto y basado en los criterios establecidos por la SNE a través de la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018, se omite la inserción de este recurso como fuente de generación eléctrica a considerarse en este estudio.

Otros Proyectos de Generación

Proyectos de generación comercial y tecnológicamente maduros como la nuclear, solar por concentración solar y geotérmica han sido implementados en diferentes partes del mundo; sin embargo, debido al alto costo de inversión asociado a la tecnología, riesgos al ambiente y/o bajo potencial de explotación del recurso, dichas tecnologías no son muy llamativas para ser introducidas en el país.

Otros proyectos de generación eléctrica tales como la solar espacial, eólica en altamar, con ejes verticales, con turbinas de viento flotantes, y marina se encuentran en fase experimental y, si bien han pasado las pruebas con resultados muy prometedores, no son viables a nivel comercial. Por consiguiente, transcurrirán varios años antes de que tales tecnologías lleguen a incursionar el mercado eléctrico panameño.

Proyectos Hidroeléctricos

Para la modelación de los proyectos hidroeléctricos candidatos, se toman en cuenta diferentes factores que determinan la inclusión o no en el Plan de Expansión de Generación, basado en el nivel de estudio de reconocimiento, pre-factibilidad, factibilidad, contratación y construcción de los mismos.

Aun cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta ya que no tenían la conducencia de aguas de la ANAM, o porque los promotores no entregaron la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

La Tabla 5. 12 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización en el Plan Indicativo de Generación 2019.

Tabla 5. 12: Proyectos Hidroeléctricos Considerados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	Hidroeléctrica de Pasada	7.78	7.78	0.78	26.80	126.25	3894.60	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Embalse	214.76	210.94	180.89	1008.00	24.48	3838.00	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Pasada	13.70	12.95	12.95	112.00	24.48	3838.00	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	Hidroeléctrica de Pasada	19.44	19.44	6.64	68.00	59.30	3460.19	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	1.00	1.00	8.00	59.30	3434.00	50.00
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	Hidroeléctrica de Pasada	9.89	9.57	2.54	34.06	1370.00	8388.92	50.00
Electron Investment	Pando	Hidroeléctrica de Pasada	37.00	33.30	25.13	170.80	60.00	4133.60	50.00
Empresa Nacional de Energía, S.A	La Herradura	Hidroeléctrica de Pasada	5.48	5.20	1.03	20.70	160.00	3354.12	50.00
Empresa Nacional de Energía, S.A	El Recodo	Hidroeléctrica de Pasada	10.01	10.00	3.25	49.89	121.20	3583.77	50.00
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Hidroeléctrica de Pasada	6.45	6.45	1.94	33.34	75.75	3319.39	50.00
Hidro Burica, S.A.	Burica	Hidroeléctrica de Pasada	65.30	63.00	22.31	280.96	2700.00	3108.88	50.00
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	Hidroeléctrica de Pasada	7.61	7.61	2.25	35.33	141.40	4427.54	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	1.00	0.13	3.73	70.00	3196.66	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Hidroeléctrica de Pasada	5.14	4.74	1.94	30.39	55.25	1776.31	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Hidroeléctrica de Pasada	5.00	5.00	4.00	21.50	55.25	2761.92	50.00
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Hidroeléctrica de Pasada	9.00	9.00	2.70	20.00	55.55	3321.78	50.00
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	Hidroeléctrica de Pasada	4.64	4.64	2.55	33.30	80.00	3876.80	50.00
Hidronorth Corp.	La Huaca	Hidroeléctrica de Pasada	11.62	11.62	0.17	44.40	65.65	3650.60	50.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	Hidroeléctrica de Pasada	1.17	1.11	n/d	9.70	12.80	1668.38	50.00
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	1.28	57.94	31.56	2121.00	50.00
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Hidroeléctrica de Pasada	8.80	8.80	2.30	46.23	75.75	3098.86	50.00
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa María 82	Hidroeléctrica de Pasada	28.35	28.35	8.51	91.97	25.25	3740.74	50.00
		Totales	483.14	471.503	284.28	2207.042			

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos Hidroeléctricos existentes y futuros en Panamá.

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Proyectos Termoeléctricos

El catálogo de plantas generadoras termoeléctricas, consideradas para su inclusión en el Plan de Expansión, contempla las centrales más eficientes y atractivas económicamente en el mercado actual, además a los proyectos termoeléctricos en desarrollo con licencia vigente de explotación otorgada por la ASEP, o con contratos de suministro recientemente acordados con las distribuidoras.

La Tabla 5. 13 y Tabla 5. 14 presentan las características generales de los proyectos termoeléctricos candidatos contemplados en este estudio.

Proyectos de Almacenamiento

Proyectos de almacenamiento de energía eléctrica como los descritos en el capítulo 2 no son considerados en el sistema de Panamá, puesto que su desarrollo en la región no ha alcanzado un nivel de maduración adecuado para que sea una tecnología atractiva al mercado.

Para que se considere una nueva tecnología se debe procurar que resulte adecuada técnica y económicamente para prestar un servicio concreto en relación con la cobertura de la demanda eléctrica. Todas las tecnologías son necesarias, ya que se complementan para suministrar de la forma más adecuada posible (en términos de coste y seguridad de suministro) la energía que demandan los consumidores en cada momento.

No obstante, estas tecnologías por encontrarse en las primeras etapas de desarrollo presentan costos elevados de inversión que los hacen poco competitivos en el mercado eléctrico panameño.

Tabla 5. 13: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Identificados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible		Costo Variable O&M (B./ MWh-Año)	Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Util (Años)
Consorcio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	26	46.80	44.33	68.60	gal/MWh	96.88	46.57	747.86	30.00
Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	Ciclo Combinado	Gas Natural	6	458.10	424.70	6.81	MMBTU/MWh	3.80	17.00	1058.72	40.00
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	1	153.00**	137.00**	9.53	MMBTU/MWh	0.00	5.63*	2333.34*	30.00
Tropitermica, S.A.	Tropitermica	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	3	5.10	5.10	66.50	gal/MWh	15.07	46.57	2946.02	25.00
Panamá NG Power, S.A	Telfers	Ciclo Combinado	Gas Natural	3	670.00	656.16	6.21	MMBTU/MWh	2.77	18.79	1205.97	25.00
Los valores de consumo especifico esta basados en el LCV (Lower Calorific Value)					1180.00							
** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN												

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).

Tabla 5. 14: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Genéricos

Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible		Costo Variable O&M (B./ MWh-Año)	Costo Fijo O&M (B./ kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./ kW)	Vida Util (Años)
Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	350.00	297.50	8.956	MMBTU/MWh	40.00	35.00	4500.00	40.00
CC CNL A	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	400.00	400.00	6.150	MMBTU/MWh	3.80	19.02	1313.00	40.00
Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	60.600	gal/MWh	4.70	5.00	1400.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	60.600	gal/MWh	4.70	5.00	1400.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	12.25	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1400.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	12.250	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1400.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	100.00	100.00	10.800	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1200.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	100.00	100.00	10.800	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1200.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	150.00	150.00	10.600	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1000.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	150.00	150.00	10.600	MMBTU/MWh	4.70	5.00	1000.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	250.00	10.560	MMBTU/MWh	4.70	5.00	900.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	250.00	10.560	MMBTU/MWh	4.70	5.00	900.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	250.00	10.560	MMBTU/MWh	4.70	5.00	900.00	30.00

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos termoeléctricos existentes y futuros en Panamá.

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2019).



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 6

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 6

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El Plan Indicativo de Generación tiene como punto de partida la información técnica y económica del parque de generación existente y de los proyectos con mayor potencial para realizarse. Cabe señalar que la decisión de la ampliación de la generación en Panamá, es decisión de la inversión privada. El Estado, a través de la ASEP, otorga las licencias y concesiones a los proyectos de generación. El Gráfico 6. 1 presenta de manera resumida la metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación.

La realización del Plan Indicativo de Generación del Sistema Interconectado Nacional se ejecuta de la siguiente forma:

- *Solicitud de información a los agentes en enero de 2019.*
- *Establecimiento de los criterios de la SNE.*
- *Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancias, etc.).*
- *Definición de los bloques de demanda a partir de la demanda horaria del año 2018 y del histórico.*
- *Preparación de la base de datos.*
- *Definición de escenarios a analizar.*
- *Obtención de planes de mínimo costo.*
- *Estrategias de expansión.*
- *Simulaciones detalladas para validar y ajustar los planes de expansión.*

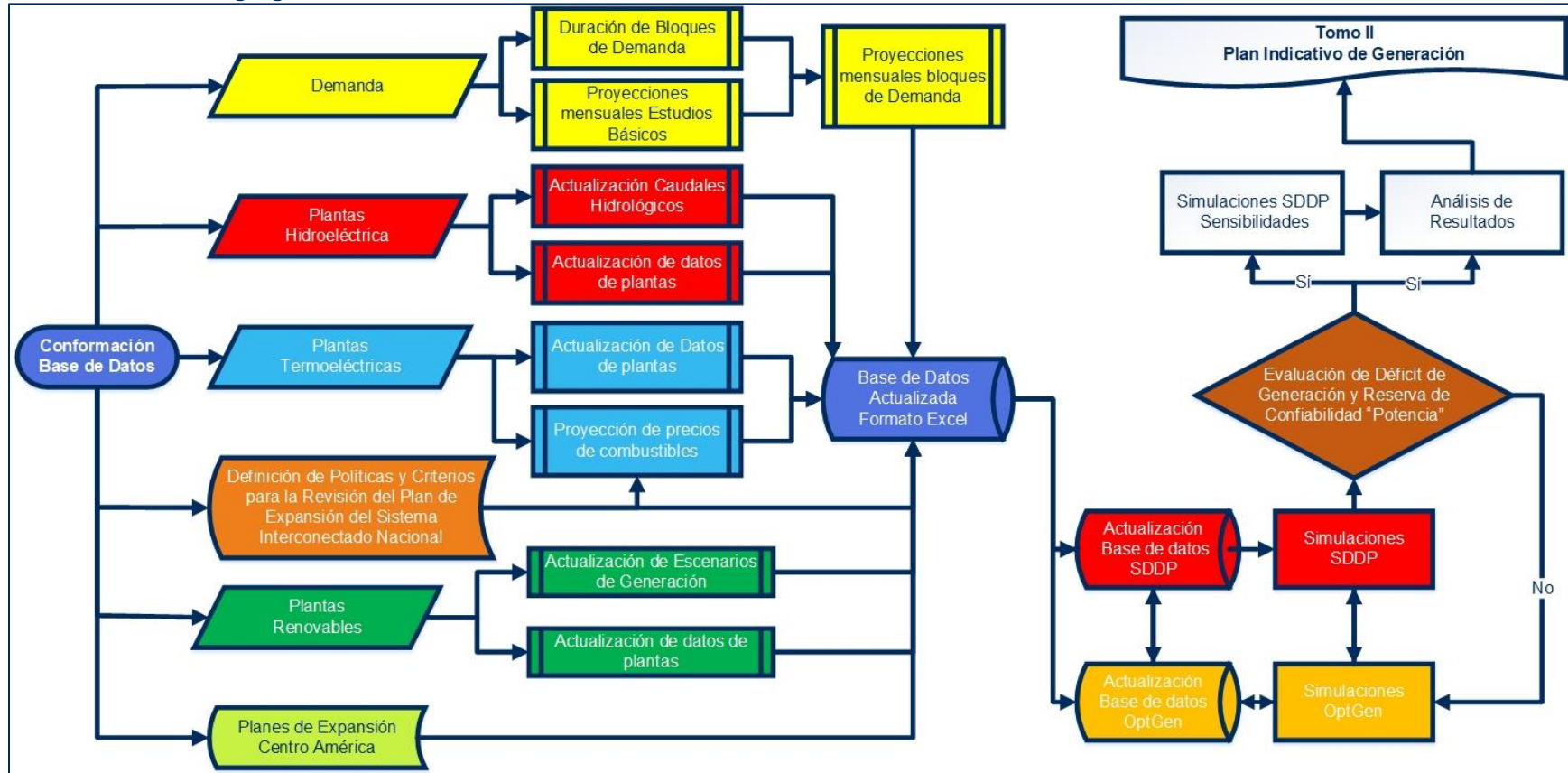
Herramientas de Simulación

OPTGEN-SDDP versión 7.2.17, herramienta computacional de la empresa brasileña PSR para la planificación y optimización de las inversiones en la expansión de la generación e interconexiones de sistemas de energía.

SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 15.1.8. Este programa, también de PSR, utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción que no se utiliza en este trabajo, con excepción de lo relativo a la capacidad máxima de las interconexiones).

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria.

Gráfico 6. 1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación



Referencia: (ETESA)

Plantas Eólicas y Solares

En los estudios las plantas eólicas y solares se modelaron como fuente renovable tanto en el OPTGEN como en el SDDP.

Período de Estudio

Para la definición y optimización de planes con el OPTGEN y el SDDP, el horizonte del estudio se realizó para un lapso de 15 años, 2019-2033, con un año de extensión. El período 2019-2023 es fijo y no está sujeto a optimización.

Hidrología

La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales.

Demanda

Para esta versión del PESIN se obtuvieron los porcentajes de crecimiento por escenarios de demanda siguientes: (Ver Capítulo 3).

Tabla 6. 1: Porcentajes de crecimiento de la demanda por escenario, en distintos años de análisis.

AÑO	Escenario Pesimista		Escenario Moderado		Escenario Optimista	
	Generación	Potencia	Generación	Potencia	Generación	Potencia
	$\Delta\%GWh$	$\Delta\%MW$	$\Delta\%GWh$	$\Delta\%MW$	$\Delta\%GWh$	$\Delta\%MW$
2019-2022	2.19%	2.83%	3.31%	3.45%	3.53%	4.16%
2023-2033	2.41%	2.04%	3.67%	2.38%	5.36%	4.98%
2019-2033	2.35%	2.25%	3.57%	2.66%	4.87%	4.76%

Referencia: (ETESA, 2019)

Bloques de Demanda

Los bloques de demanda fueron determinados a partir de la curva de duración de carga del año 2018, el cual consiste en el ordenamiento descendiente de los valores registrados de demanda horaria y su aporte porcentual a la carga total del sistema. Se usaron cinco bloques de demanda. La duración de los bloques se muestra a continuación:

- Demanda Pico: 5.56%
- Demanda Alta: 19.91%
- Demanda Media: 29.66%
- Demanda Baja: 27.57%
- Demanda Mínima: 17.31%.

Sistema de Generación Existente

(Ver Capítulo 5)

Proyectos de Generación Futuros

(Ver Capítulo 5)

Simulaciones

Se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considerara diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación.

La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción y el análisis de los resultados obtenidos con cada plan.

Para realizar el análisis que abarca este estudio, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo Coordinado. En la Tabla 6. 2 se presentan los parámetros de las corridas SDDP. Cabe anotar que cuando se hacen análisis de sistemas interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: Aislado (cada sistema se optimiza por separado), Integrado (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y Coordinado (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos).

Debido a la forma en que está estructurado el Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo Coordinado del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los diferentes países antes y después del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC.

Tabla 6. 2: Parámetros de las Corridas SDDP

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá
	Costa Rica
	Nicaragua
	Honduras
	El Salvador
	Guatemala
Objetivo del Estudio	Política Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sintéticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuración	Dinámica
Representación de la Red Eléctrica	Sin Red Sólo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2019
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	100
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12.00
Costo de Deficit (US \$ / MWh)	4130

Referencia: (ETESA, 2019)

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión nacionales aprobados por cada uno de los países de la región.

Estos cronogramas de expansión se presentan en los siguientes cuadros, que son el resultado de las simulaciones de optimización de los sistemas de los países centroamericanos, utilizando los planes de expansión suministrados por los países centroamericanos. También se consideró el inicio de operaciones de todos los tramos que componen el primer circuito del proyecto SIEPAC.

Tabla 6. 3: Plan de Expansión de Costa Rica

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Geotérmico	Diesel
2019	Barranca	(35.78)					(35.78)
2019	El Cacao-CoopeG	21.15			21.15		
2019	San Antonio Gas	(36.76)					(36.76)
2019	Valle Escondido	5.00		5.00			
2019	Pailas 2	55.00				55.00	
2020	Tejona	(7.00)			(7.00)		
2021	San Rafael	7.00	7.00				
2021	Río Bonilla 1320	5.58	5.58				
2021	Río Bonilla 510	6.16	6.16				
2024	Tejona	(10.00)			(10.00)		
2026	Borinquen 1	55.00				55.00	
2028	Eólico Proy D1	50.00			50.00		
2028	Miravalles1	(42.38)					(42.38)
2028	Solar-1_50	50.00		50.00			
2029	Eólico Proy D2	50.00			50.00		
2029	Miravalles1-Modern	35.00				35.00	
2029	Solar-2_50	50.00		50.00			
2029	Solar-3_50	50.00		50.00			
2030	Borinquen 2	55.00				55.00	
2030	Miravalles2	(42.32)					(42.32)
2031	Miravalles2-Modern	35.00				35.00	
2033	Eólico Proy G1	50.00			50.00		

Referencia: (Instituto Costarricense de Electricidad, 2018).

Tabla 6. 4: Plan de Expansión de El Salvador

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Carbón	GNL
2018	La Trinidad	34.00		34.00			
2019	Las Mesas SFV	50.00		50.00			
2019	Térmico Carbón	100.00				100.00	
2019	Capella Solar	100.00		100.00			
2019	Eco Solar	9.90		9.90			
2019	Sonsonate Energía	10.00		10.00			
2020	Ventus	50.00			50.00		
2020	Chaparral	65.70	65.70				
2023	Energía del Pacífico	380.00					380.00
2029	Cimarrón	261.00	261.00				

Referencia: (Consejo Nacional de Energía, 2018).

Tabla 6. 5: Plan de Expansión de Guatemala

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Geotérmico
2019	Oxec II	45.00	45.00			
2019	Las Cumbres	31.50			31.50	
2020	GDRs Hidro I	10.00	10.00			
2021	GDRs Hidro II	10.00	10.00			
2022	Renace IV	64.00	64.00			
2022	Manantial IV	12.00	12.00			
2023	Pojom II	20.00	20.00			
2033	San Andrés	10.80	10.80			
2024	Geo Jut I	50.00				50.00
2025	GDRs Hidro III	10.00	10.00			
2025	Solar SRO I	30.00		30.00		
2025	Geo Gua	25.00				25.00
2027	Hidro AV I	66.00	66.00			
2027	Geo Zac	20.00				20.00
2027	Geo SRO	50.00				50.00
2027	Geo Jut II	25.00				25.00
2028	GDRs Hidro IV	10.00	10.00			
2028	Solar SRO II	30.00		30.00		
2028	Eólica Gua	25.00				25.00

Nota: La interconexión México-Guatemala se modela como parte del Sistema de Guatemala.

Referencia: (Ministerio de Energía y Minas, 2018).

Tabla 6. 6: Plan de Expansión de Honduras

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Bunker	Diesel	Carbón
2018	Granja Solar San Lorenzo	10.00		10.00					
2018	Fotovoltaica Fray Lázaro	4.00		4.00					
2018	Proyectos en Los Prados (Primera Etapa)**	28.00		28.00					
2018	Pacific Solar	28.01		28.01					
2018	Chachagua	13.90	13.90						
2018	Churune	3.25	3.25						
2018	Pencalgüe	23.20	23.20						
2018	Santa Lucía (Cuyagual)	6.10	6.10						
2018	Petacón	11.90	11.90						
2018	Chinchayote (Grupo Terra)	45.00			45.00				
2018	Ampliación de Vientos de San Marcos	12.00			12.00				
2018	BECOSA (Completa 90 MW ya tiene 60 MW existente)	90.00						90.00	
2018	ENERSA (Nuevo Contrato)	227.00					227.00		
2018	LUFUSSA III (Nuevo Contrato)	240.00					240.00		
2018	Comercial LAEISZ Litoral (Nuevo Contrato)	70.00						70.00	
2018	Comercial LAEISZ Juticalpa (Nuevo Contrato)	7.00						7.00	
2018	Patuca 3	100.00	100.00						
2018	Elcosa	(80.00)					(80.00)		
2018	Green Valley	(14.44)					(14.44)		
2018	Elcatex	(21.00)					(21.00)		
2018	ENVASA	(20.00)							(20.00)
2018	La Grecia	(12.00)				(12.00)			
2018	Nacional de Ingenieros diesel	(20.00)						(20.00)	
2018	Enera (anterior contrato)	(200.00)					(200.00)		
2018	Ampliación ENERSA (anterior contrato)	(30.00)					(30.00)		
2018	Ampliación Lufussa 1 (anterior contrato)	(33.50)					(33.50)		
2018	Lufussa 3 (anterior contrato)	(210.00)					(210.00)		
2018	Comercial LAEISZ Litoral (anterior contrato)	(20.00)						(20.00)	
2018	LAEISZ Juticalpa (anterior contrato)	(5.00)						(5.00)	
2019	Manzanilla	21.90		21.90					
2019	San Alejo	2.10	2.10						
2019	Río Frio (Sesecapa)	4.20	4.20						
2019	Los Planes (HIDROCEP)	2.00	2.00						
2019	EMCE II (nuevo contrato)	50.00					50.00		
2019	LUFUSSA II (nuevo contrato)	70.00					70.00		
2019	Lufussa 2 (anterior contrato)	(77.00)					(77.00)		
2019	Emce 2 (anterior contrato)	(55.00)					(55.00)		
2019	Celsur carbón***	(16.00)							(16.00)
2019	Río Blanco	(5.00)	(5.00)						
2019	Tres Valles	(7.80)				(7.80)			
2020	Río Molo	3.92	3.92						
2020	El Tornillito	160.00	160.00						
2020	Zacapa	(0.50)	(0.50)						
2020	Eecopalsa	(4.60)				(4.60)			
2021	Ciclo combinado*	350.00							350.00
2021	Comercial LAEISZ Litoral (Nuevo contrato)	(70.00)						(70.00)	
2021	Comercial LAEISZ Juticalpa (Nuevo contrato)	(7.00)						(7.00)	
2021	Lufussa 2 (Nuevo contrato)	(70.00)					(70.00)		
2021	Emce 2 (Nuevo contrato)	(50.00)					(50.00)		
2021	Cececapa	(2.90)	(2.90)						
2021	Mangungo I	(1.20)	(1.20)						
2021	La Esperanza	(12.80)	(12.80)						
2021	IHSA	(4.00)				(4.00)			
2021	CAHSA	(25.80)				(25.80)			
2022	Cisne	(0.70)	(0.70)						
2023	Tablón	20.00	20.00						
2024	Llanitos	98.00	98.00						
2024	Chumbagua	(14.00)				(14.00)			
2024	Babilonia	(4.00)	(4.00)						
2025	Jicatuyo	173.00	173.00						
2025	Celsur bagazo***	(16.00)				(16.00)			
2025	Yojoa	(0.60)	(0.60)						
2026	Becosa	(90.00)						(90.00)	
2026	Gloria	(5.80)	(5.80)						
2027	Ciclo combinado*	350.00							350.00
2027	Patuca 2A	150.00	150.00						
2027	HGPC	(43.00)				(43.00)			
2027	Coronado	(6.00)	(6.00)						
2028	Enera (Nuevo contrato)	(227.00)					(227.00)		
2028	Lufussa 3 (Nuevo contrato)	(240.00)					(240.00)		
2029	Patuca 2	270.00	270.00						
2029	Peña Blanca	(0.90)	(0.90)						
2029	Matarrás I	(1.80)	(1.80)						
2030	Yodeco	(1.00)				(1.00)			
2030	Palmasa	(1.70)				(1.70)			

Referencia: (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2018).



Tabla 6. 7: Plan de Expansión de Nicaragua

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Bunker	Geotérmico	Diesel
2019	CASUR (Ingenio)	24.00				24.00			
2019	El Veleiro	12.00		12.00					
2020	Eólico 1	64.00			64.00				
2020	Solar 2	30.00		30.00					
2020	MonteRosa (Fase 2)	30.00				30.00			
2021	Nicaragua	(100.00)							(100.00)
2021	Solar 3	30.00		30.00					
2022	Censa	(57.00)							(57.00)
2022	Corinto	(68.50)					(68.50)		
2022	Tipitapa	(50.90)					(50.90)		
2022	Solar 4	30.00		30.00					
2022	Eólico 2	63.00			63.00				
2024	Solar 5	30.00		30.00					
2026	NG-300MW	300.00							300.00
2027	Eólico 3	40.00			40.00				
2027	Solar 6	30.00		30.00					
2027	El Carmen	100.00	100.00						
2028	Geo 1	25.00						25.00	
2029	Geo 2	35.00						35.00	
2029	Geo 3	25.00						25.00	
2030	Eólico 4	40.00		40.00					
2030	Copalar	150.00	150.00						

Referencia: (Ministerio de Energía y Minas, 2018).



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 7

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 7

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La revisión del Plan Indicativo de Generación abarca el periodo de expansión 2019 – 2033, tomando escenario considerado como Referencia, el cual se basa en los lineamientos y criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía, el cual es un escenario tendencial cuyo objetivo sería dar continuidad a las tendencias de la demanda y políticas públicas de los últimos años, que funciona como base para los escenarios alternativos propuestos. Se analizan los distintos escenarios, los cuales consideran un crecimiento de la demanda medio o moderado, costos altos de los combustibles, una mayor penetración de energías renovables y el retiro/atraso de ciertas plantas de generación.

En un escenario de referencia de este tipo parece altamente probable que, como respuesta al comportamiento de la demanda y de las políticas energéticas de los últimos años, se espera que el comportamiento de los inversionistas siga en auge durante los próximos años, brindando así un refuerzo a la economía del país.

Las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión radican en considerar la diversificación de las fuentes de generación como proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de similar tecnología a las existentes en el sistema, así como proyectos que utilizan gas natural licuado, proyectos eólicos y plantas fotovoltaicas. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operación del proyecto ICP.

Escenario de Referencia

Este escenario Tendencial, en el cual el comportamiento de las proyecciones se da principalmente siguiendo las pautas presentadas en los datos históricos, es la situación que se presentaría si no se realiza ningún cambio en las políticas, regulaciones y usos de la energía con que contábamos en el pasado y contamos actualmente.

De la metodología descrita en el capítulo 6 de este documento, se ha obtenido este escenario donde se consideran:

- *Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite con proyectos termoeléctricos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diésel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite siempre bajo criterio de mínimo costo.*
- *Considerar fuentes eólicas, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2023.*
- *Considerar fuentes solares adicionales a partir del año 2021.*

El cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 2.

En este escenario se instalan 1893.64 MW adicionales a la capacidad actual instalada, de los cuales el 19.56% corresponden a plantas hidroeléctricas (370.41 MW), el 59.84% a plantas termoeléctricas (1133.20 MW) y 20.60% lo componen plantas renovables no convencionales con 390.03 MW, plantas eólicas (66 MW), plantas solares (324.03 MW). Tomando en cuenta la potencia instalada actualmente y los retiros programados, el resultado sería un total de 5575.97 MW de capacidad instalada al final del periodo de estudio, observándose que para todos los años la oferta supera la demanda proyectada.

Tabla 7. 1: Costos del escenario Referencia

Costo	Escenario Referencia
Inversión	2222.50
Déficit	0.00
Operación	2723.75
Ambiental	351.72
Total	5297.98

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 2: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**	
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frío Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					

Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 3: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia (Continuación)

1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
1	2022	Sinlam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10						458.10	
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Coclé 20	9.96		9.96					
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
1	2023	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00						670.00	
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2025	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						
				2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
				Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
		Hidro		370.41	0.00	52.03	0.00	89.91	0.00	228.46	0.00
		Solar		324.03	0.00	242.47	0.00	81.56	0.00	0.00	0.00
		Eólico		66.00	0.00	66.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Bunker		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Diesel		5.10	(100.00)	5.10	(100.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
		Carbón		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		GNL		1128.10	0.00	458.10	0.00	670.00	0.00	0.00	0.00
		Total		1893.64	(100.00)	823.70	(100.00)	841.47	0.00	228.46	0.00

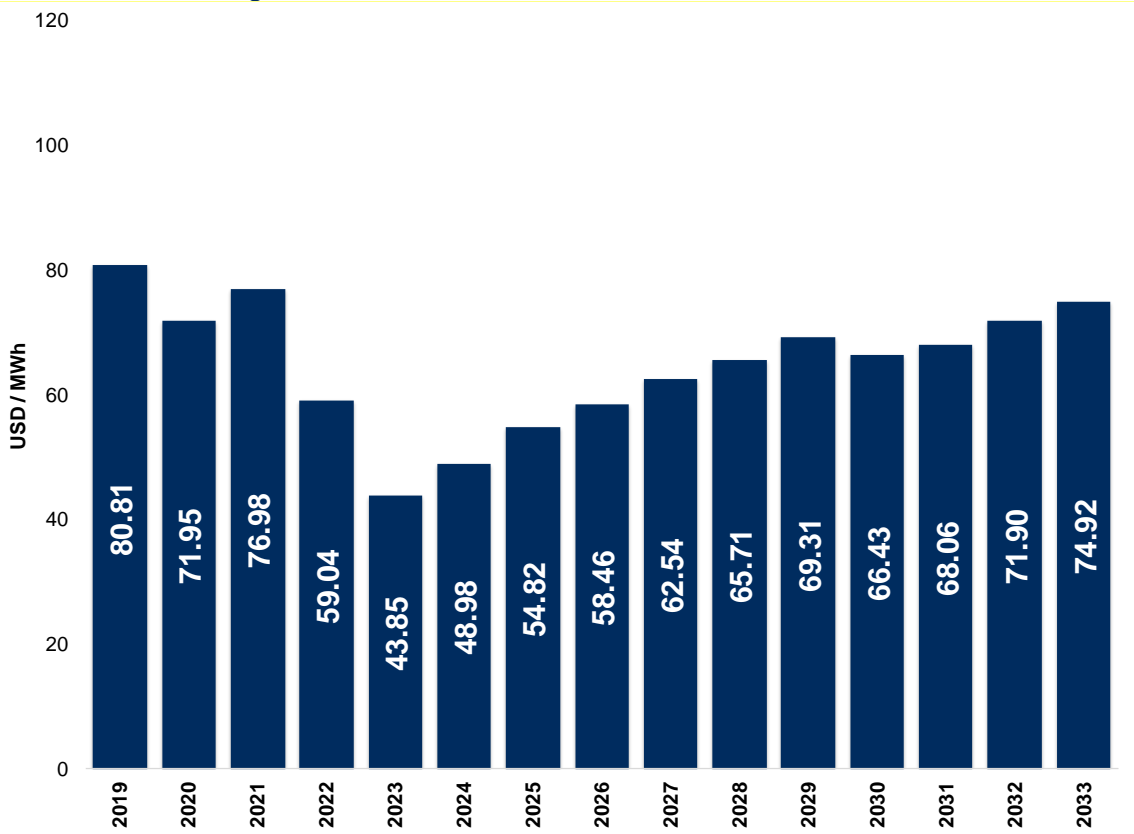
** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN

■ Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2019)

El Gráfico 7. 1 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Referencia. Se observa que, con el ingreso de centrales de gas natural a partir del año 2022, se aprecia una tendencia considerable a la baja del CMS a partir del año 2022 y una baja significativa en el 2023 con la entrada de la central Telfers de gas natural, con un coste promedio más bajo. A partir del 2024 el costo marginal del sistema aumenta hasta el 2029 en un promedio de 3.93 USD/MWh anualmente y en el 2030 se repite la tendencia vista en el año 2024 de aumento en el CMS hasta el año 2033, año final del presente estudio.

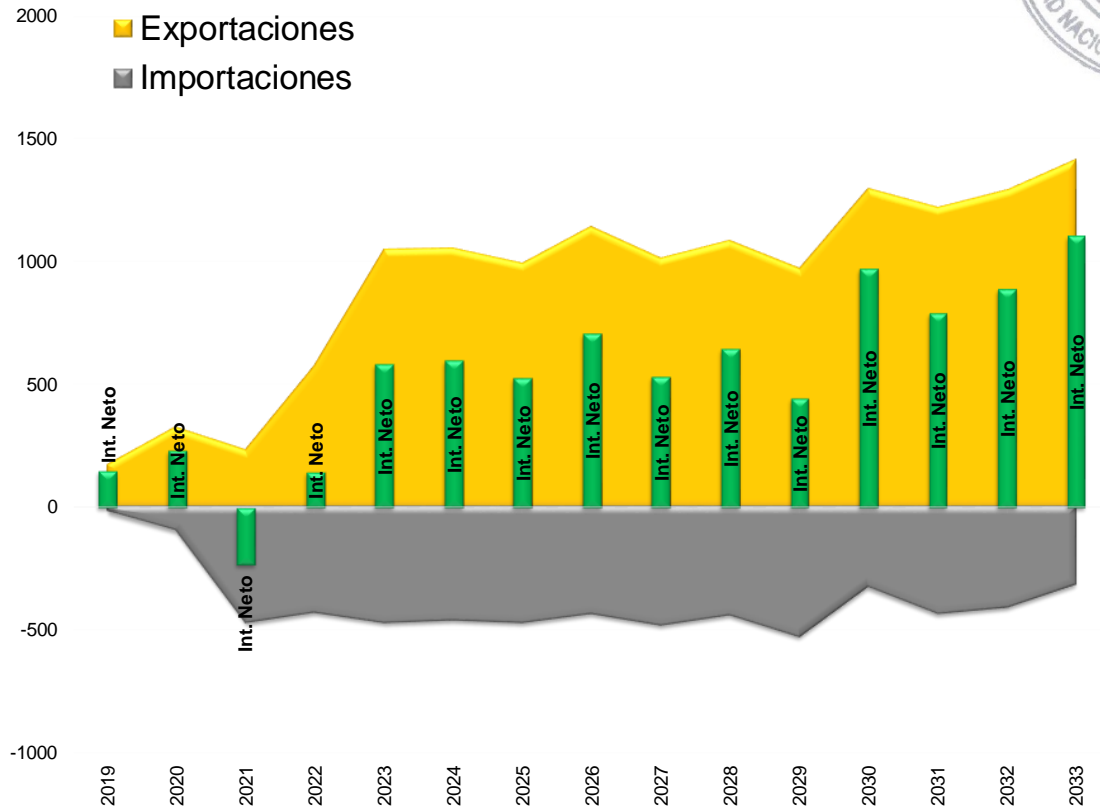
Gráfico 7. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Referencia



Referencia: (ETESA, 2019)

La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Se presentan exportaciones promedias superiores a los 790 GWh e importaciones de 538 GWh anuales en el periodo comprendido del 2023 al 2033, como se observa en el Gráfico 7. 2.



Gráfico 7. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia


Referencia: (ETESA, 2019)

En el Gráfico 7. 3 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico en los primeros años de análisis.

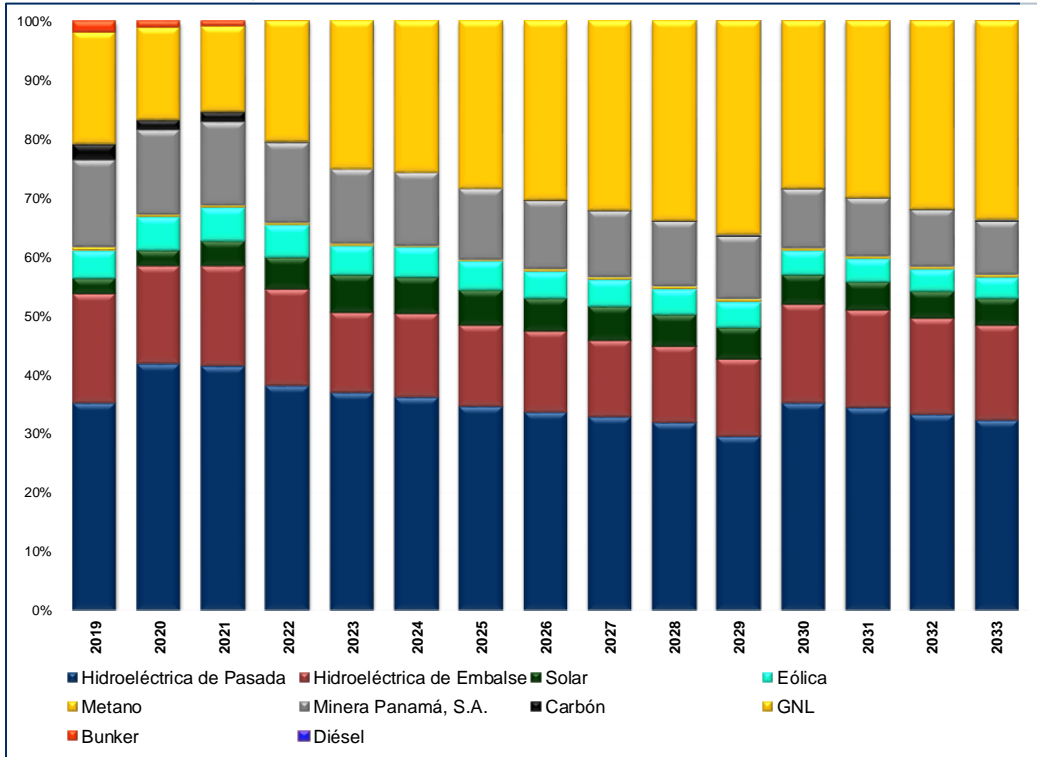
Además, se muestra que para el año 2022 la generación termoeléctrica vuelve a ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de energía, luego de la entrada en operación de las plantas termoeléctricas del 2022 al 2023 principalmente.

De igual forma se observa que la generación a partir de Bunker C prácticamente desaparece a partir del año 2022 y Diésel no se observa generación en los años de estudio.

Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

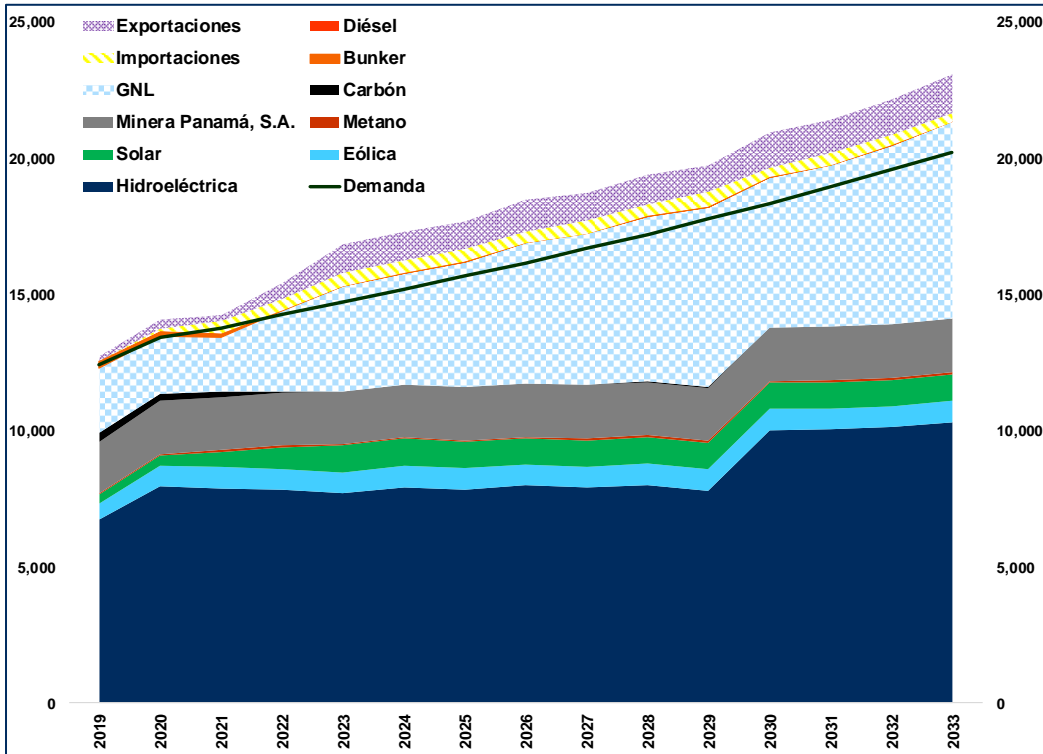


Gráfico 7. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 4: Generación vs Demanda del Escenario Referencia



Referencia: (ETESA, 2019)

AB

Tabla 7. 4: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh				Demanda	Porcentajes de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Totales		Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2019	6,730.54	998.11	4,834.69	12,563.34	12,413.37	54.22%	8.04%	38.95%
2020	7,957.03	1,198.61	4,510.45	13,666.09	13,434.20	59.23%	8.92%	33.57%
2021	7,900.52	1,401.72	4,266.14	13,568.38	13,789.00	57.30%	10.17%	30.94%
2022	7,835.55	1,633.94	4,952.64	14,422.13	14,265.20	54.93%	11.45%	34.72%
2023	7,721.39	1,797.23	5,793.05	15,311.67	14,718.00	52.46%	12.21%	39.36%
2024	7,943.13	1,821.06	6,034.08	15,798.28	15,189.70	52.29%	11.99%	39.72%
2025	7,851.91	1,796.57	6,568.25	16,216.73	15,678.70	50.08%	11.46%	41.89%
2026	7,994.60	1,792.33	7,110.39	16,897.31	16,176.70	49.42%	11.08%	43.95%
2027	7,911.54	1,811.20	7,513.04	17,235.78	16,691.90	47.40%	10.85%	45.01%
2028	8,025.55	1,810.73	8,044.81	17,881.10	17,224.40	46.59%	10.51%	46.71%
2029	7,806.64	1,815.74	8,609.99	18,232.37	17,775.10	43.92%	10.22%	48.44%
2030	10,028.30	1,810.15	7,484.69	19,323.14	18,344.20	54.67%	9.87%	40.80%
2031	10,040.83	1,808.84	7,909.49	19,759.16	18,956.90	52.97%	9.54%	41.72%
2032	10,139.91	1,797.26	8,552.01	20,489.18	19,589.70	51.76%	9.17%	43.66%
2033	10,326.82	1,815.28	9,214.26	21,356.36	20,244.60	51.01%	8.97%	45.51%

Referencia: (ETESA, 2019)

Escenario Alternativo I

En este escenario se utiliza la mayor cantidad de recursos renovables disponibles en el país, tomando en cuenta las diversas tecnologías renovables que son utilizadas actualmente. El cronograma de expansión de este escenario se presenta en las Tabla 7. 6 y Tabla 7. 7.

Para este escenario se agregan 2505.31 MW de capacidad al sistema actual, donde el 7.34% corresponde a proyectos hidroeléctricos (183.87 MW), el 45.23% corresponde a plantas termoeléctricas (1133.20 MW) y el 47.43% restante en proyectos renovables (Eólicos – 639.40 MW, Solar – 548.85 MW). En la Tabla 7. 5 se muestra el resumen de los costos de dicho escenario.

Tabla 7. 5: Costos del Escenario Alternativo I

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo I
Inversión	2222.50	2371.32
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	2423.83
Ambiental	351.72	325.88
Total	5297.98	5121.03
	Diferencia	3.46%

Referencia: (ETESA, 2019)

Cabe destacar que para garantizar el suministro confiable de la demanda de energía se tendría la necesidad de contar con plantas de respaldo.

Esto se debe a que estas tecnologías se caracterizan por ser variables y fuertemente dependiente de las condiciones climáticas diarias, por esto no pueden proveer electricidad de manera continua, por lo que requiere el complemento de otras tecnologías que permitan una rápida respuesta ante contingencias, y compensar las oscilaciones poco predecibles de la generación renovable no convencional.

El aumento de la generación renovable también conlleva a la necesidad de incrementar la capacidad del sistema de transmisión. Esto se debe a que se necesitan transmitir mayores flujos de electricidad ante la posible falta de energía causada por la disponibilidad incierta de los generadores intermitentes.

Dichas plantas y costos no son considerados en este escenario.

Tabla 7. 6: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I

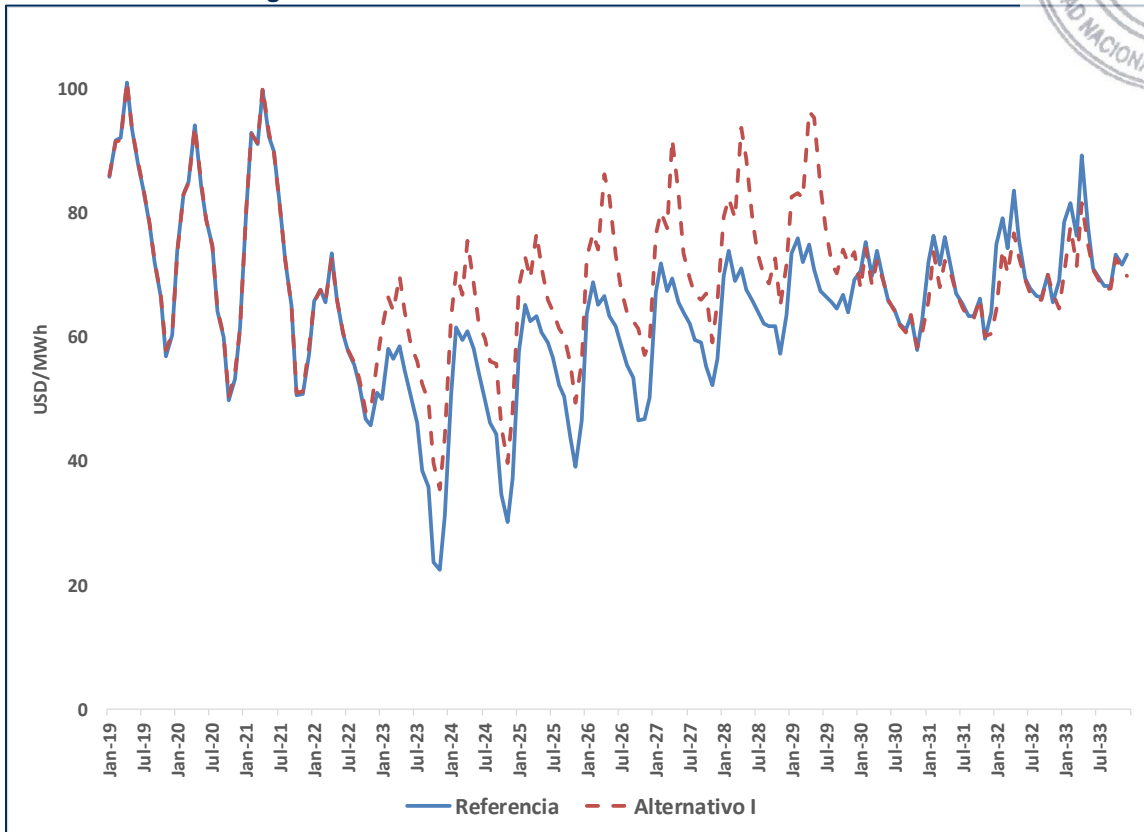
Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**	
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2023	UEP Penonomé II, S. A.	Penome III	69.00			69.00				
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Cocle 20	9.96		9.96					
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
6	2023	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2024	Empresa Nacional de Energía, S.A	La Herradura	5.48	5.48						
1	2024	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1.00	1.00						
1	2024	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	5.00	5.00						

Referencia: (ETESA, 2019)


Tabla 7. 7: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I (continuación)

1	2024		Eólico Zona Coclé 01	22.00		22.00					
1	2024		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
1	2024		Solar Zona Coclé 25	30.00		30.00					
1	2024	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00		5.00					
1	2025	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44						
1	2025	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00						
1	2025		Eólico Zona Panamá 01	32.00			32.00				
1	2025		Solar Zona Panamá Oeste 01	10.00		10.00					
1	2025		Solar Zona Coclé 10	10.00		10.00					
1	2025		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99					
1	2025		Solar Zona Coclé 19	9.95		9.95					
1	2026		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00					
1	2026		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00					
1	2026		Solar Zona Chiriquí 21	17.30		17.30					
1	2027		Solar Zona Chiriquí 03	10.00		10.00					
1	2027		Solar Zona Chiriquí 11	19.89		19.89					
1	2027		Solar Zona Coclé 21	9.95		9.95					
1	2028	Empresa Nacional de Energía, S.A	El Recodo	10.01	10.01						
1	2028		Solar Zona Chiriquí 13	19.80		19.80					
1	2028		Solar Zona Coclé 22	9.95		9.95					
1	2028		Solar Zona Coclé 24	10.00		10.00					
1	2028		Eólico Zona Coclé 05	22.00			22.00				
1	2029		Eólico Zona Panamá 02	136.00			136.00				
1	2030	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00						670.00	
1	2030		Eólico Zona Coclé 04	80.00			80.00				
1	2031		Eólico Zona Veraguas 04	108.00			108.00				
1	2032		Eólico Zona Veraguas 01	104.40			104.40				
				2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
				Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro				183.87	0.00	52.03	0.00	121.83	0.00	10.01	0.00
Solar				548.85	0.00	242.47	0.00	226.80	0.00	79.58	0.00
Eólico				639.40	0.00	66.00	0.00	123.00	0.00	450.40	0.00
Bunker				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel				5.10	(100.00)	5.10	(100.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbón				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GNL				1128.10	0.00	458.10	0.00	0.00	0.00	670.00	0.00
Total				2505.31	(100.00)	823.70	(100.00)	471.63	0.00	1209.99	0.00
** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN											
■ Retiro de Unidades											

Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 5: Costo Marginal de Panamá del Escenario Alternativo I


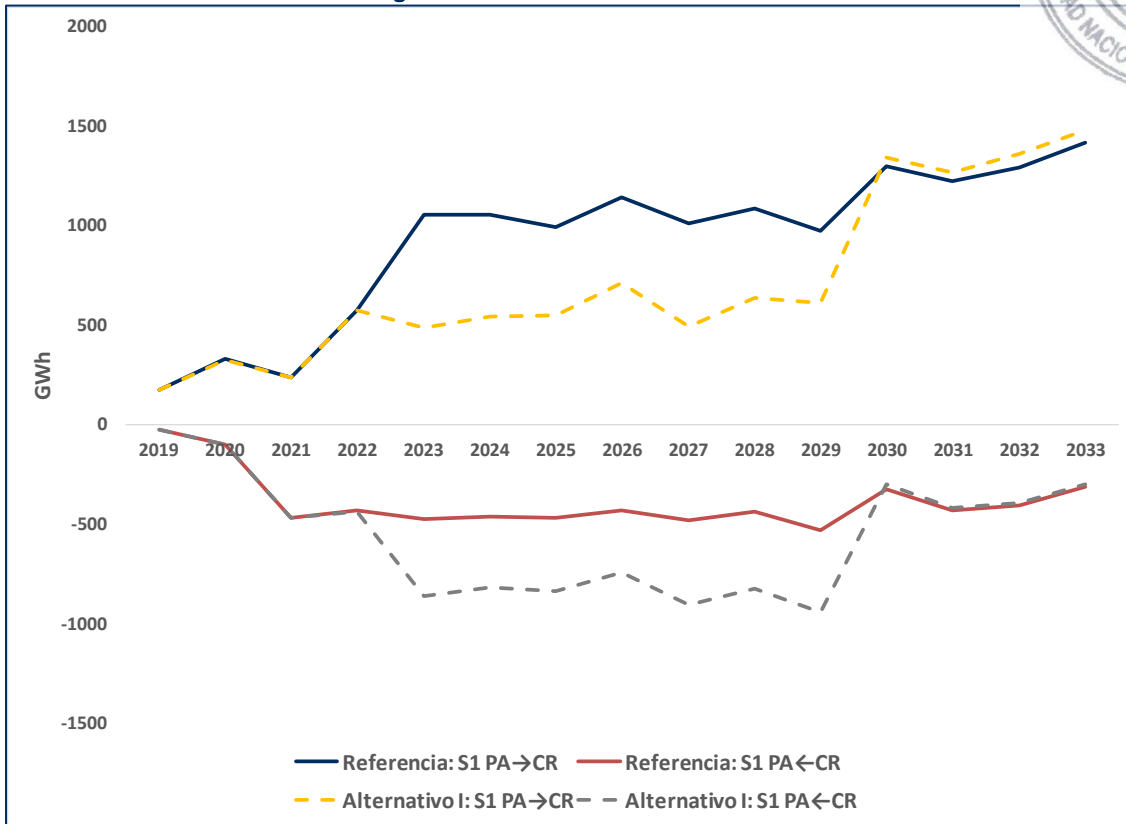
Referencia: (ETESA, 2019)

En el Gráfico 7. 5 se muestra el comportamiento que tendría el CMS en comparación con el escenario de Referencia, dando como resultado una disminución a partir del 2021, ya que las fuentes renovables tienen costos operativos mínimos. Luego de enero del 2023 hasta enero del 2026 se presenta un alza en el CMS y luego se presenta una baja hasta el final del periodo de estudio.

La energía producida con estas fuentes no presenta estabilidad en el tiempo, por lo tanto, se dependería mucho de las interconexiones y plantel termoeléctrico de rápida respuesta, para garantizar el suministro de energía. Sin embargo, el principal beneficio de este escenario se da en la disminución de costos operativos, ya que la generación de energía con combustibles fósiles presentaría una disminución producto de esta energía renovable.



Gráfico 7. 6: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo I



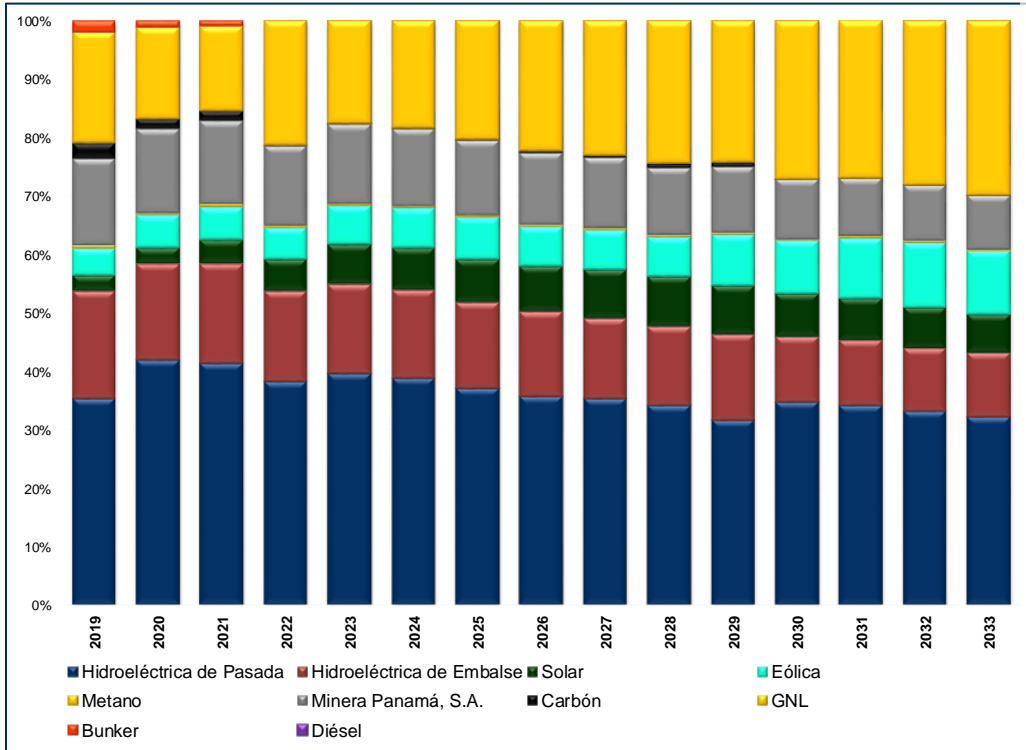
Referencia: (ETESA, 2019)

En el Gráfico 7. 6 se puede apreciar que al igual que el Escenario Referencia, las exportaciones aumentan producto de fuentes de costos variables nulos lo que provocaría altos niveles de intercambio hacia Centroamérica., disminuyen un poco con respecto al caso de referencia y luego aumentan en el año 2030.

La participación de la generación se muestra en el Gráfico 7. 7 Se puede percibir el aumento de la generación renovable no convencional con respecto al escenario de referencia. Es importante destacar que la generación proveniente de carbón tendría una disminución respecto al Escenario Referencia.

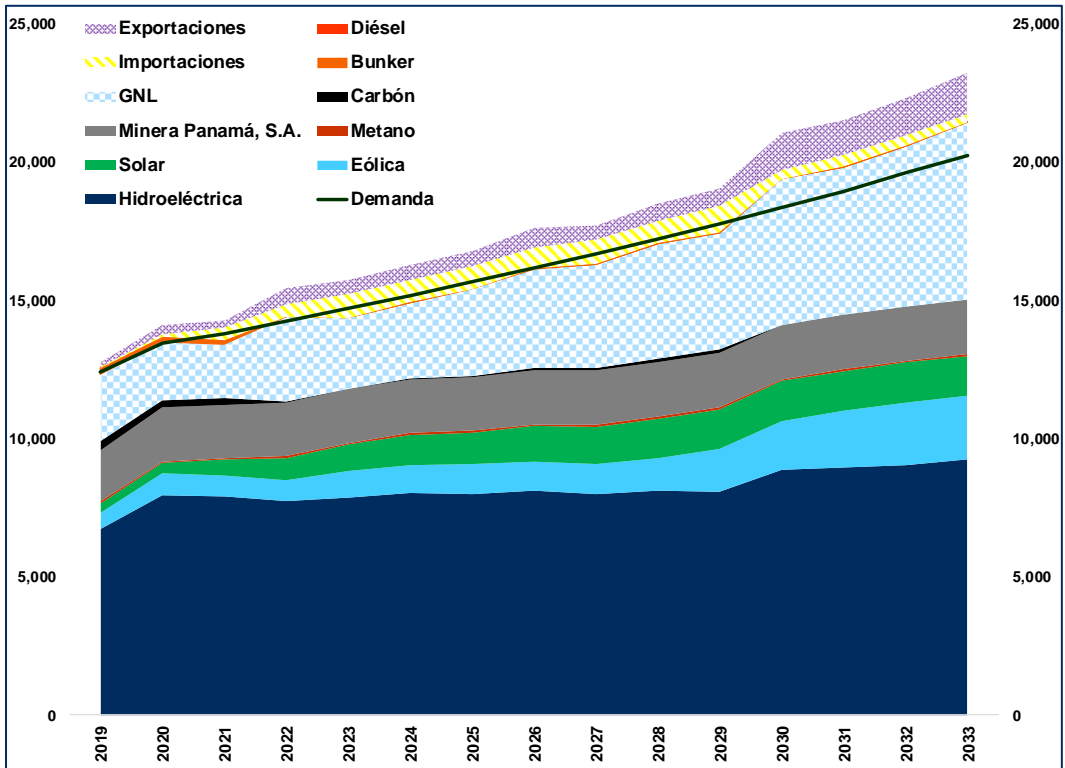
Handwritten signature

Gráfico 7. 7: Participación de Generación del Escenario Alternativo I



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 8: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo I



Referencia: (ETESA, 2019)

AB

Tabla 7. 8: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh				Demanda	Porcentajes de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Totales		Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2019	6,733.94	998.24	4,833.46	12,565.63	12,413.37	54.25%	8.04%	38.94%
2020	7,966.15	1,198.87	4,499.75	13,664.77	13,434.20	59.30%	8.92%	33.49%
2021	7,894.04	1,401.92	4,271.91	13,567.87	13,789.00	57.25%	10.17%	30.98%
2022	7,718.41	1,633.82	5,061.14	14,413.38	14,265.20	54.11%	11.45%	35.48%
2023	7,858.16	1,994.29	4,514.13	14,366.57	14,718.00	53.39%	13.55%	30.67%
2024	8,025.65	2,165.38	4,745.17	14,936.21	15,189.70	52.84%	14.26%	31.24%
2025	7,973.08	2,298.75	5,138.80	15,410.63	15,678.70	50.85%	14.66%	32.78%
2026	8,098.29	2,415.19	5,654.25	16,167.73	16,176.70	50.06%	14.93%	34.95%
2027	7,975.54	2,524.74	5,803.13	16,303.41	16,691.90	47.78%	15.13%	34.77%
2028	8,133.95	2,662.98	6,257.64	17,054.58	17,224.40	47.22%	15.46%	36.33%
2029	8,086.78	3,046.37	6,334.88	17,468.03	17,775.10	45.49%	17.14%	35.64%
2030	8,885.93	3,258.35	7,246.91	19,391.19	18,344.20	48.44%	17.76%	39.51%
2031	8,968.83	3,530.57	7,318.38	19,817.78	18,956.90	47.31%	18.62%	38.61%
2032	9,042.19	3,770.90	7,758.51	20,571.60	19,589.70	46.16%	19.25%	39.61%
2033	9,232.01	3,808.70	8,393.74	21,434.45	20,244.60	45.60%	18.81%	41.46%

Referencia: (ETESA, 2019)

Escenario Alternativo II

En este escenario, al igual que los anteriores, se consideran proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos y de fuentes renovables similares a los que se contemplan en la actualidad, con el retiro de plantas térmicas como Termo Colón y Bahía las Minas Carbón, al igual que las barcazas y se utiliza la demanda del caso de referencia, buscando obtener las fuentes que suplirían la matriz eléctrica de generación de manera óptima.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en las Tabla 7.10 y Tabla 7.11.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 2326.63 MW de capacidad al sistema actual, donde el 13% corresponde a proyectos hidroeléctricos (370.41 MW), un 36 % a proyectos renovables (Eólicos – 336 MW, Solar – 387.02 MW) y el 51% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1233.20 MW) y un retiro de 1012.09 MW del plantel térmico.

Tabla 7. 9: Costos del Escenario Alternativo II

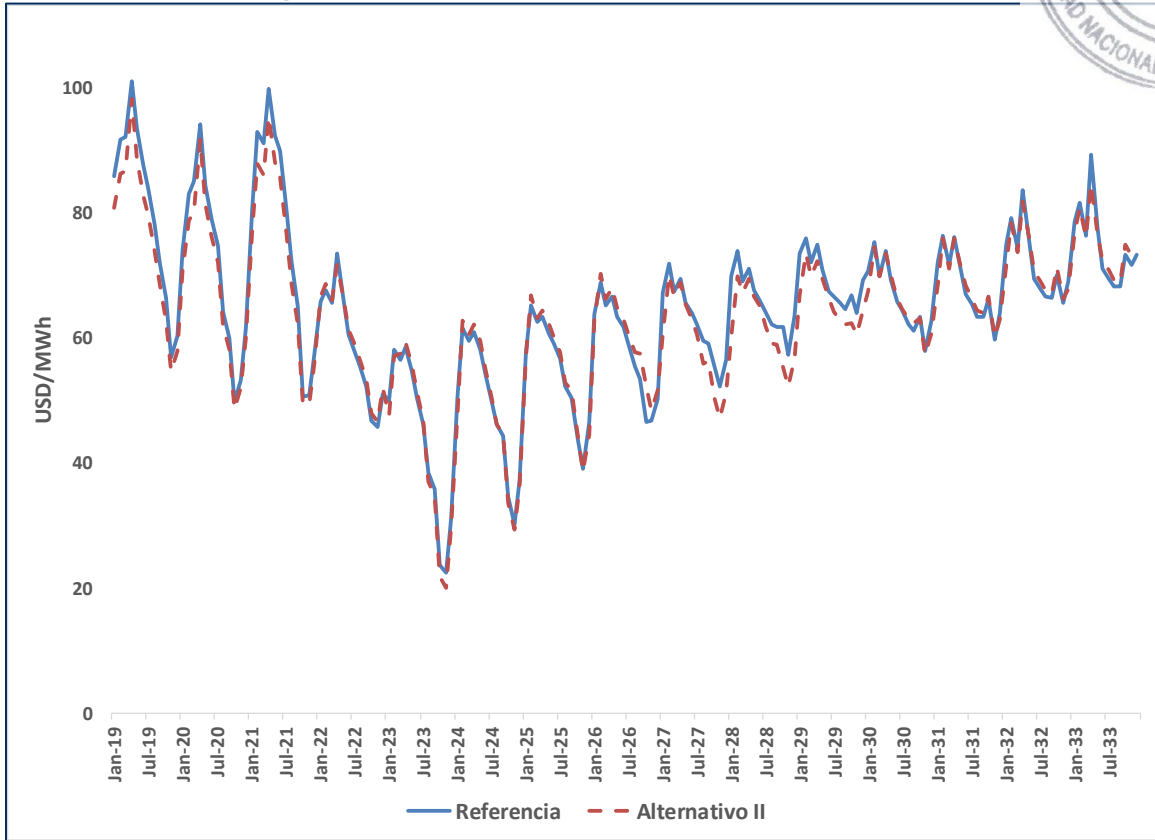
Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo II
Inversión	2222.50	2709.79
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	2443.09
Ambiental	351.72	331.59
Total	5297.98	5484.48
Diferencia		-3.40%

Referencia: (ETESA, 2019)

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario no se aprecian cambios considerables en todo el periodo de estudio.

Aunque del año 2027 al 2029 ocurre una disminución debido al retiro de plantas térmicas vs los costos operativos de las plantas de generación renovables. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo II pueden apreciarse en el Gráfico 7.9.

Gráfico 7. 9: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo II



Referencia: (ETESA, 2019)



Tabla 7. 10: Plan de Expansión del Escenario Alternativo II

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**	
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
1	2023		Eólico Zona Coclé 04	80.00			80.00				
1	2023		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99					
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Coclé 20	9.96		9.96					

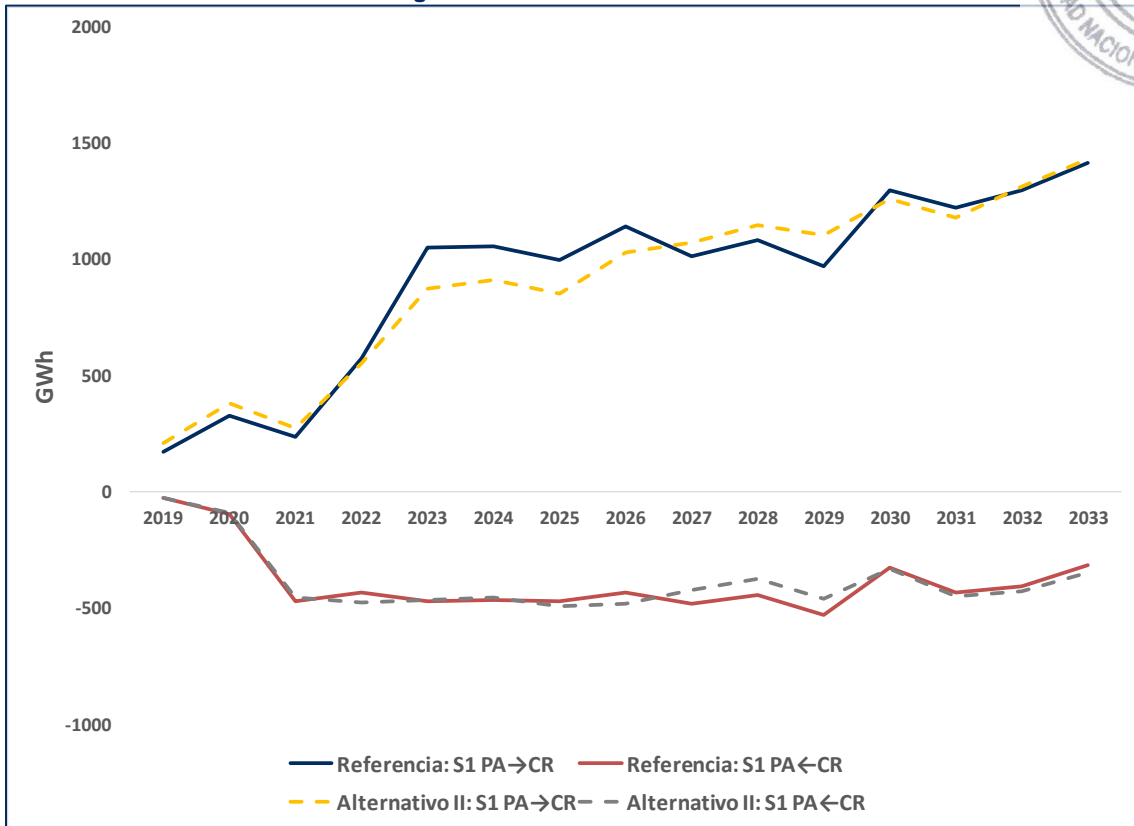
Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 11: Plan de Expansión del Escenario Alternativo II (continuación)

1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
1	2023	Pan Am Generating Ltd	Panam	(99.60)				(99.60)			
1	2023	Pedregal Power Company	Pacora	(55.34)				(55.34)			
1	2023	Alternegy, S.A.	Cativa	(87.00)				(87.00)			
1	2023	Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón Ciclo	(150.00)				(150.00)			
1	2023	Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón	(166.15)						(166.15)	
1	2023	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	(18.00)						(18.00)	
1	2023	AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	(72.00)				(72.00)			
1	2023	Jinro Corporation	Jinro Power	(57.83)				(57.83)			
1	2023	Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	(49.80)				(49.80)			
1	2023	Energyst International B.V.	Cerro Azul MT XQC1600	(27.00)						(27.00)	
1	2023	Kanan Overseas 1, INC.	Barcaza La Esperanza	(129.36)				(129.36)			
1	2023	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00							670.00
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						
1	2028		Eólico Zona Panamá 01	32.00			32.00				
1	2028		Eólico Zona Panamá 02	136.00			136.00				
1	2031		Eólico Zona Cooclé 05	22.00			22.00				
1	2033		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00							100.00
				2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
				Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro				370.41	0.00	52.03	0.00	89.91	0.00	228.46	0.00
Solar				387.02	0.00	242.47	0.00	144.55	0.00	0.00	0.00
Eólico				336.00	0.00	66.00	0.00	80.00	0.00	190.00	0.00
Bunker				0.00	(550.94)	0.00	0.00	0.00	(550.94)	0.00	0.00
Diesel				5.10	(295.00)	5.10	(100.00)	0.00	(195.00)	0.00	0.00
Carbón				0.00	(166.15)	0.00	0.00	0.00	(166.15)	0.00	0.00
GNL				1228.10	0.00	458.10	0.00	670.00	0.00	100.00	0.00
Total				2326.63	(1012.09)	823.70	(100.00)	984.46	(912.09)	518.46	0.00
** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN											
■ Retiro de Unidades											

Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 10: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo II



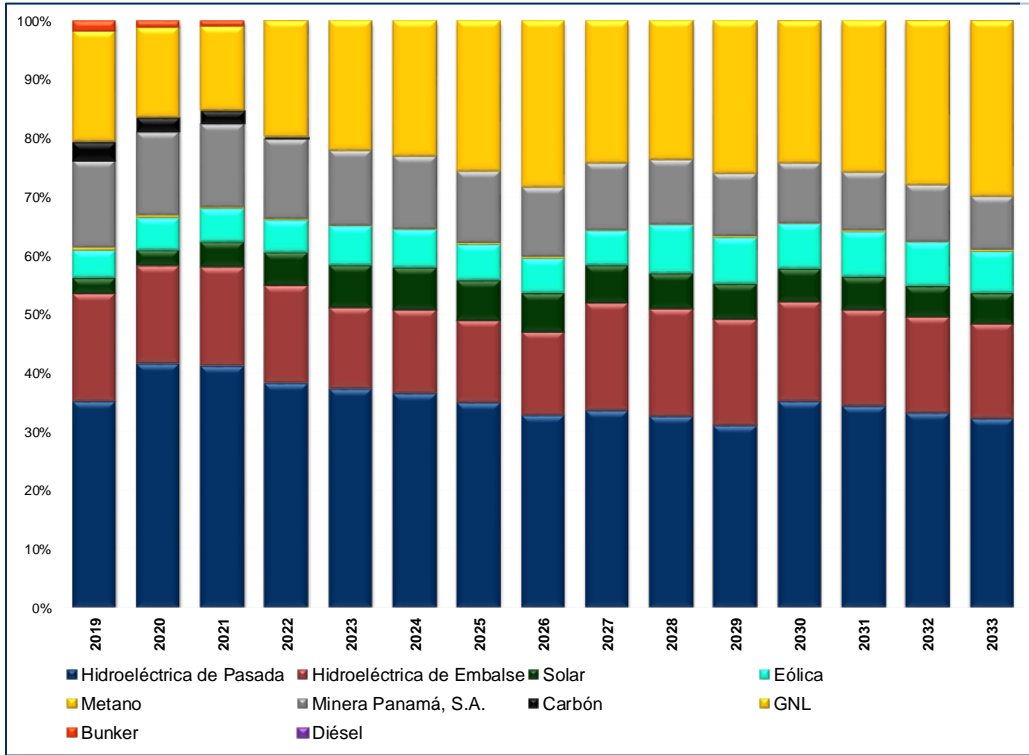
Referencia: (ETESA, 2019)

Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera el proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 7. 10.

En el Gráfico 7. 11 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación renovable (solares con la de mayor capacidad instalada seguido por las eólicas. Parte de esta generación en el caso de referencia era aportada por la central Bocas del Toro Energía a partir del año 2027.

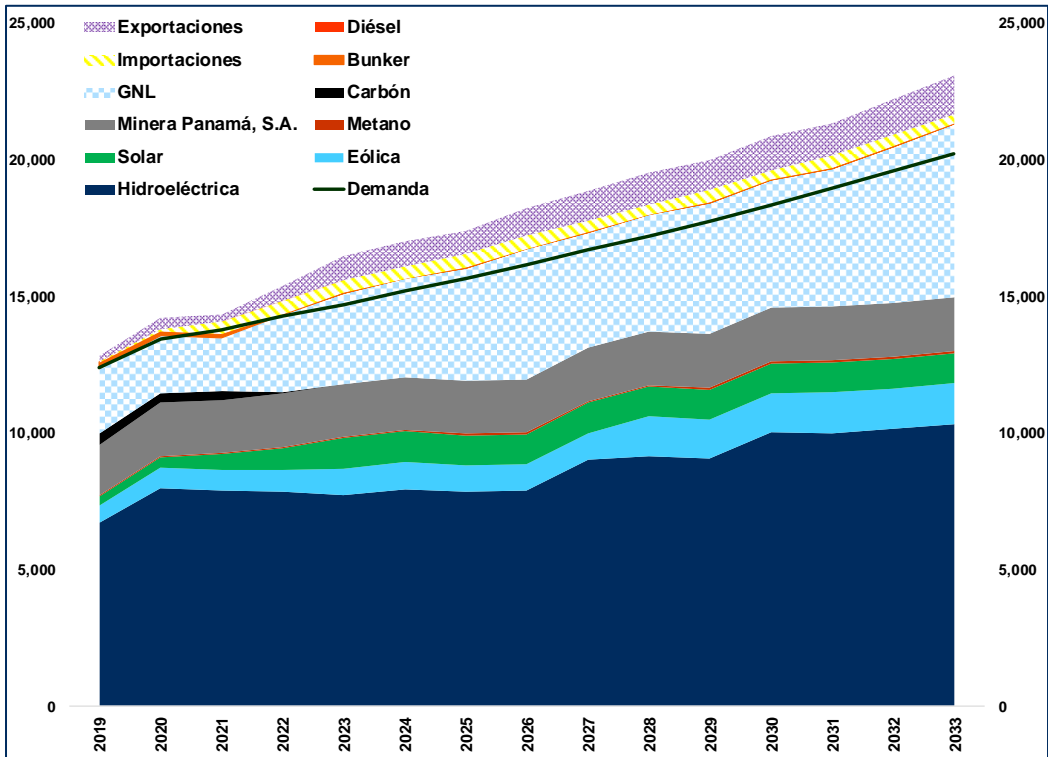
Handwritten signature

Gráfico 7. 11: Participación de Generación del Escenario Alternativo II



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 12: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo II



Referencia: (ETESA, 2019)

Handwritten signature

Tabla 7. 12: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh				Demanda	Porcentajes de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Totales		Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2019	6,733.29	998.22	4,867.56	12,599.07	12,413.37	54.24%	8.04%	39.21%
2020	7,961.65	1,198.64	4,568.39	13,728.68	13,434.20	59.26%	8.92%	34.01%
2021	7,877.70	1,401.44	4,339.77	13,618.91	13,789.00	57.13%	10.16%	31.47%
2022	7,867.81	1,633.92	4,850.80	14,352.53	14,265.20	55.15%	11.45%	34.00%
2023	7,718.38	2,140.07	5,281.66	15,140.12	14,718.00	52.44%	14.54%	35.89%
2024	7,940.67	2,168.30	5,554.08	15,663.05	15,189.70	52.28%	14.27%	36.56%
2025	7,839.55	2,138.53	6,074.34	16,052.42	15,678.70	50.00%	13.64%	38.74%
2026	7,879.33	2,134.98	6,726.34	16,740.65	16,176.70	48.71%	13.20%	41.58%
2027	9,008.35	2,154.49	6,190.73	17,353.57	16,691.90	53.97%	12.91%	37.09%
2028	9,151.82	2,610.85	6,245.90	18,008.58	17,224.40	53.13%	15.16%	36.26%
2029	9,046.11	2,619.50	6,766.95	18,432.56	17,775.10	50.89%	14.74%	38.07%
2030	10,017.23	2,611.45	6,651.84	19,280.53	18,344.20	54.61%	14.24%	36.26%
2031	9,998.55	2,665.77	7,038.76	19,703.09	18,956.90	52.74%	14.06%	37.13%
2032	10,136.58	2,648.62	7,705.21	20,490.41	19,589.70	51.74%	13.52%	39.33%
2033	10,323.31	2,675.43	8,340.22	21,338.96	20,244.60	50.99%	13.22%	41.20%

Referencia: (ETESA, 2019)

Escenario Alternativo III

En este escenario, en contraste al anterior, se contempla un pronóstico de demanda alta con la finalidad de observar la influencia de estas proyecciones en el comportamiento del sistema.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en las Tabla 7.14 y Tabla 7.15.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 3420.87 MW de capacidad al sistema actual, donde el 11.42% corresponde a proyectos hidroeléctricos (390.85 MW), un 37.91 % a proyectos renovables (Eólicos – 617.4 MW, Solar – 679.43 MW) y el 50.67% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1733.20 MW).

Tabla 7. 13: Costos del Escenario Alternativo III

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo III
Inversión	2222.50	2594.27
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	2717.37
Ambiental	351.72	352.08
Total	5297.98	5663.72
	Diferencia	-6.46%

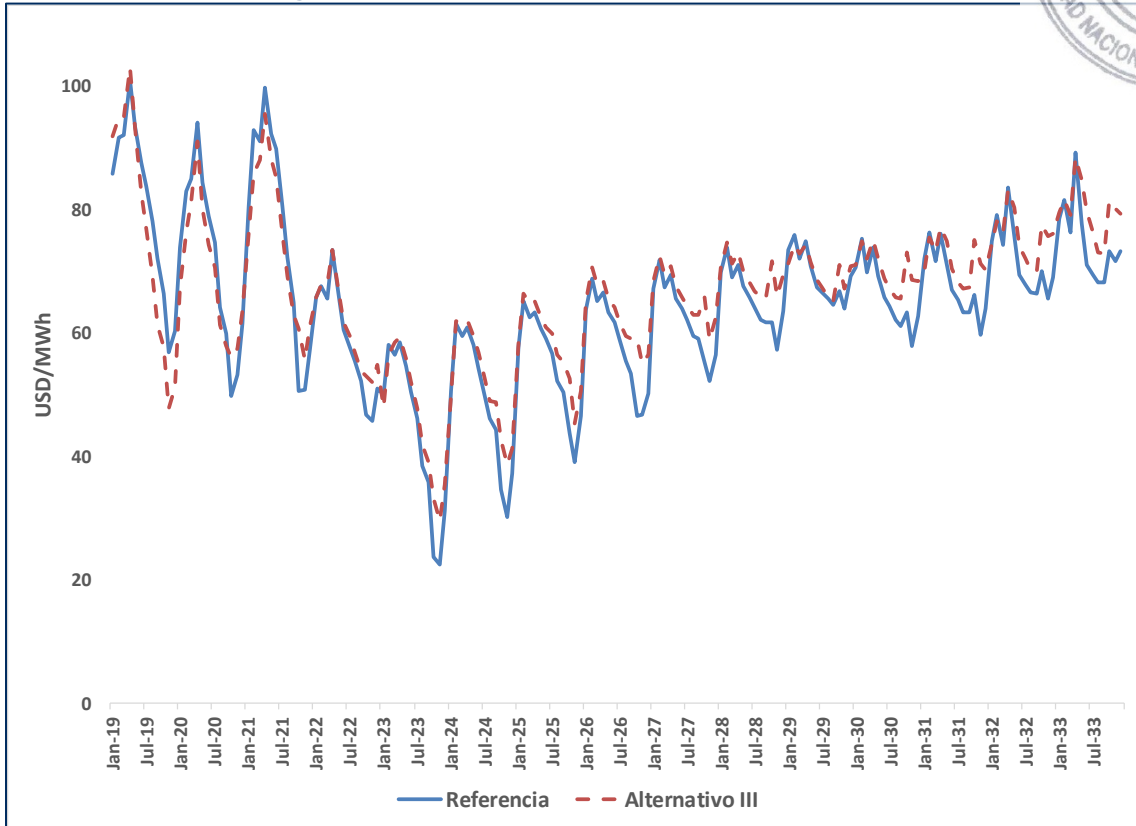
Referencia: (ETESA, 2019)

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que cambios considerables se dan a partir del año 2020, con la entrada de proyectos de energía renovable y un ciclo combinado de gas natural, produciendo una reducción de los costos marginales desde el año 2022; adicionalmente, tenemos una mayor demanda energética.

Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo III pueden apreciarse en el Gráfico 7. 13.



Gráfico 7. 13: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo III



Referencia: (ETESA, 2019)

Handwritten signature

Tabla 7. 14: Plan de Expansión del Escenario Alternativo III

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**	
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frío Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Sinoram Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2023	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00							670.00
1	2023	UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	69.00			69.00				
1	2023		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
1	2023		Solar Zona Cooclé 09	5.00		5.00					
1	2023		Solar Zona Chiriquí 09	19.89		19.89					
1	2023		Solar Zona Cooclé 12	9.99		9.99					
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Cooclé 20	9.96		9.96					
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					

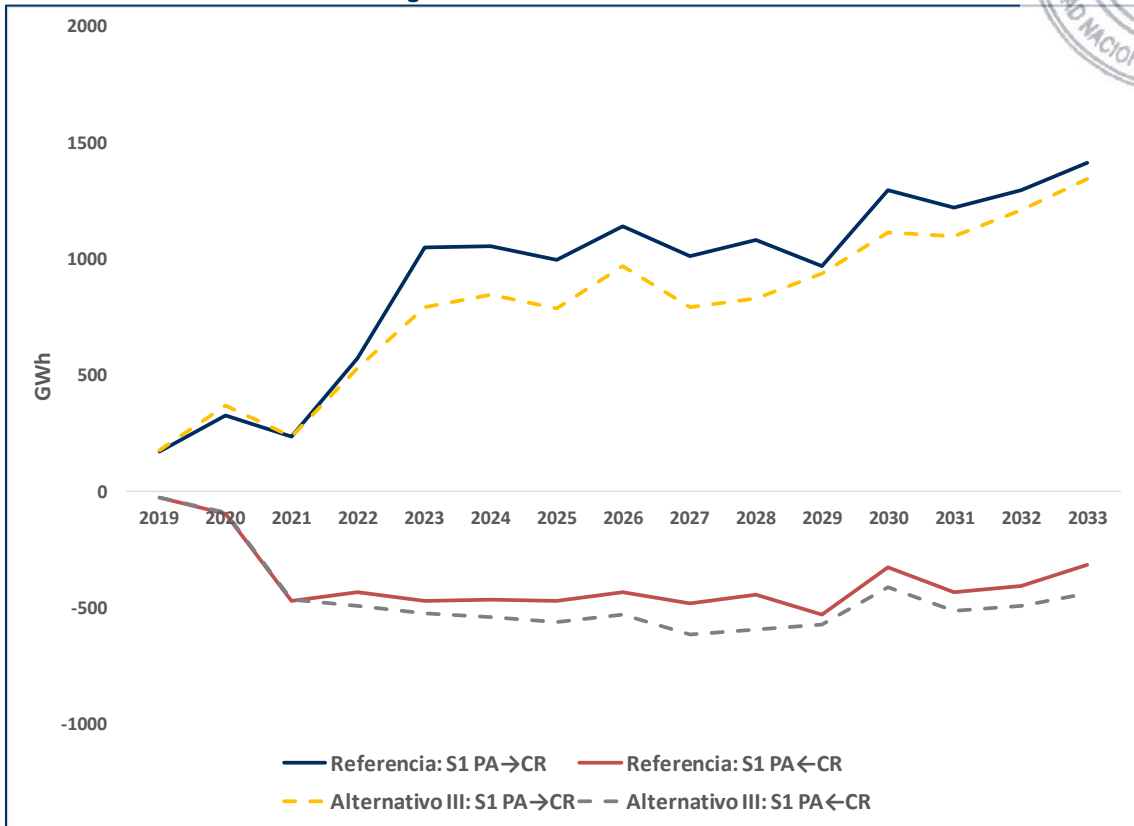
Referencia: (ETESA, 2019)


Tabla 7. 15: Plan de Expansión del Escenario Alternativo III (Continuación)

1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
1	2024		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00					
1	2025	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2025	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00		5.00					
1	2027	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44						
1	2027	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00						
1	2027		Eólico Zona Veraguas 01	104.40			104.40				
1	2028		Eólico Zona Coclé 04	80.00			80.00				
1	2029	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2029	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						
1	2029		Eólico Zona Panamá 01	32.00			32.00				
1	2029		Solar Zona Coclé 19	9.95		9.95					
1	2029		Solar Zona Coclé 25	30.00		30.00					
1	2029		Solar Zona Chiriquí 21	17.30		17.30					
1	2030		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00						100.00	
1	2030		Eólico Zona Veraguas 04	108.00			108.00				
1	2030		Solar Zona Chiriquí 03	10.00		10.00					
1	2030		Solar Zona Chiriquí 11	19.89		19.89					
1	2031		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00						150.00	
1	2031		Eólico Zona Panamá 02	136.00			136.00				
1	2031		Solar Zona Coclé 21	9.95		9.95					
1	2031		Solar Zona Coclé 22	9.95		9.95					
1	2031		Solar Zona Coclé 24	10.00		10.00					
1	2032		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00						250.00	
1	2032		Eólico Zona Coclé 05	22.00			22.00				
1	2032		Solar Zona Chiriquí 08	19.89		19.89					
1	2032		Solar Zona Chiriquí 15	19.80		19.80					
1	2032		Solar Zona Chiriquí 20	71.00		71.00					
1	2033		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	100.00						100.00	
1	2033		Solar Zona Panamá Oeste 01	10.00		10.00					
1	2033		Solar Zona Coclé 10	10.00		10.00					
1	2033		Solar Zona Chiriquí 13	19.80		19.80					
				2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
				Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro				390.85	0.00	52.03	0.00	89.91	0.00	248.90	0.00
Solar				679.43	0.00	242.47	0.00	169.44	0.00	267.52	0.00
Eólico				617.40	0.00	66.00	0.00	69.00	0.00	482.40	0.00
Bunker				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel				5.10	(100.00)	5.10	(100.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbón				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GNL				1728.10	0.00	458.10	0.00	670.00	0.00	600.00	0.00
Total				3420.87	(100.00)	823.70	(100.00)	998.35	0.00	1598.82	0.00
** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN											
■ Retiro de Unidades											

Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 14: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo III



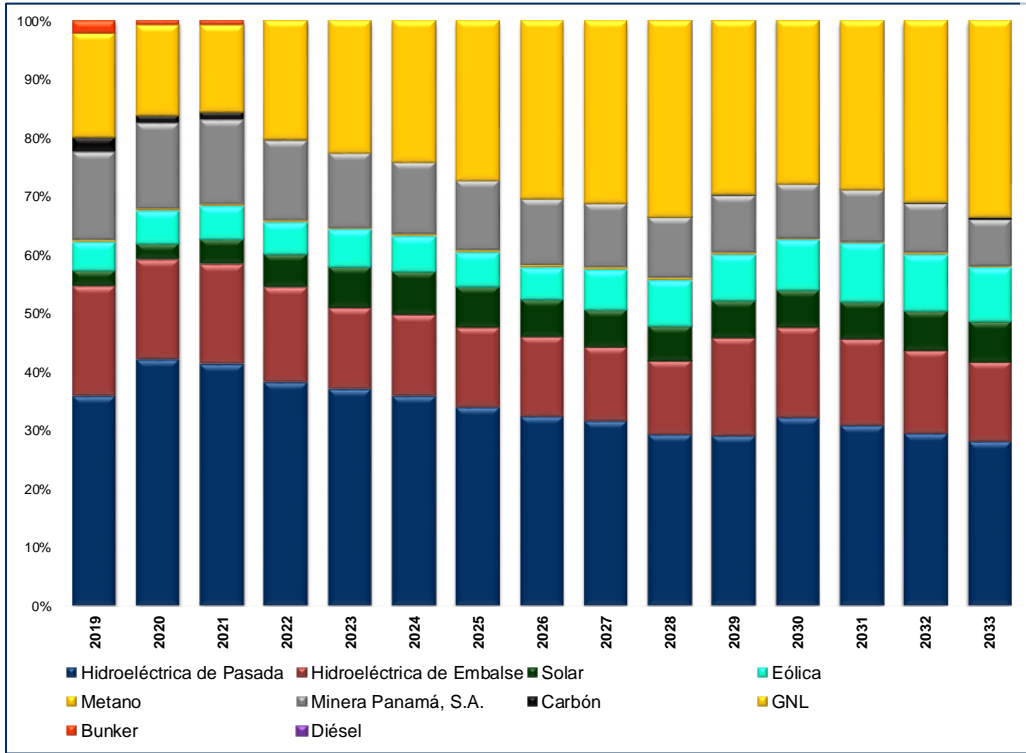
Referencia: (ETESA, 2019)

Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera el proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 7. 14. Sin embargo, se observa que a partir del año 2023 el nivel de exportaciones disminuye con respecto al escenario de referencia.

En el Gráfico 7. 15 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación termoeléctrica debido a centrales de gas natural, principalmente en los años 2022 al 2028.

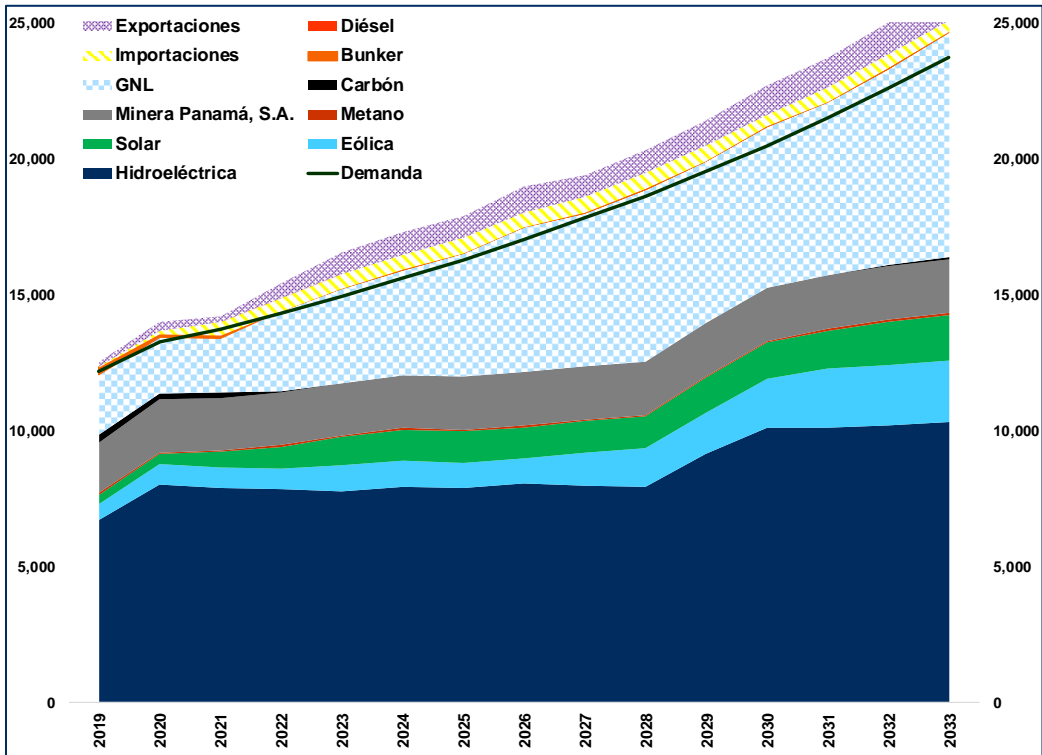
Handwritten signature

Gráfico 7. 15: Participación de Generación del Escenario Alternativo III



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 16: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo III



Referencia: (ETESA, 2019)

Handwritten signature

Tabla 7. 16: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh				Demanda	Porcentajes de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Totales		Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2019	6,721.60	996.80	4,621.62	12,340.03	12,187.78	55.15%	8.18%	37.92%
2020	8,002.40	1,198.98	4,365.83	13,567.21	13,282.41	60.25%	9.03%	32.87%
2021	7,875.73	1,402.33	4,246.61	13,524.67	13,738.80	57.32%	10.21%	30.91%
2022	7,840.44	1,634.74	4,925.11	14,400.29	14,343.20	54.66%	11.40%	34.34%
2023	7,755.16	2,076.10	5,404.65	15,235.90	14,950.50	51.87%	13.89%	36.15%
2024	7,927.07	2,181.14	5,819.40	15,927.61	15,603.40	50.80%	13.98%	37.30%
2025	7,879.08	2,159.74	6,504.91	16,543.73	16,301.80	48.33%	13.25%	39.90%
2026	8,043.17	2,155.38	7,297.34	17,495.89	17,038.20	47.21%	12.65%	42.83%
2027	7,970.66	2,442.56	7,607.63	18,020.86	17,822.70	44.72%	13.70%	42.69%
2028	7,930.21	2,662.60	8,317.05	18,909.85	18,657.20	42.50%	14.27%	44.58%
2029	9,142.77	2,875.09	7,910.92	19,928.78	19,545.10	46.78%	14.71%	40.48%
2030	10,107.68	3,205.26	7,891.13	21,204.07	20,489.20	49.33%	15.64%	38.51%
2031	10,098.65	3,643.81	8,373.26	22,115.72	21,516.50	46.93%	16.93%	38.92%
2032	10,190.62	3,898.30	9,254.55	23,343.47	22,607.60	45.08%	17.24%	40.94%
2033	10,325.20	4,018.10	10,344.41	24,687.71	23,767.70	43.44%	16.91%	43.52%

Referencia: (ETESA, 2019)

Escenario Alternativo IV

En este escenario se utiliza las mismas proyecciones de demanda del caso de referencia y de precios de combustibles altos, y supone que las turbinas y los ciclos combinados del plantel futuro de gas natural (Martano y Telfers) entran a partir del año 2022 y 2025.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en las Tabla 7.18 y Tabla 7.19.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 2268.63 MW de capacidad al sistema actual, donde el 16.33% corresponde a proyectos hidroeléctricos (370.41 MW), un 33.72 % a proyectos renovables (Eólicos – 373 MW, Solar – 392.02 MW) y el 49.95% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1133.20 MW).

Tabla 7. 17: Costos del Escenario Alternativo IV

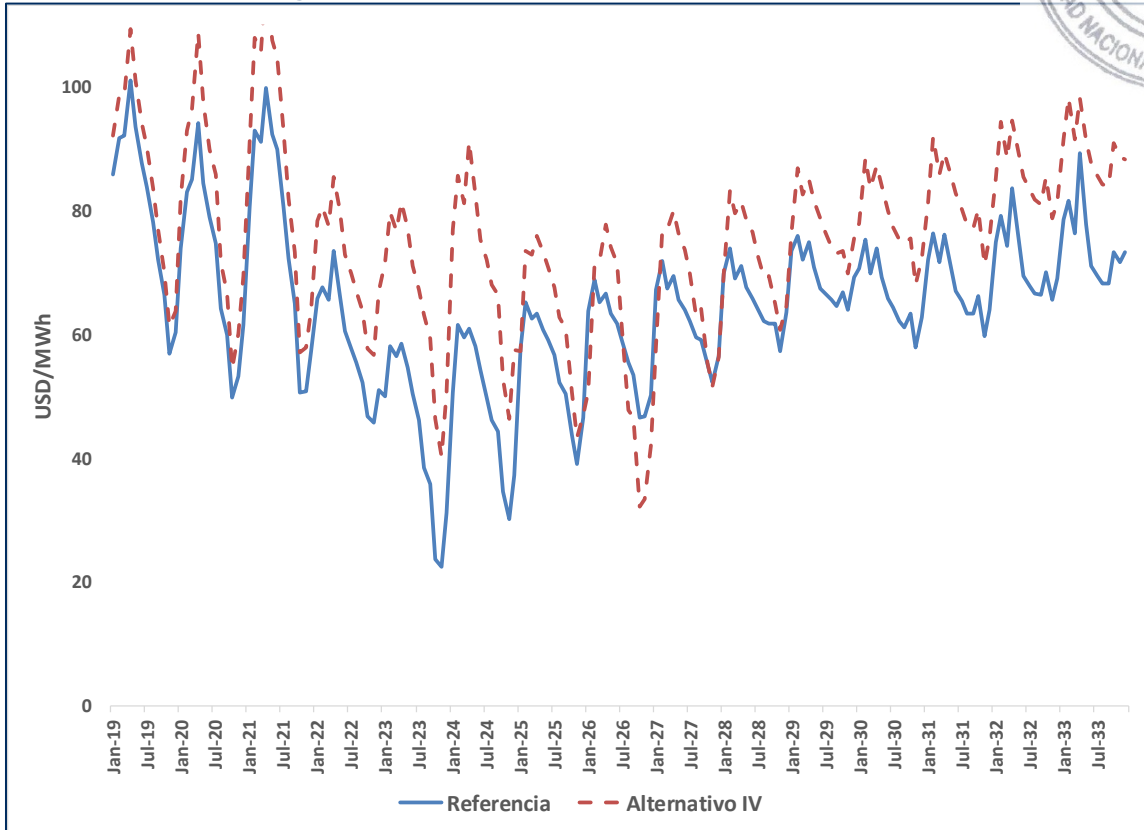
Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo IV
Inversión	2222.50	2626.13
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	2750.71
Ambiental	351.72	324.21
Total	5297.98	5701.04
	Diferencia	-7.07%

Referencia: (ETESA, 2019)

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que el costo marginal va en un aumento notable a partir del 2020 y en todos los años de estudio debido a los altos precios de los combustibles que provoca un aumento en los costos de operación de las centrales termoeléctricas.; a partir del año 2025 (fecha en que ingresa la central Telfers) el CMS vuelve a tener el comportamiento similar al del escenario de referencia, aunque ligeramente superior. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo IV pueden apreciarse en el Gráfico 7. 17.



Gráfico 7. 17: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo IV



Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 18: Plan de Expansión del Escenario Alternativo IV

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frío Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
1	2022	Sinlam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
1	2023	UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	69.00			69.00				
1	2023		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 02	40.00		40.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00					
1	2023		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99					

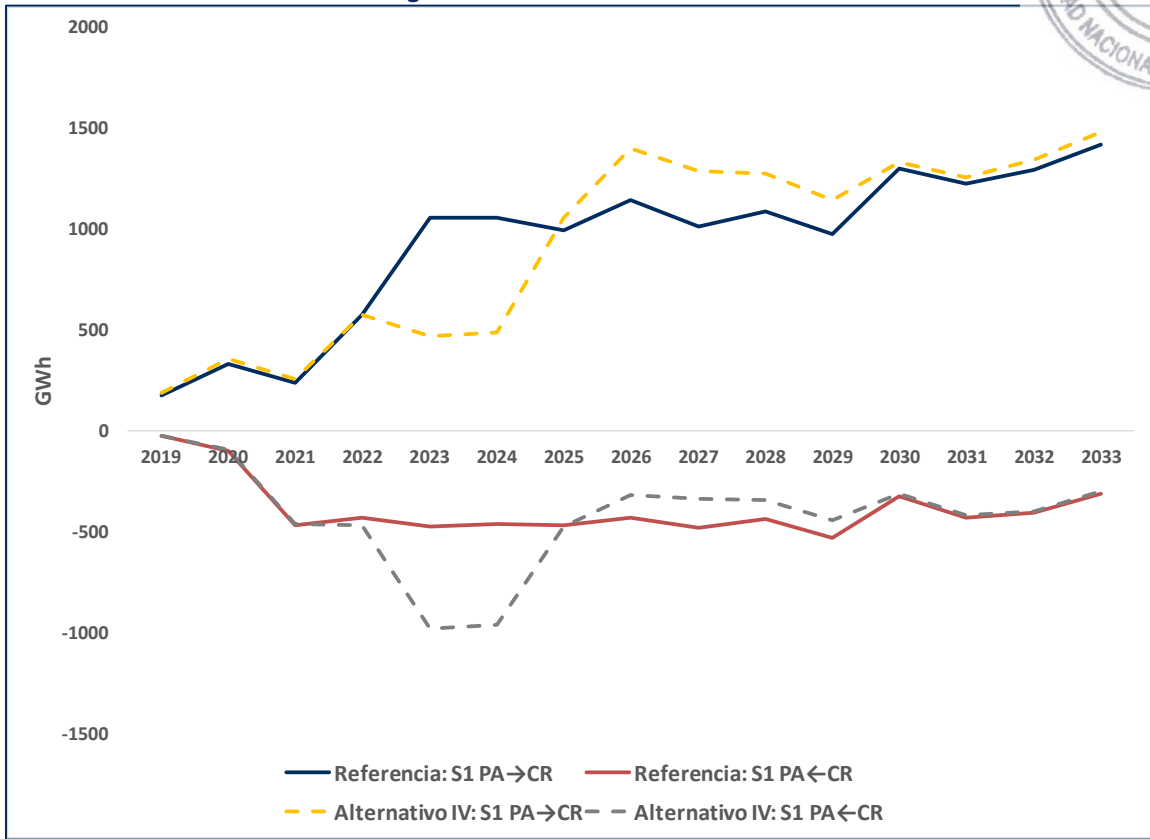
Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 19: Plan de Expansión del Escenario Alternativo IV (Continuación)

1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Coclé 20	9.96		9.96					
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
1	2023	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00		5.00					
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2024	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2025		Eólico Zona Panamá 02	136.00			136.00				
1	2025		Eólico Zona Coclé 04	80.00			80.00				
1	2025	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00						670.00	
1	2026		Eólico Zona Coclé 05	22.00			22.00				
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						
				2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
				Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
			Hidro	370.41	0.00	52.03	0.00	318.37	0.00	0.00	0.00
			Solar	392.02	0.00	242.47	0.00	149.55	0.00	0.00	0.00
			Eólico	373.00	0.00	66.00	0.00	307.00	0.00	0.00	0.00
			Bunker	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
			Diesel	5.10	(100.00)	5.10	(100.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
			Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
			GNL	1128.10	0.00	458.10	0.00	670.00	0.00	0.00	0.00
			Total	2268.63	(100.00)	823.70	(100.00)	1444.92	0.00	0.00	0.00
** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN ■ Retiro de Unidades											

Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 18: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo IV

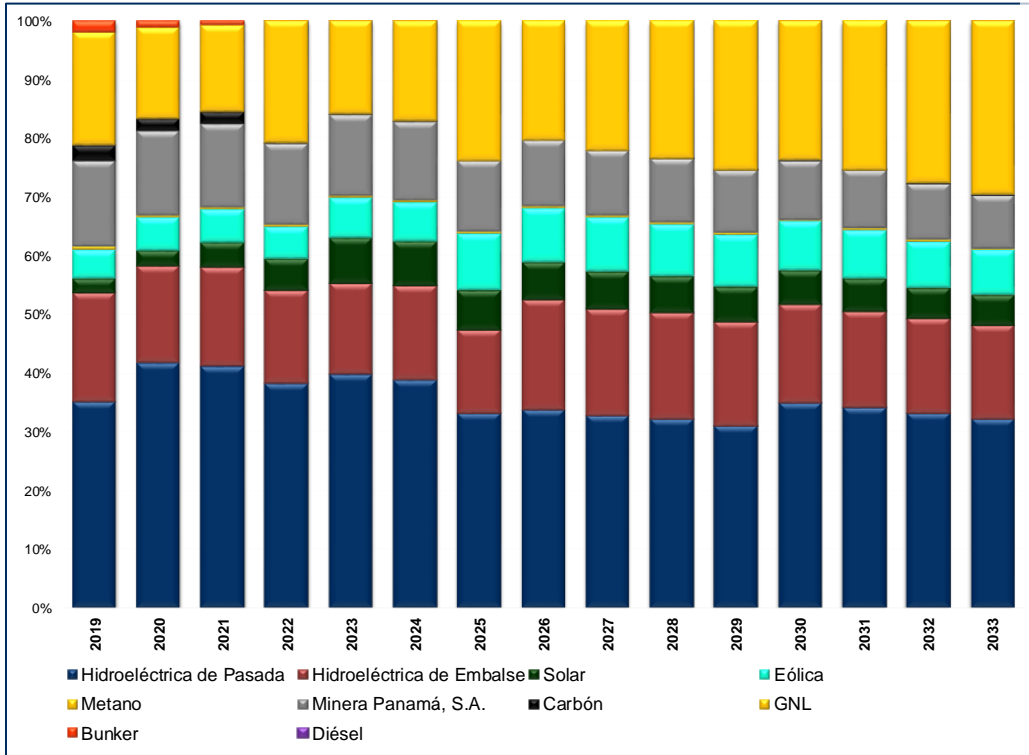


Referencia: (ETESA, 2019)

Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera el proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 7. 18.

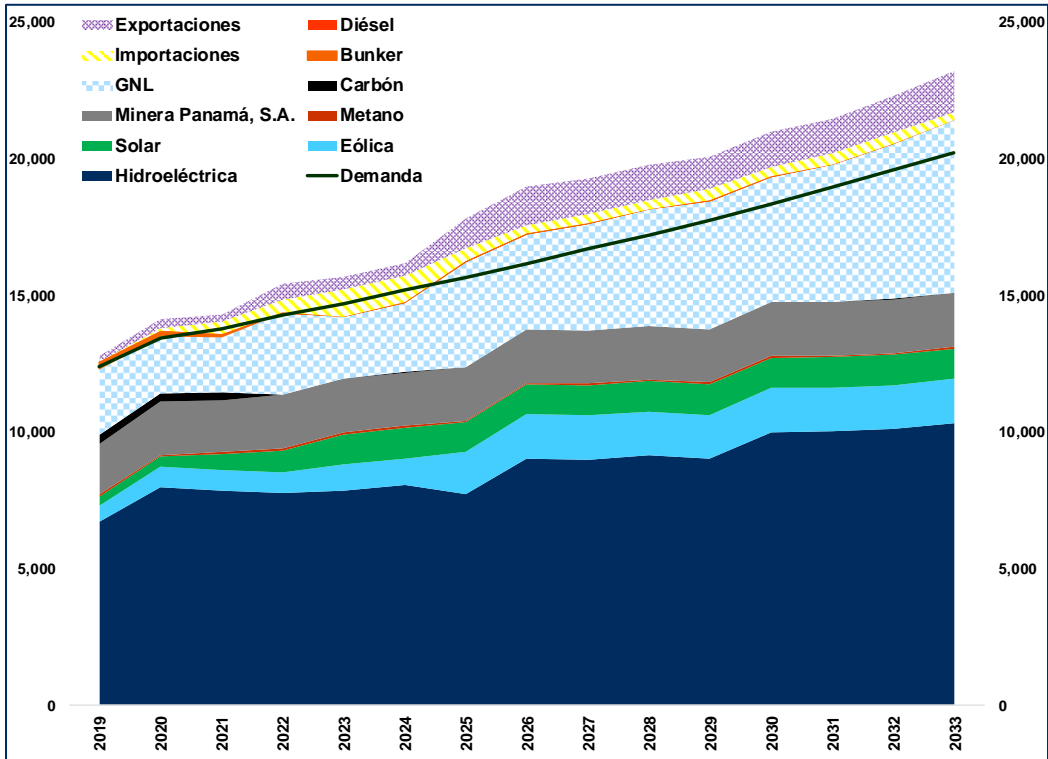
En el Gráfico 7. 19 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación termoeléctrica a centrales de gas Natural producto de la entrada de los proyectos Telfers y Martano el año 2022 y en el año 2025 por el contrario de las centrales que utilizan el combustible bunker, se observa un nulo aporte luego del año 2021.

Gráfico 7. 19: Participación de Generación del Escenario Alternativo IV



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 20: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo IV



Referencia: (ETESA, 2019)

Handwritten signature

Tabla 7. 20: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh				Demanda	Porcentajes de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Totales		Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2019	6,727.33	998.13	4,848.03	12,573.49	12,413.37	54.19%	8.04%	39.05%
2020	7,959.99	1,198.85	4,539.55	13,698.39	13,434.20	59.25%	8.92%	33.79%
2021	7,860.96	1,401.56	4,332.24	13,594.77	13,789.00	57.01%	10.16%	31.42%
2022	7,754.94	1,633.76	4,996.14	14,384.85	14,265.20	54.36%	11.45%	35.02%
2023	7,854.41	2,127.11	4,250.78	14,232.30	14,718.00	53.37%	14.45%	28.88%
2024	8,066.63	2,152.93	4,523.43	14,742.99	15,189.70	53.11%	14.17%	29.78%
2025	7,711.35	2,712.40	5,848.08	16,271.84	15,678.70	49.18%	17.30%	37.30%
2026	9,042.44	2,753.14	5,473.97	17,269.56	16,176.70	55.90%	17.02%	33.84%
2027	8,992.57	2,786.32	5,871.09	17,649.98	16,691.90	53.87%	16.69%	35.17%
2028	9,135.13	2,785.88	6,241.07	18,162.09	17,224.40	53.04%	16.17%	36.23%
2029	9,015.34	2,794.85	6,670.54	18,480.73	17,775.10	50.72%	15.72%	37.53%
2030	10,007.04	2,786.37	6,577.48	19,370.88	18,344.20	54.55%	15.19%	35.86%
2031	10,015.91	2,784.76	7,003.15	19,803.81	18,956.90	52.84%	14.69%	36.94%
2032	10,121.00	2,766.84	7,657.82	20,545.66	19,589.70	51.66%	14.12%	39.09%
2033	10,317.73	2,794.67	8,320.31	21,432.71	20,244.60	50.97%	13.80%	41.10%

Referencia: (ETESA, 2019)


Escenario Alternativo V

En este escenario se utiliza las proyecciones de demanda alta y un alto costo de los combustibles utilizados para la generación térmica, debido a esto se apuesta por la introducción de nuevas plantas de Gas Natural y un aprovechamiento mayor de la Energía Eólica.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en las Tabla 7.22 y Tabla 7.23.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 3627.49 MW de capacidad al sistema actual, donde el 11.37% corresponde a proyectos hidroeléctricos (412.33 MW), un 43.61 % a proyectos renovables (Eólicos – 822.80 MW, Solar – 759.16 MW) y el 45.02% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1633.20 MW).

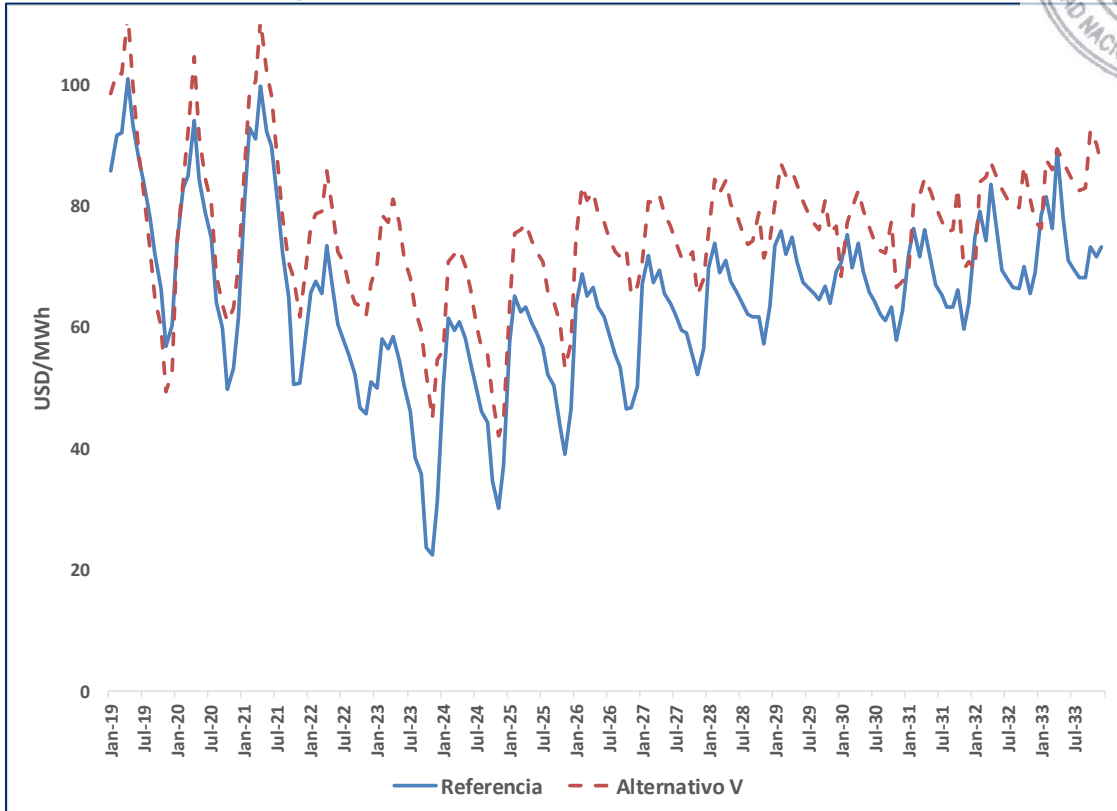
Tabla 7. 21: Costos del Escenario Alternativo V

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo V
Inversión	2222.50	2894.57
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	3020.85
Ambiental	351.72	343.62
Total	5297.98	6259.03
	Diferencia	-15.35%

Referencia: (ETESA, 2019)

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que el costo marginal del sistema aumenta debido a que la demanda energética y el costo de los combustibles presenta un aumento en todos los años del presente estudio. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo V pueden apreciarse en el Gráfico 7. 21.

Gráfico 7. 21: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo V



Referencia: (ETESA, 2019)




Tabla 7. 22: Plan de Expansión del Escenario Alternativo V

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**	
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahia Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahia Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahia Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
1	2023	UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	69.00			69.00				
1	2023		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
1	2023		Solar Zona Cocle 02	40.00		40.00					
1	2023		Solar Zona Cocle 09	5.00		5.00					
1	2023		Solar Zona Cocle 12	9.99		9.99					
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Cocle 20	9.96		9.96					
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2024		Eólico Zona Veraguas 04	108.00			108.00				
1	2024	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00		5.00					
1	2024	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00							670.00
1	2024	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2024	Empresa Nacional de Energía, S.A	El Recodo	10.01	10.01						
1	2025	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1.00	1.00						
1	2025	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	5.00	5.00						
1	2026		Eólico Zona Cocle 05	22.00			22.00				
1	2027		Solar Zona Panamá Oeste 01	10.00		10.00					
1	2027		Solar Zona Chiriquí 03	10.00		10.00					
1	2027		Solar Zona Chiriquí 11	19.89		19.89					
1	2027		Solar Zona Chiriquí 15	19.80		19.80					
1	2027		Solar Zona Cocle 19	9.95		9.95					

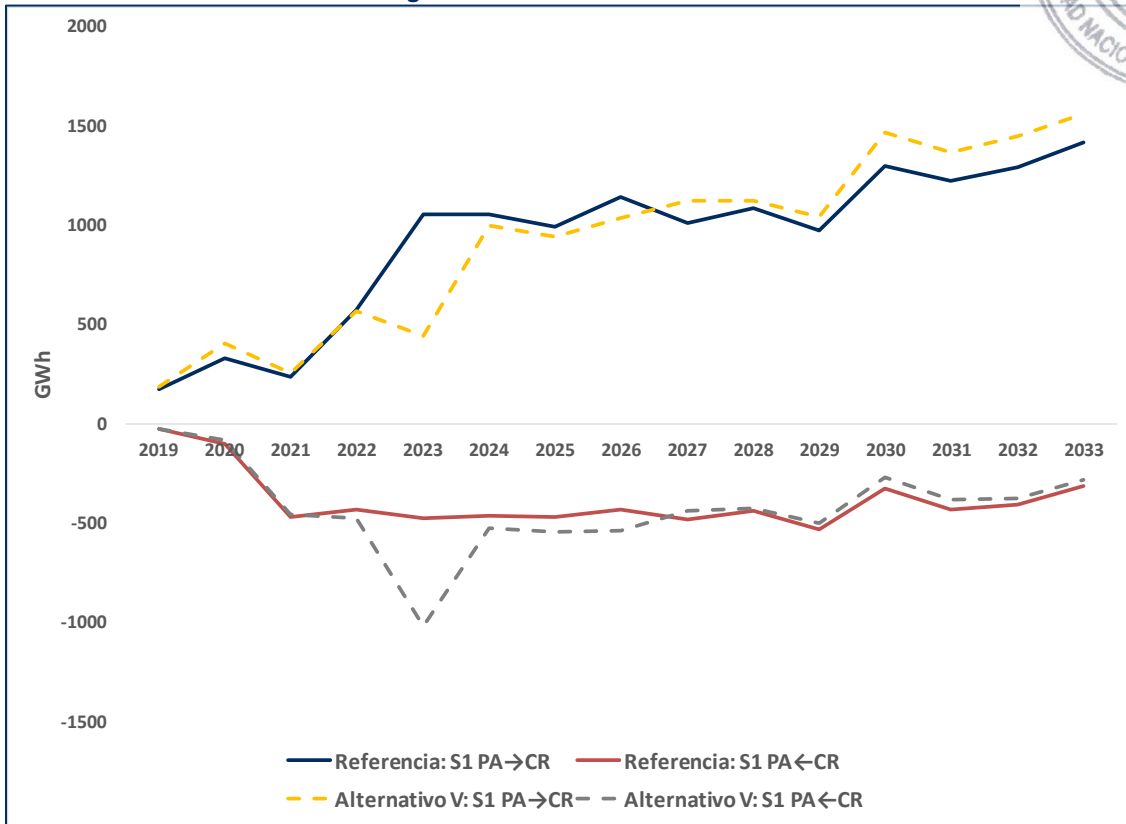
Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 23: Plan de Expansión del Escenario Alternativo V (Continuación)

1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						
1	2027	Empresa Nacional de Energía, S.A	La Herradura	5.48	5.48						
1	2028		Eólico Zona Chiriquí 01	19.80		19.80					
1	2028		Solar Zona Coclé 10	10.00		10.00					
1	2028		Solar Zona Chiriquí 08	19.89		19.89					
1	2028		Solar Zona Chiriquí 09	19.89		19.89					
1	2028		Solar Zona Chiriquí 13	19.80		19.80					
1	2028		Solar Zona Chiriquí 20	71.00		71.00					
1	2029		Eólico Zona Veraguas 01	104.40		104.40					
1	2029		Solar Zona Coclé 13	9.90		9.90					
1	2029		Solar Zona Coclé 14	10.00		10.00					
1	2029		Solar Zona Coclé 15	10.00		10.00					
1	2029	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44						
1	2029	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00						
1	2030		Eólico Zona Panamá 01	32.00		32.00					
1	2030		Eólico Zona Veraguas 02	111.60		111.60					
1	2030		Solar Zona Panamá Oeste 02	20.00		20.00					
1	2030		CC CNL A	400.00					400.00		
1	2031		Eólico Zona Coclé 03	74.00		74.00					
1	2031		Solar Zona Chiriquí 10	19.89		19.89					
1	2031		Solar Zona Coclé 17	9.95		9.95					
1	2031		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50.00					50.00		
1	2032		Eólico Zona Coclé 04	80.00		80.00					
1	2033		Eólico Zona Panamá 02	136.00		136.00					
1	2033		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	50.00					50.00		
				2019-2033		2019-2022		2022-2026		2027-2033	
				Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro				412.33	0.00	52.03	0.00	105.92	0.00	254.38	0.00
Solar				759.16	0.00	242.47	0.00	149.55	0.00	367.14	0.00
Eólico				822.80	0.00	66.00	0.00	199.00	0.00	557.80	0.00
Bunker				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel				5.10	(100.00)	5.10	(100.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbón				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GNL				1628.10	0.00	458.10	0.00	670.00	0.00	500.00	0.00
Total				3627.49	(100.00)	823.70	(100.00)	1124.47	0.00	1679.32	0.00
** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN  Retiro de Unidades											

Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 22: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo V

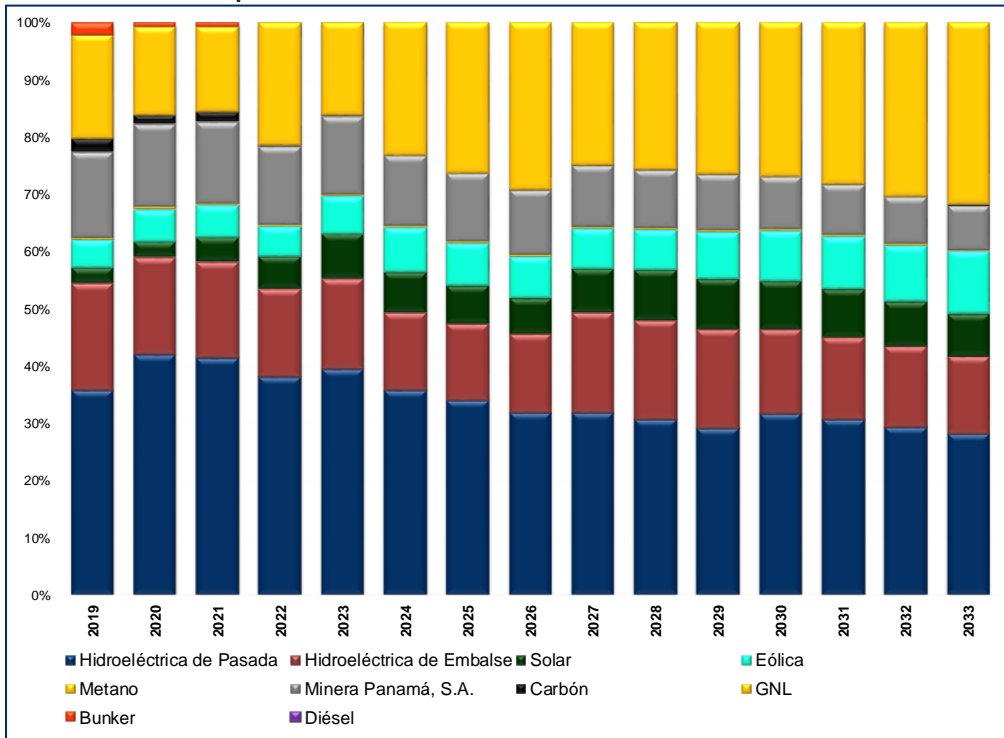


Referencia: (ETESA, 2019)

En los intercambios presentados en este escenario, se observa una disminución en la generación hidroeléctrica con respecto a los otros casos contraria al aumento en la producción de gas Natural con la entrada de 3 plantas nuevas CC CNL A y las turbinas de Gas Aeroderivadas 50A y 50B.

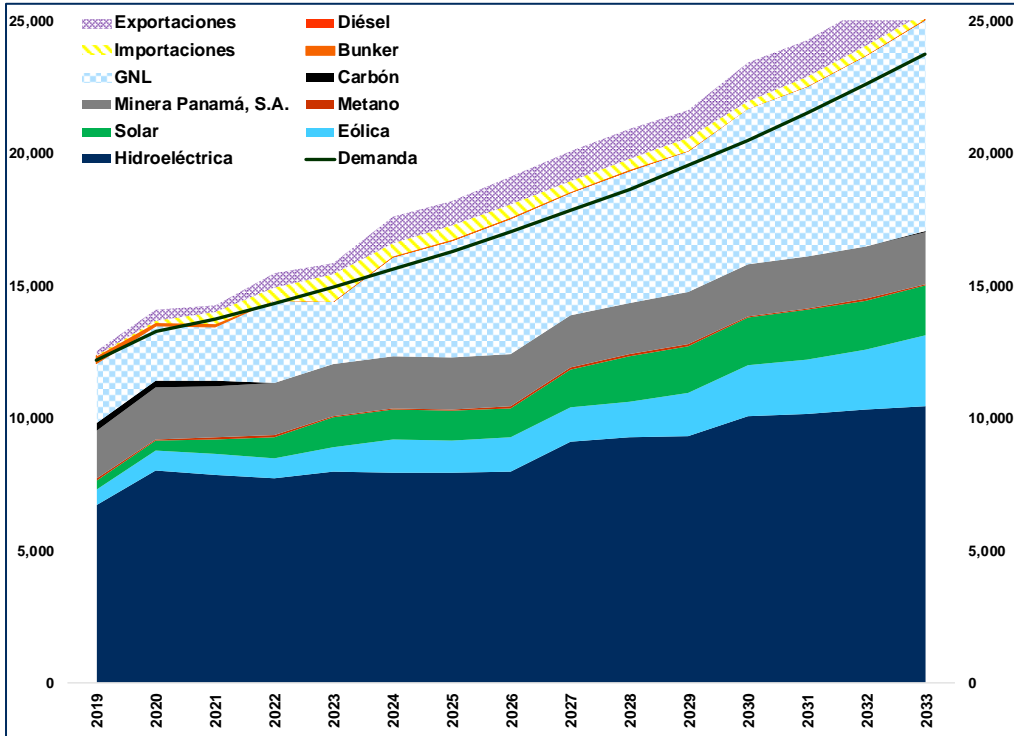
En el Gráfico 7. 23 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación termoeléctrica a centrales de Gas Natural y de energías renovables no convencionales. Las Centrales hidroeléctricas mantienen un aporte base como en todos los escenarios analizados en este capítulo.

Gráfico 7. 23: Participación de Generación del Escenario Alternativo V



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 24: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo IV



Referencia: (ETESA, 2019)

AB

Tabla 7. 24: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda

	Generación GWh				Demanda	Porcentajes de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Totales		Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2019	6,708.23	996.54	4,643.74	12,348.51	12,187.78	55.04%	8.18%	38.10%
2020	8,010.87	1,198.80	4,395.60	13,605.27	13,282.41	60.31%	9.03%	33.09%
2021	7,863.83	1,401.98	4,286.32	13,552.13	13,738.80	57.24%	10.20%	31.20%
2022	7,716.81	1,634.33	5,095.00	14,446.14	14,343.20	53.80%	11.39%	35.52%
2023	7,956.64	2,118.74	4,331.78	14,407.16	14,950.50	53.22%	14.17%	28.97%
2024	7,954.76	2,427.07	5,715.76	16,097.59	15,603.40	50.98%	15.55%	36.63%
2025	7,932.95	2,393.42	6,388.38	16,714.75	16,301.80	48.66%	14.68%	39.19%
2026	7,993.62	2,443.14	7,112.98	17,549.74	17,038.20	46.92%	14.34%	41.75%
2027	9,126.33	2,781.36	6,614.71	18,522.40	17,822.70	51.21%	15.61%	37.11%
2028	9,283.48	3,115.59	6,964.26	19,363.33	18,657.20	49.76%	16.70%	37.33%
2029	9,334.11	3,446.71	7,317.09	20,097.91	19,545.10	47.76%	17.63%	37.44%
2030	10,057.57	3,797.49	7,841.78	21,696.84	20,489.20	49.09%	18.53%	38.27%
2031	10,143.79	4,011.31	8,359.29	22,514.39	21,516.50	47.14%	18.64%	38.85%
2032	10,307.52	4,203.97	9,181.28	23,692.77	22,607.60	45.59%	18.60%	40.61%
2033	10,450.12	4,624.33	9,977.13	25,051.57	23,767.70	43.97%	19.46%	41.98%

Referencia: (ETESA, 2019)



Análisis de las Sensibilidades

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del Escenario Referencia, se elaboraron distintas sensibilidades, mediante las cuales se evaluará la robustez de la propuesta de expansión. Análisis que pueden dar señales para la toma de decisiones y políticas de Estado, de forma tal que garantizan el suministro de energía y potencia, cumpliendo con los criterios de Calidad, Seguridad y Confiabilidad establecidos. Dichas sensibilidades se muestran en la Tabla N°25.

Tabla 7. 25: Sensibilidades Analizadas

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Escenario Referencia		Sensibilidades															
			Mes	Año	A	B	C	D	E	F	G	H	I							
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	153.00**	2	2019																
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	6	2019																
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90	7	2019																
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	8	2019																
Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10	11	2019																
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)	12	2019																
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(34.00)	12	2019																
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)	12	2019																
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00	1	2020	1	2021														
Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00	1	2020																
Electron Investment	Pando	37.00	1	2020																
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	6	2020																
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95	1	2021																
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	1	2021	1	2022														
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58	1	2021																
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00	6	2021																
Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frío Solar	19.95	6	2021	6	2022														
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16	6	2021																
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	10	2021																
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99	12	2021	12	2022														
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99	1	2022																
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	1	2022	1	2023														
Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10	1	2022	1	2023														
Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00	6	2022																
Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00	12	2022																
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	12	2022																
SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80	1	2023																
	Solar Zona Coclé 20	9.96	1	2023																
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	1	2023																
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90	1	2023																
Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00	1	2023																
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1	2023																
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	1	2023																
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	1	2023																
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	1	2023																
Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	1	2025																
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	1	2030																
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	1	2030																

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN

 Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad A

Esta sensibilidad analiza el atraso de un año, la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.

Dado la gran cantidad de atrasos que se han dado históricamente en cuanto a la entrada en operación de los proyectos de generación, se contempla estudiar la situación que tendría el sistema al no contar con la energía esperada en la fecha establecida en el periodo de corto plazo.

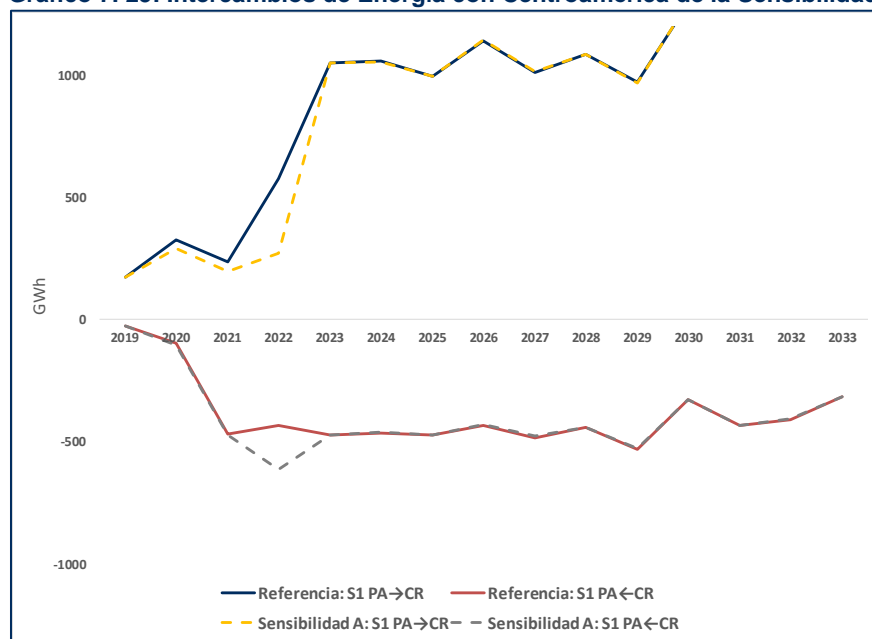
Tabla 7. 26: Costos de Sensibilidad A

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad A
Inversión	2222.50	2222.31
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	2739.79
Ambiental	351.72	353.89
Total	5297.98	5315.99
	Diferencia	-0.34%

Referencia: (ETESA, 2019)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7. 25, se presentan exportaciones de energía similares en la mayoría de los años evaluados, producto que el atraso de los proyectos no es tan considerable.

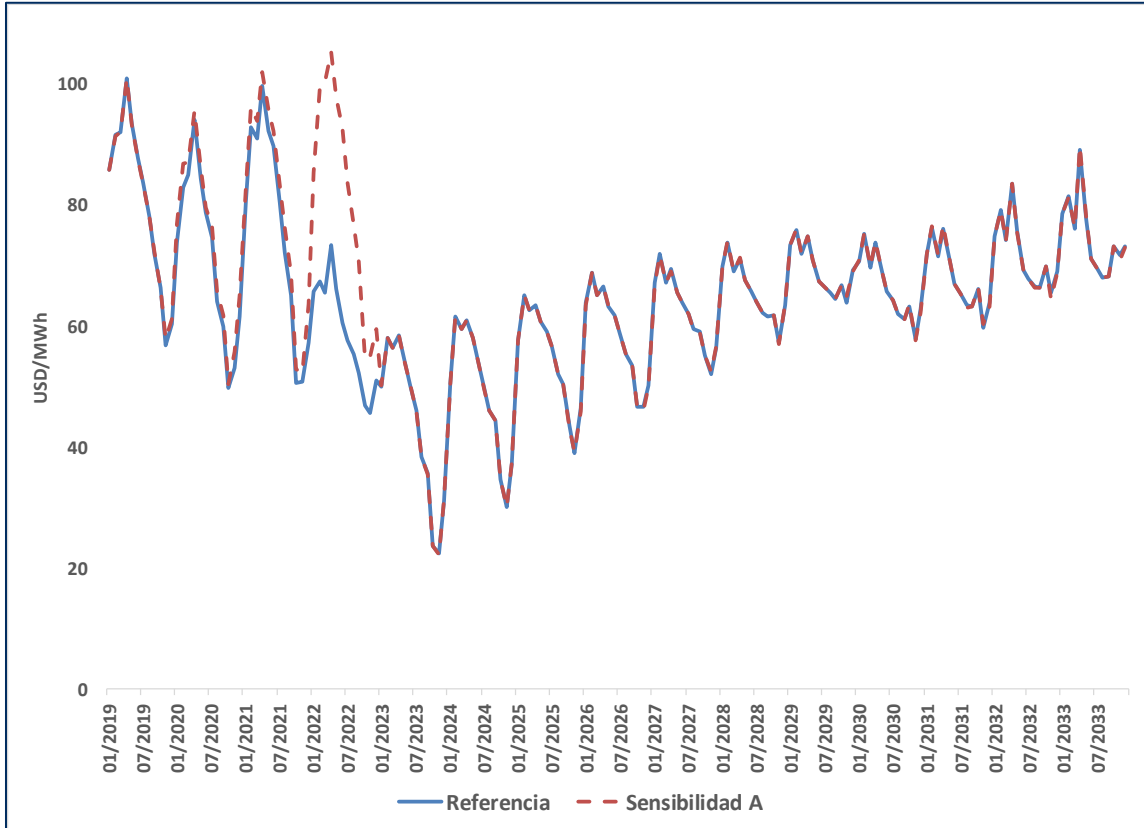
Gráfico 7. 25: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad A



Referencia: (ETESA, 2019)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7. 26, los costos marginales resultan superiores a los del caso original para los años en que los proyectos sufren un retraso de entrada en operación.

Gráfico 7. 26: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A



Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad B

En esta sensibilidad se considera una proyección de precios de combustibles altos en el sistema de generación en Panamá.

Tomado en cuenta las constantes variaciones que tiene el precio de los combustibles derivados del petróleo a causa de la especulación, el exceso de crudo en el mercado por nuevos actores (Irán, fracking), inversiones paralizadas, países emergentes en crisis y países con problemas políticos así como el temor a una nueva crisis global u otras situaciones que pudieran conllevar un aumento en el precio del combustible, se evalúa en este escenario el impacto que tendría este hecho en el sistema eléctrico de Panamá.

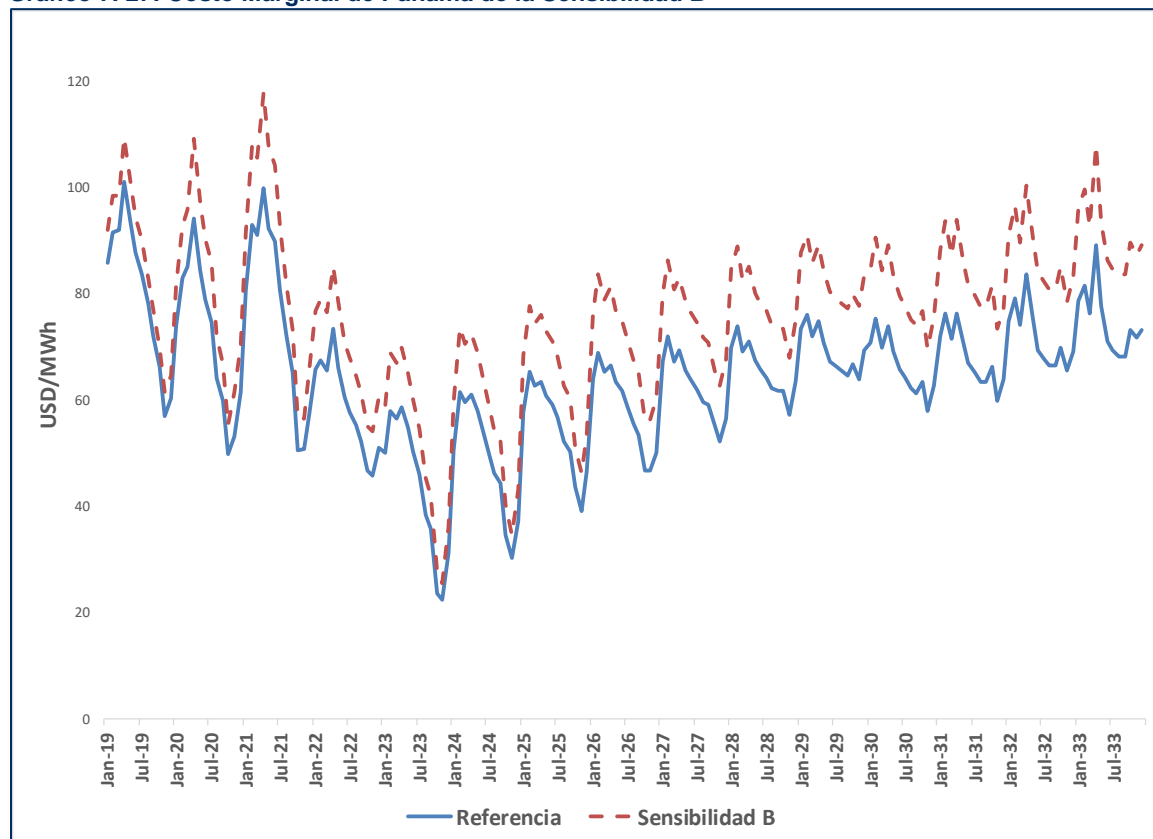


Tabla 7. 27: Costos de Sensibilidad B

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad B
Inversión	2222.50	2222.50
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	3177.69
Ambiental	351.72	352.76
Total	5297.98	5752.95
Diferencia		-7.91%

Referencia: (ETESA, 2019)

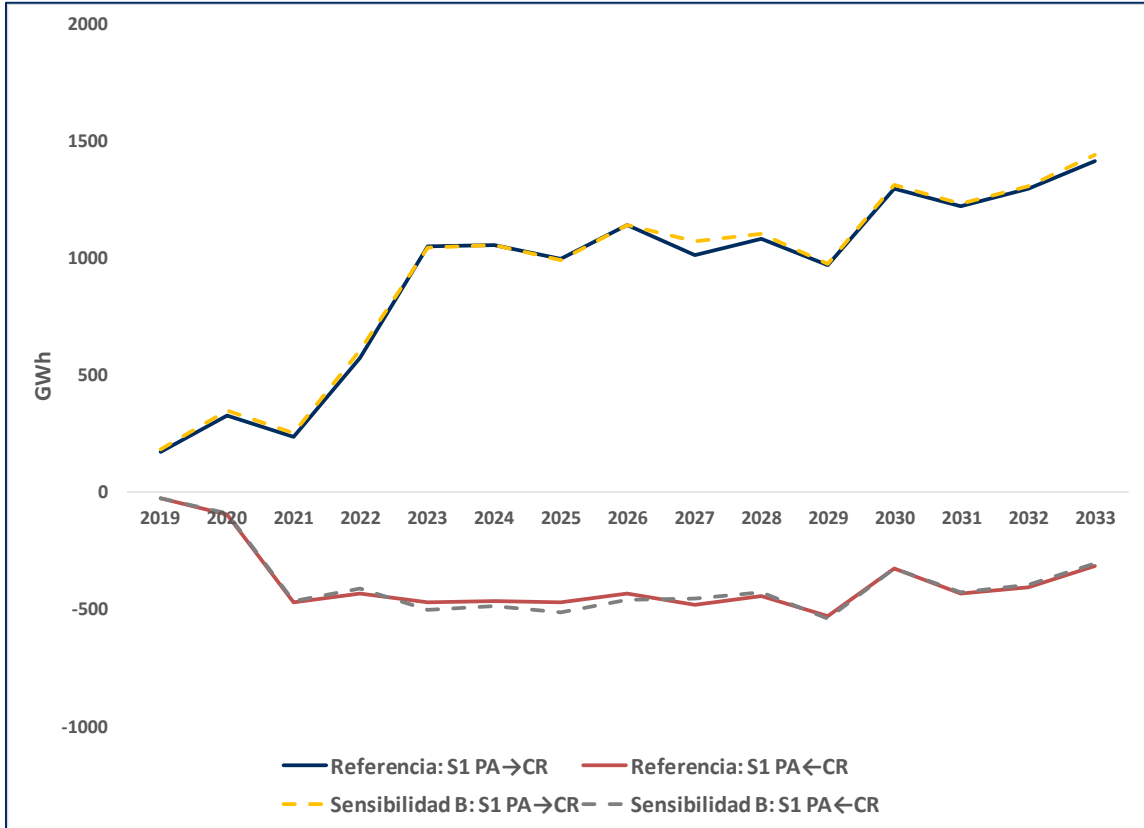
El Gráfico 7. 27 refleja una reducción del CMS a partir del año 2021, con la entrada de grandes proyectos termoeléctricos a base de gas natural. Al considerar una proyección de precios de combustibles altos en comparación con el Escenario de Referencia, los costos operativos de las centrales termoeléctricas aumentan, efecto reflejado en el despacho donde al ser estas más competitivas que las demás centrales termoeléctricas, conllevan a una reducción en el costo marginal del sistema.

Gráfico 7. 27: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B


Referencia: (ETESA, 2019)

La reducción en el CMS en el año 2021, no provoca cambios considerables en el comportamiento de los intercambios de energía con respecto al escenario de Referencia. (ver Gráfico 7. 28).

Gráfico 7. 28: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad B



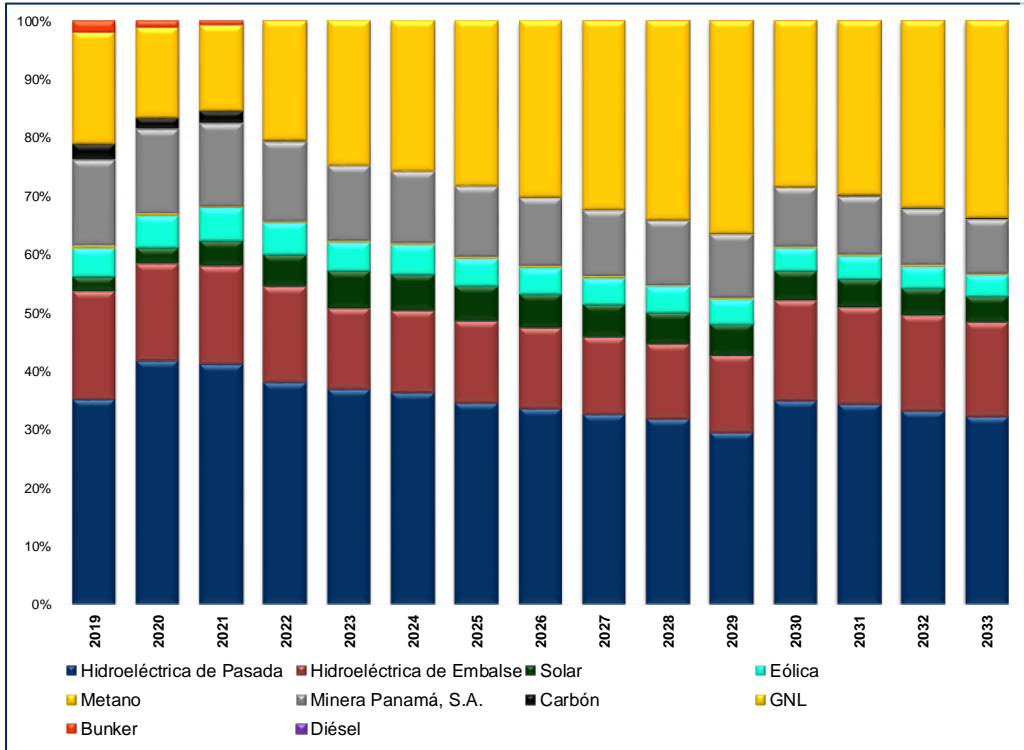
Referencia: (ETESA, 2019)

La participación de la generación de este escenario se aprecia en el Gráfico 7. 29.

Al igual que todos los casos la participación de la generación hidroeléctrica abarca la mayor parte de la energía generada en el país en los primeros años de estudio. Una vez entren en operación las turbinas de gas natural la generación toma protagonismo en la matriz energética.

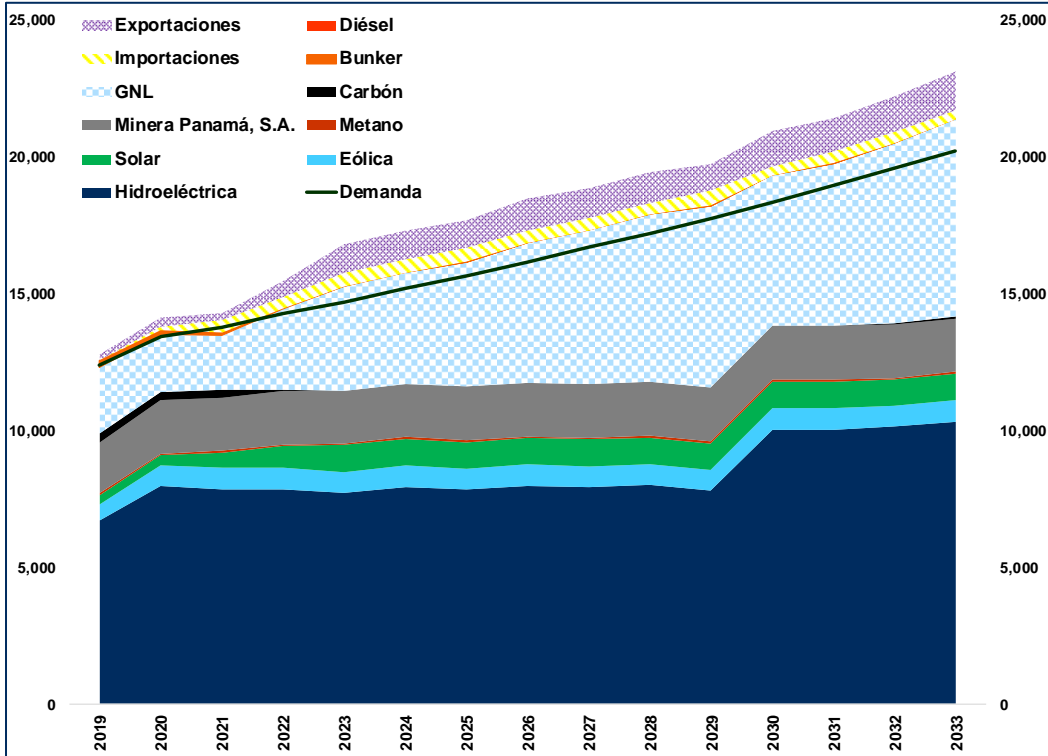


Gráfico 7. 29: Participación de Generación de la Sensibilidad B



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 30: Participación de Generación de la Sensibilidad B



Referencia: (ETESA, 2019)

AB

Sensibilidad C

En esta sensibilidad se considera una proyección de precios de combustibles bajos en el sistema de generación en Panamá. Uno de los mejores escenarios en los análisis de este capítulo, pues significa que el Gas Natural principalmente, presenta precios tan competitivos que puede llegar a alcanzar costos similares a las hidroeléctricas de embalse.

Tabla 7. 28: Costos de Sensibilidad C

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad C
Inversión	2222.50	2222.50
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	2093.33
Ambiental	351.72	352.09
Total	5297.98	4667.93
Diferencia		13.50%

Referencia: (ETESA, 2019)

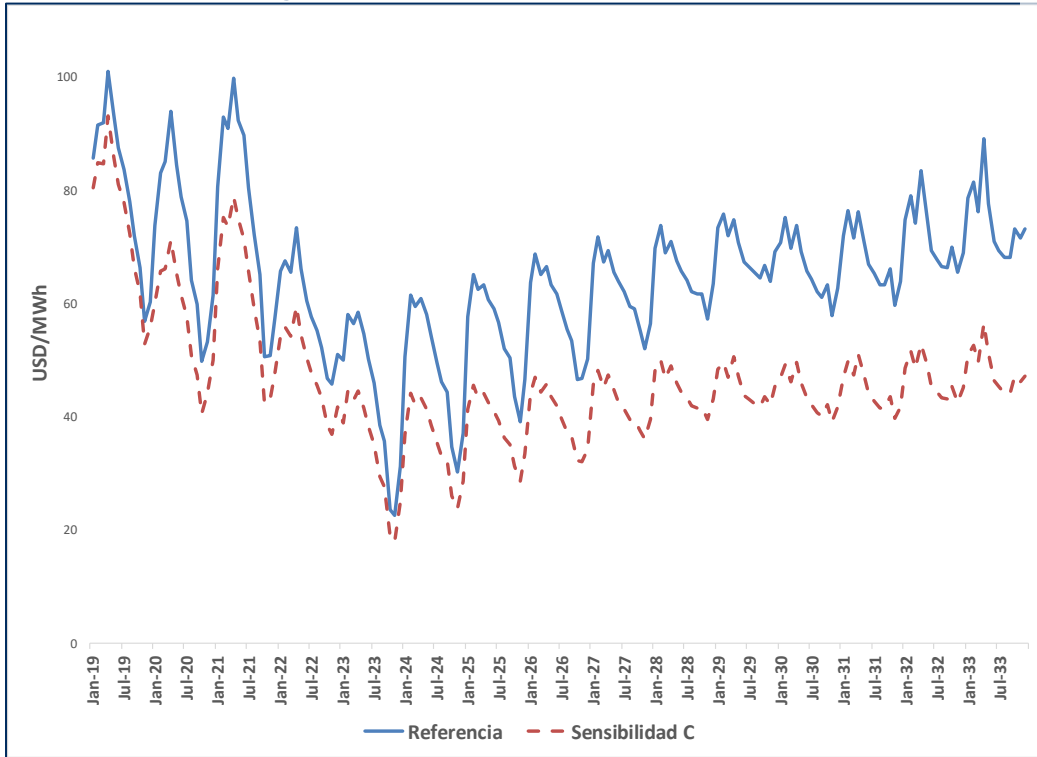
El Gráfico 7. 31 refleja una reducción del CMS a partir del año 2020, con la entrada de grandes proyectos termoeléctricos a base de gas natural. Al considerar una proyección de precios de combustibles bajos en comparación con el Escenario de Referencia, los costos operativos de las centrales termoeléctricas disminuyen, efecto reflejado en el despacho donde al ser estas más competitivas que las demás centrales termoeléctricas, conllevan a una reducción en el costo marginal del sistema.

Tabla 7. 29: Porcentajes de disminución con respecto al caso de referencia

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso)	Gas Natural CH4
2019	9.03%	9.37%	10.01%	2.49%
2021	28.13%	26.90%	13.26%	18.25%
2023	36.72%	30.43%	14.26%	25.53%
2025	45.24%	35.04%	14.54%	32.74%
2027	47.91%	38.67%	16.15%	35.12%
2029	50.06%	39.91%	17.72%	37.13%
2031	49.43%	41.04%	17.78%	36.32%
2033	49.93%	41.51%	17.74%	36.96%

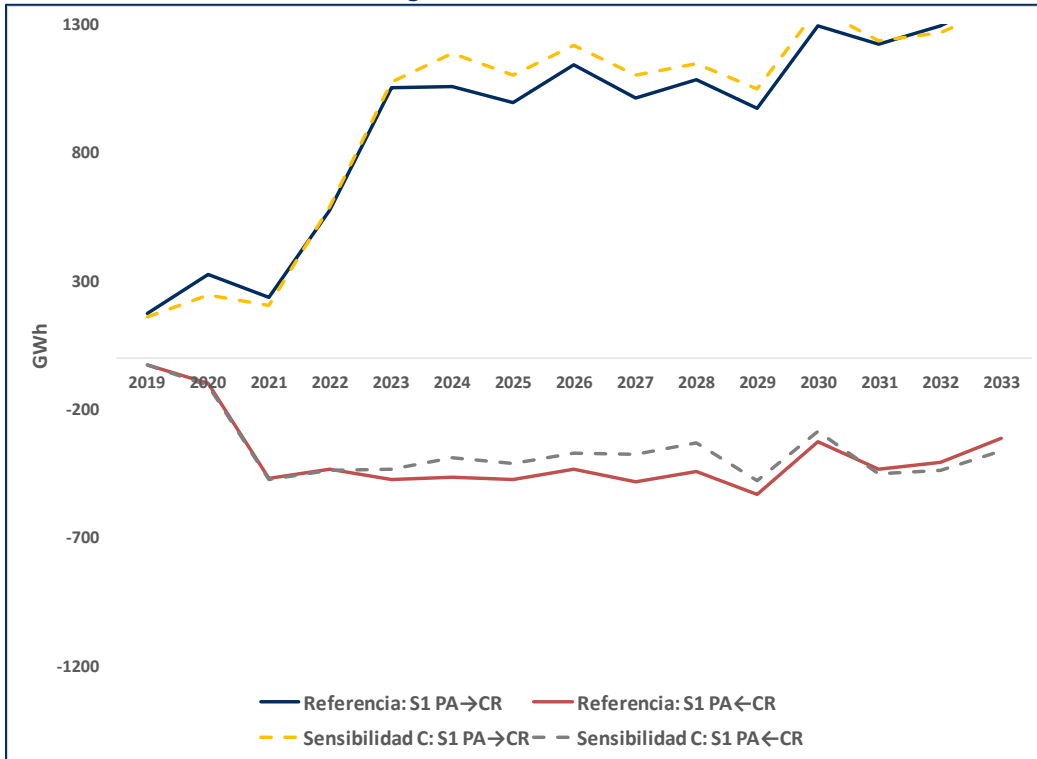
Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 31: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C



Referencia: (ETESA, 2019)

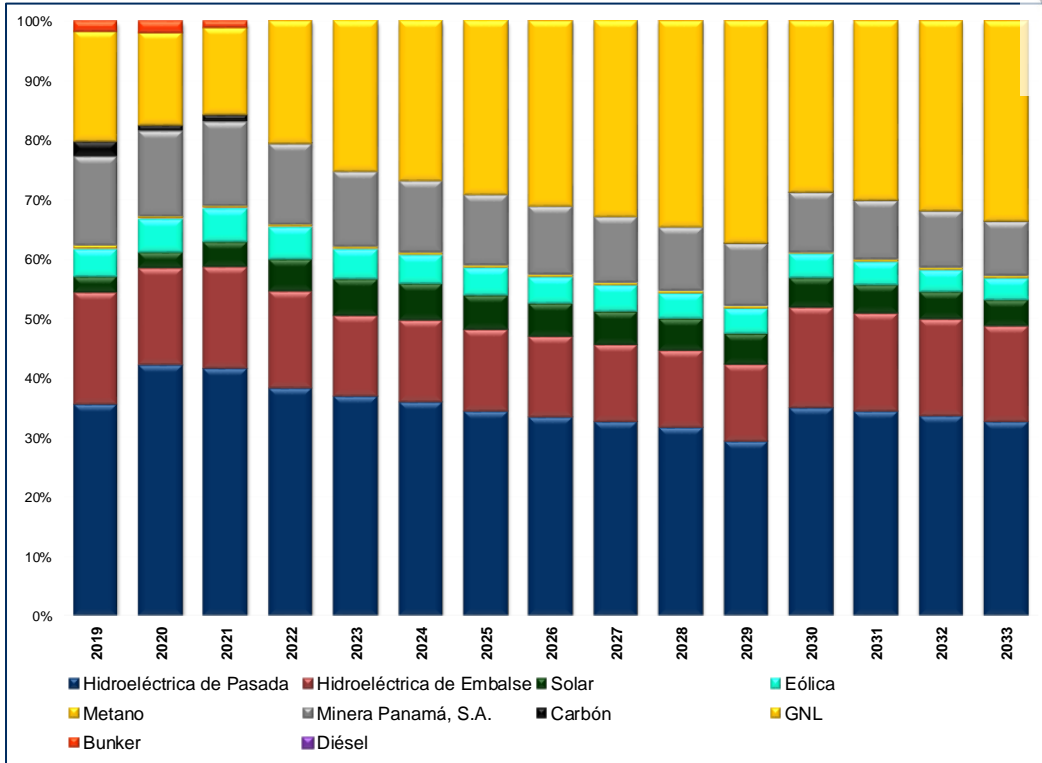
Gráfico 7. 32: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad C



Referencia: (ETESA, 2019)

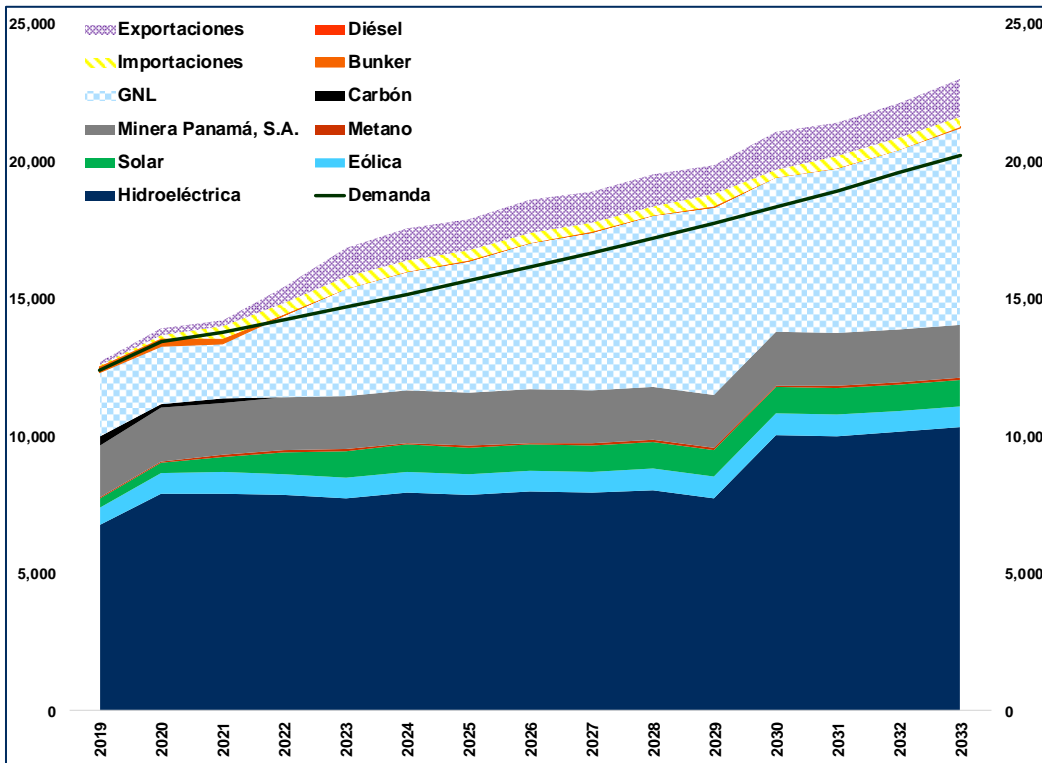
Handwritten signature

Gráfico 7. 33: Participación de Generación de la Sensibilidad C



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 34: Generación vs Demanda de la Sensibilidad C



Referencia: (ETESA, 2019)

AB

Sensibilidad D

En esta sensibilidad se analiza una demanda energética alta que puede ser causada por el aumento de la población, aumento del poder adquisitivo o por motivos climáticos que obliguen al uso de sistemas de climatización, lo que representa uno de los mayores consumos energéticos en nuestro país.

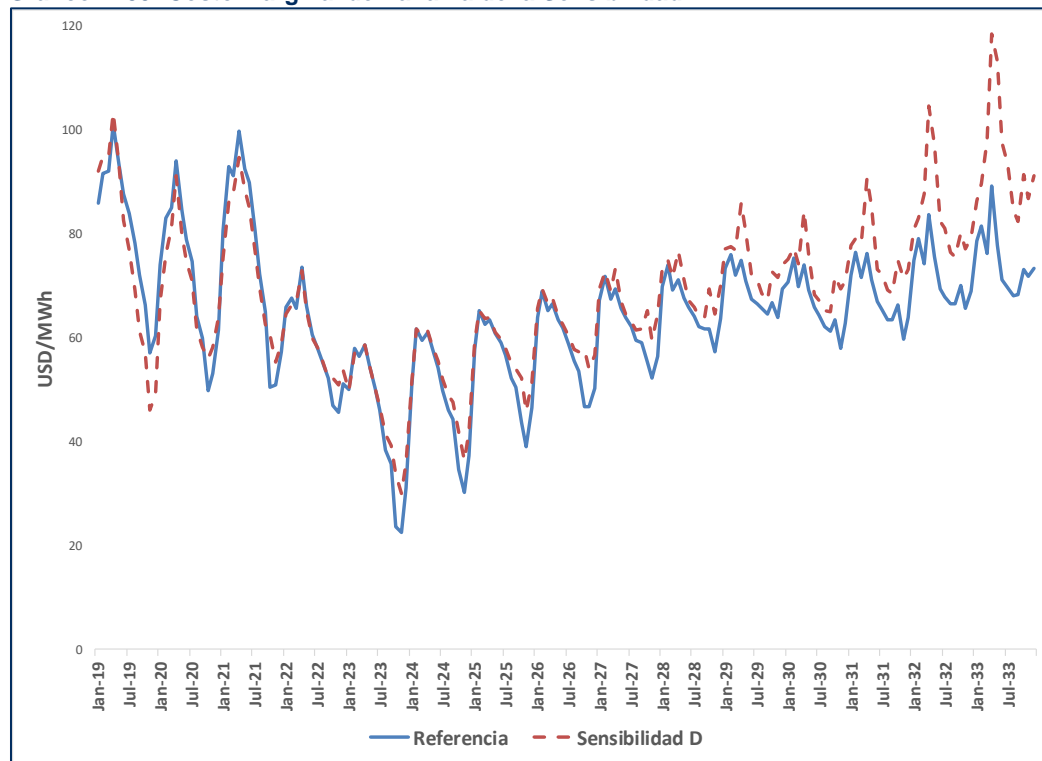
Tabla 7. 30: Costos de Sensibilidad D

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad D
Inversión	2222.50	2222.50
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	3014.31
Ambiental	351.72	373.61
Total	5297.98	5610.42
Diferencia		-5.57%

Referencia: (ETESA, 2019)

La demanda al ser mayor al caso de referencia, se necesitan más plantas térmicas para suplir dicha demanda. El aumento no es tan drástico debido a la inclusión de plantas de Gas Natural y plantas de generación renovable.

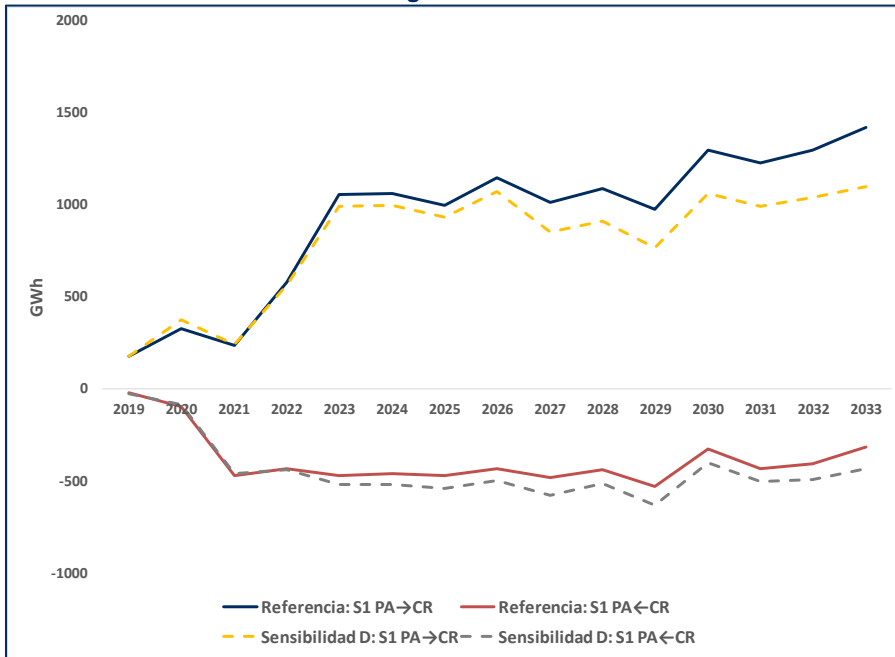
Gráfico 7. 35: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad D



Referencia: (ETESA, 2019)



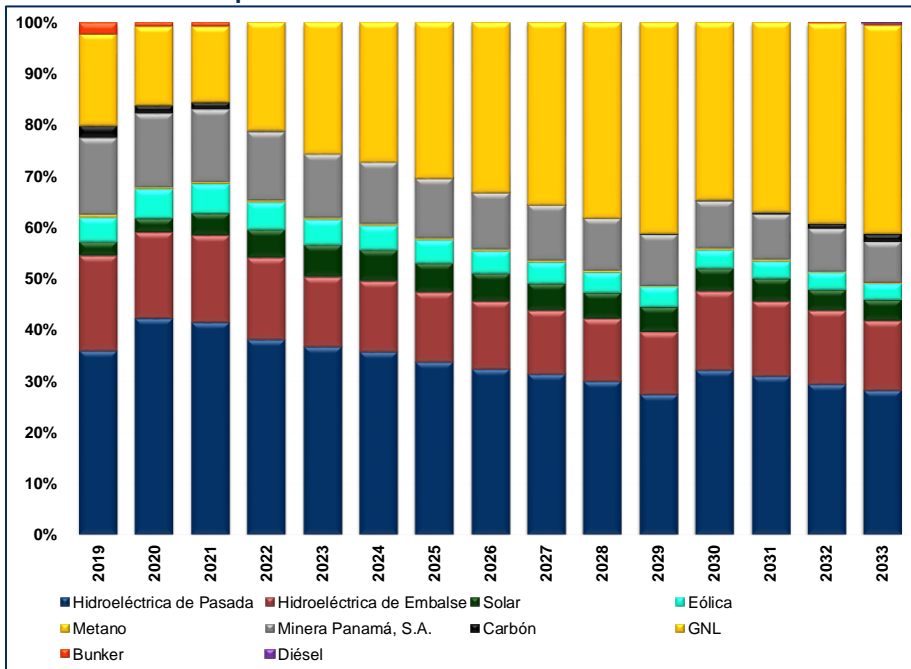
Gráfico 7. 36: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad D



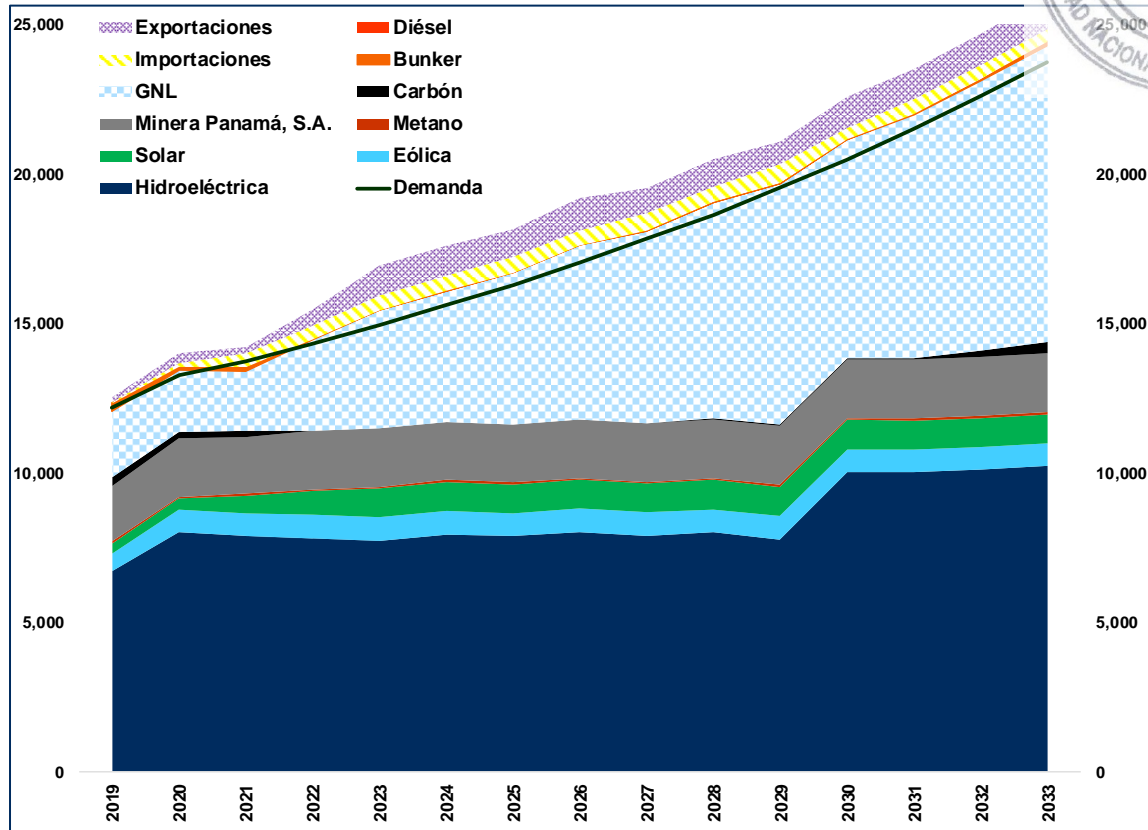
Referencia: (ETESA, 2019)

En el Gráfico 7. 37 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural aumenta en el periodo 2022 – 2029, permitiendo mejorar el factor de planta de las centrales a base de gas natural.

Gráfico 7. 37: Participación de Generación de la Sensibilidad D



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 38: Generación vs Demanda de la Sensibilidad D


Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad E

En esta sensibilidad se presenta un contraste con respecto a la sensibilidad anterior, en este caso la demanda propone una disminución con respecto al caso de referencia, bajando así los costos operativos un 13.44%.

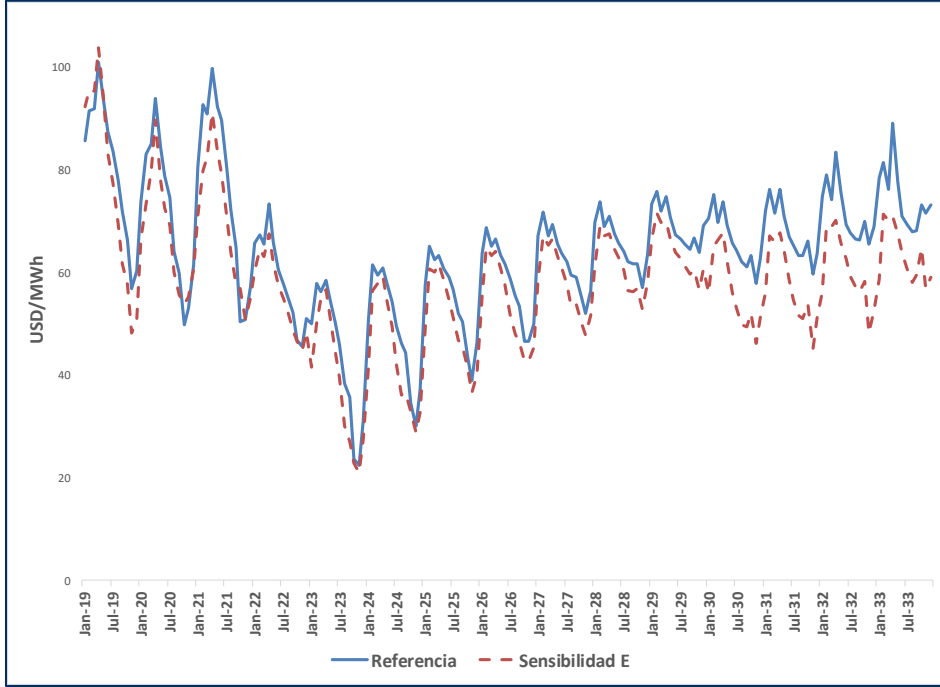
Tabla 7. 31: Costos de Sensibilidad E

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad E
Inversión	2222.50	2222.50
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	2357.67
Ambiental	351.72	320.37
Total	5297.98	4900.54
	Diferencia	8.11%

Referencia: (ETESA, 2019)

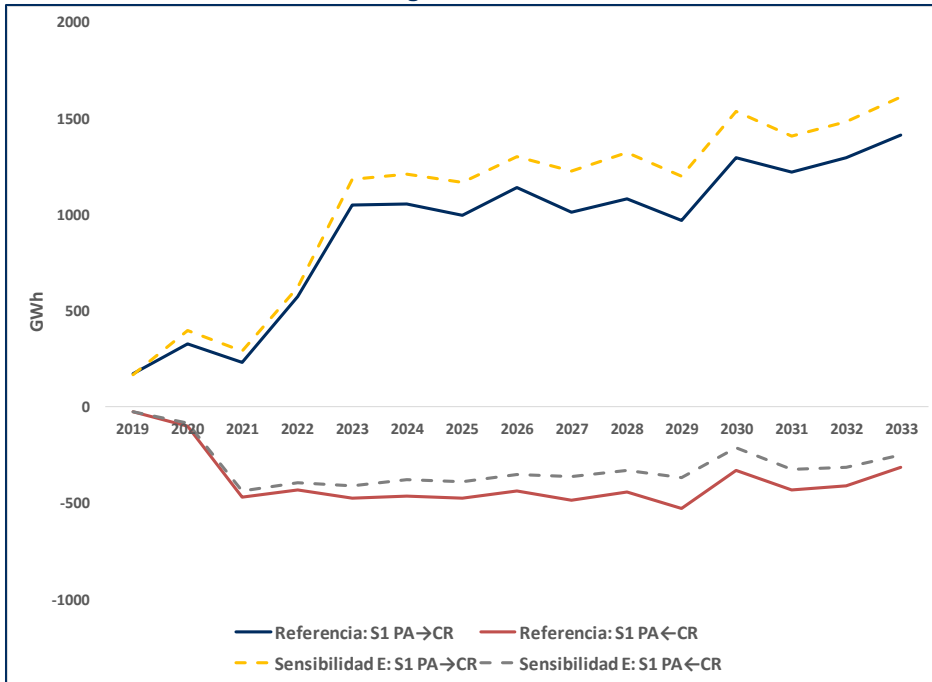
El resultado de esta sensibilidad muestra que el CMS presenta una baja que es más representativa en los años 2027 y posteriores con cambios significativos en el 2030.

Gráfico 7. 39: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad E



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 40: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad E



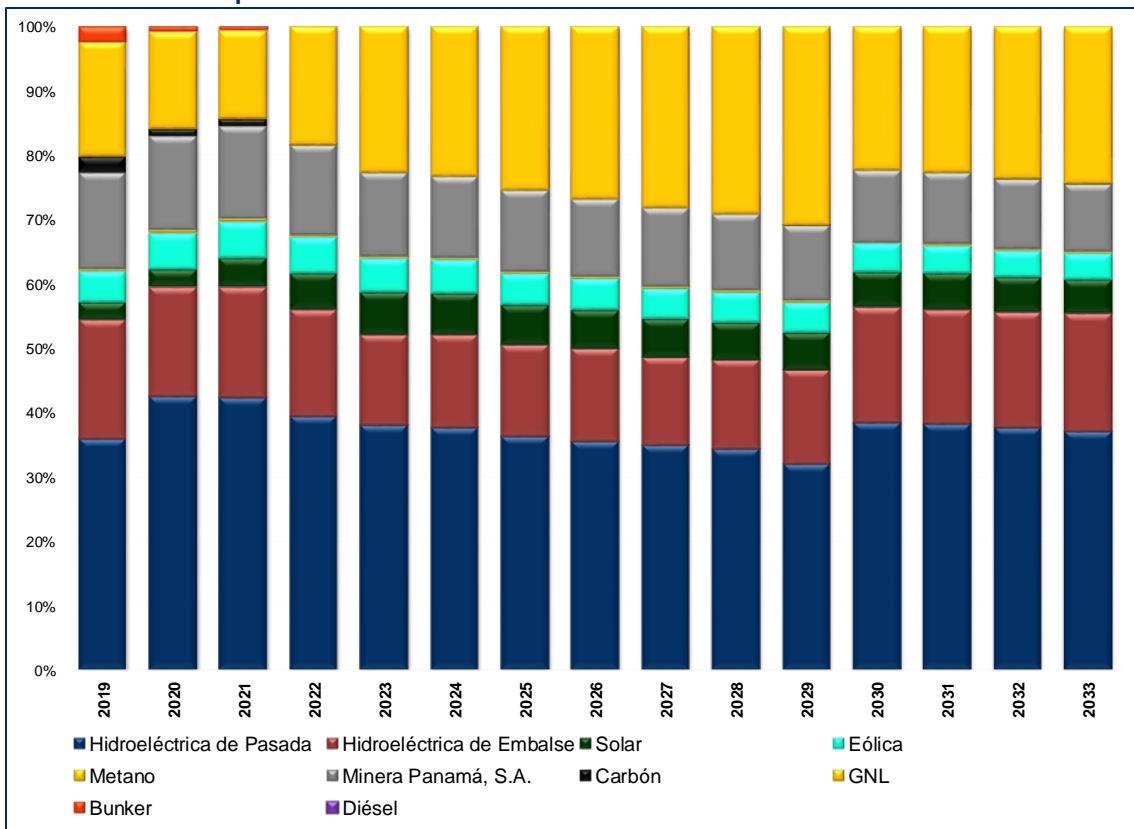
Referencia: (ETESA, 2019)

Al igual que con los costos marginales, los intercambios muestran un comportamiento esperado de un aumento en el periodo del 2023 al 2033, debido a un exceso de generación que presenta costos más bajos que la generación proveniente de Centroamérica. Ver Gráfico 7.39.

En el Gráfico 7. 41 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad.

Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural aumenta a partir del año 2022 con respecto al Escenario de Referencia, mientras que el porcentaje de participación de centrales a base de búnker disminuye.

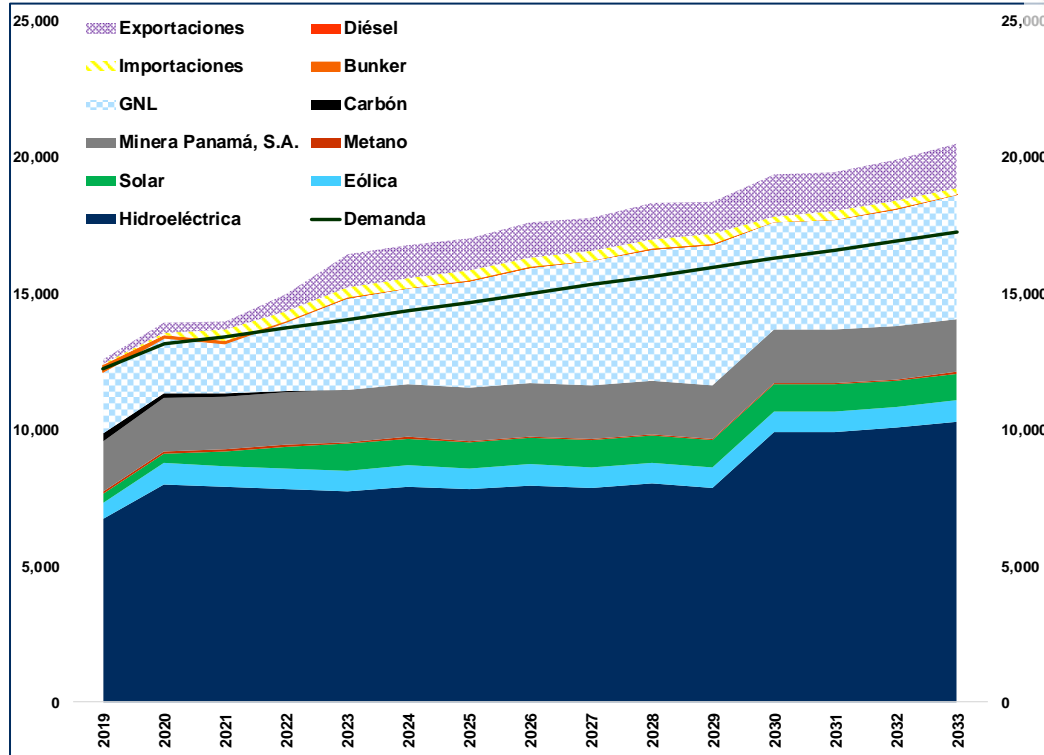
Gráfico 7. 41: Participación de Generación de la Sensibilidad E



Referencia: (ETESA, 2019)

En la Gráfico 7. 42 se presenta el grafico de generación vs demanda de la sensibilidad E, mostrando gráficamente el impacto de una demanda baja con respecto al plantel de generación presentado en el escenario de referencia.



Gráfico 7. 42: Generación vs Demanda de la Sensibilidad E


Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad F

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que supone el que no se desarrolle la central termoeléctrica Telfers, de modo que se evalúe el impacto de esta planta en el Plan de Expansión de Generación.

Se procedió a realizar esta sensibilidad de modo que se evalúe el impacto de no darse la entrada de este proyecto, por tratarse de un proyecto de gran envergadura para el sistema eléctrico es importante analizar el resultado que tendría el sistema al no contar con la energía esperada.

Tabla 7. 32: Costos de Sensibilidad F.

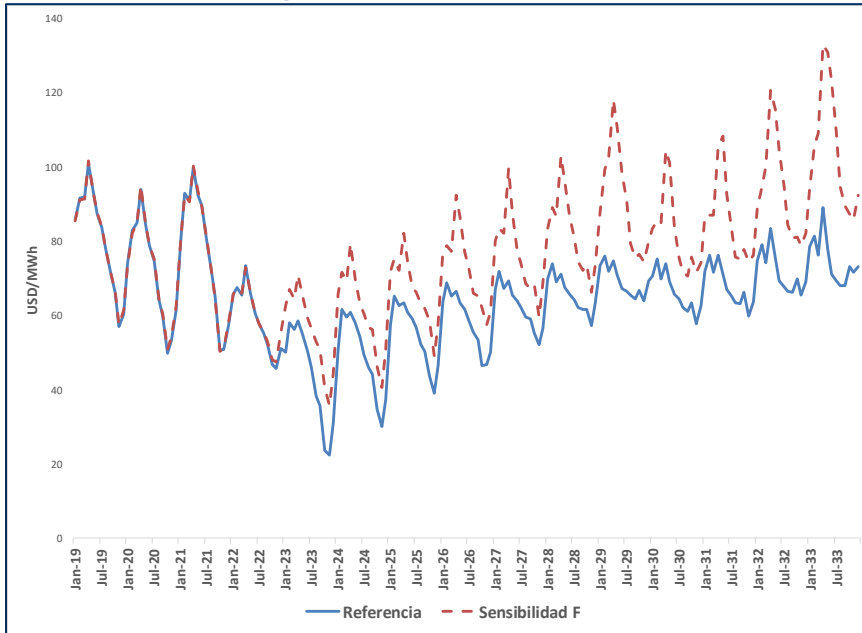
Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad F
Inversión	2222.50	1795.26
Déficit	0.00	0.00
Operación	2649.09	2560.11
Ambiental	346.03	334.09
Total	5217.62	4689.46

Diferencia
11.26%

Referencia: (ETESA, 2019)

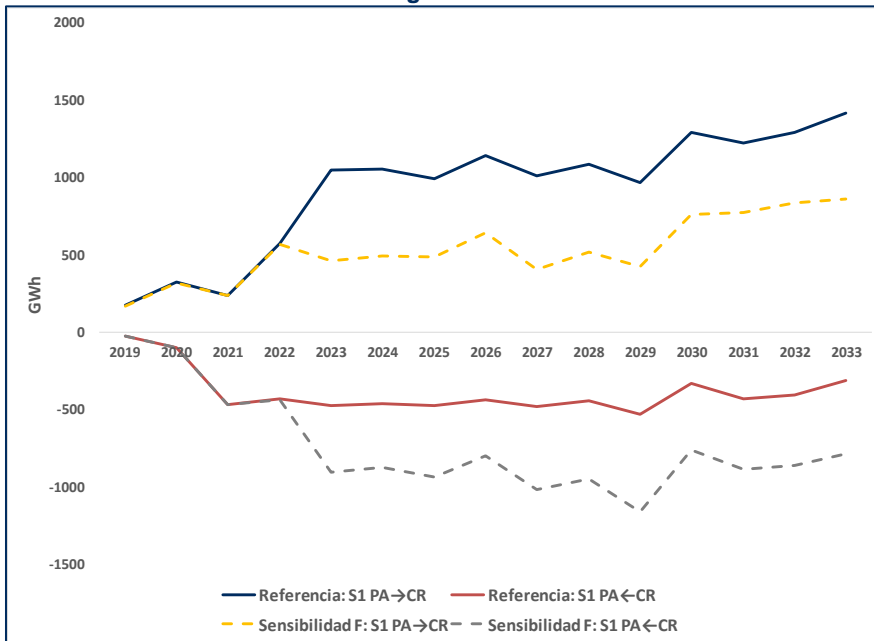
El resultado de esta sensibilidad muestra que no darse la entrada de esta central el CMS presentaría un aumento en los años donde se esperaba contar con la energía de la central termoelectrica Telfers, esto se explica debido a que al no estar presente la planta en el despacho de generación, sería suplantada por plantas térmicas, con un costo variable mucho mayor, lo que provoca el aumento de los costos marginales en el periodo 2023 al año 2033, final de la simulación.

Gráfico 7. 43: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad F



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 44: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad F



Referencia: (ETESA, 2019)



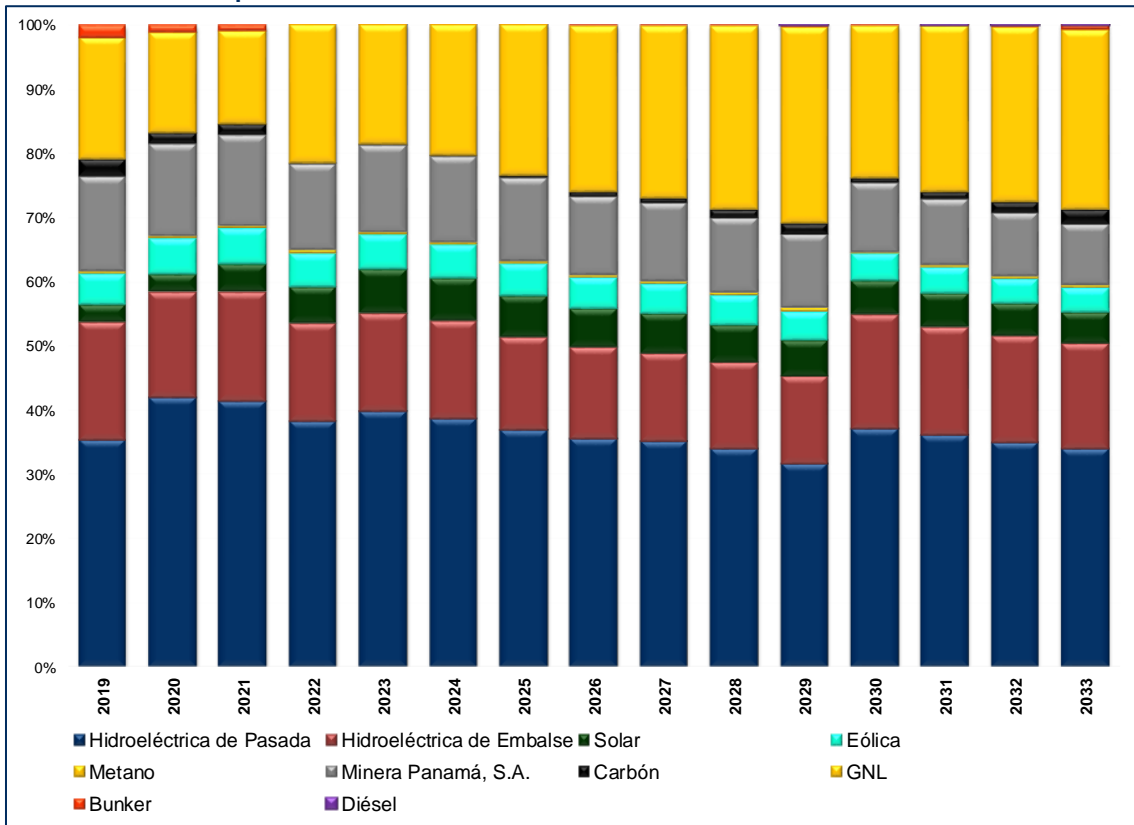
Al igual que con los costos marginales, los intercambios muestran un comportamiento esperado de una reducción en el periodo del 2021 al 2032.

En el Gráfico 7. 45 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad.

Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural no presenta un aumento sino hasta el año 2024 con respecto al Escenario de Referencia, mientras que el porcentaje de participación de centrales a base de búnker presenta aportes.

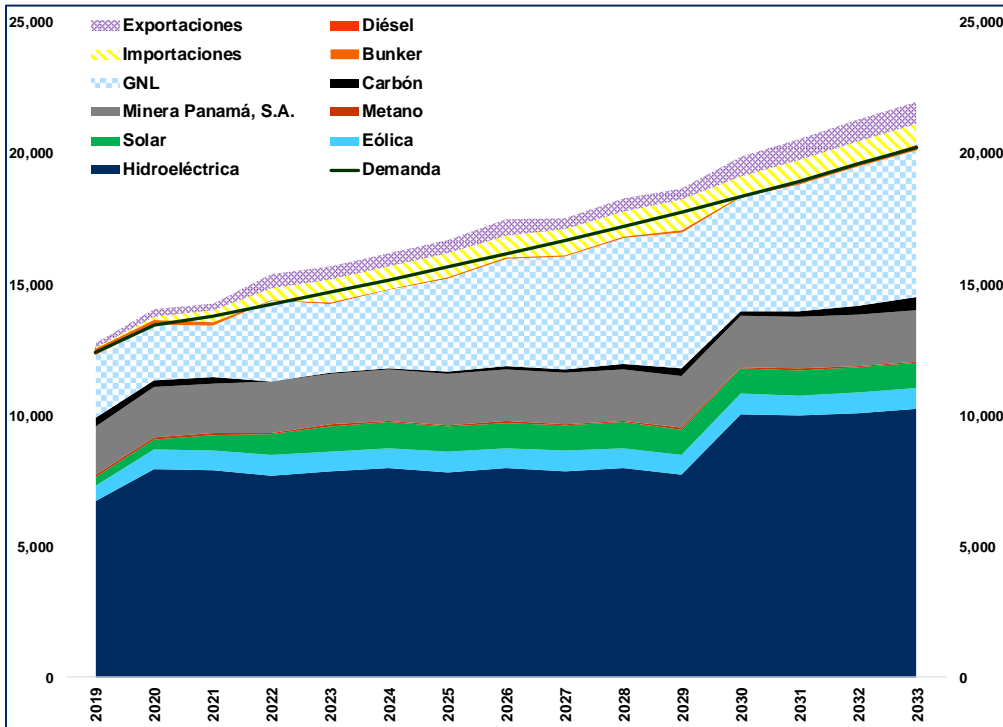
Se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico en todos los años de análisis.

Gráfico 7. 45: Participación de Generación de la Sensibilidad F



Referencia: (ETESA, 2019)



Gráfico 7. 46: Generación vs Demanda de la Sensibilidad F


Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad G

En esta sensibilidad se considera la inclusión del segundo circuito del proyecto SIEPAC a partir del año 2025, incrementando en 300 MW la capacidad de intercambio con países centroamericanos para una capacidad total de intercambio de 600 MW.

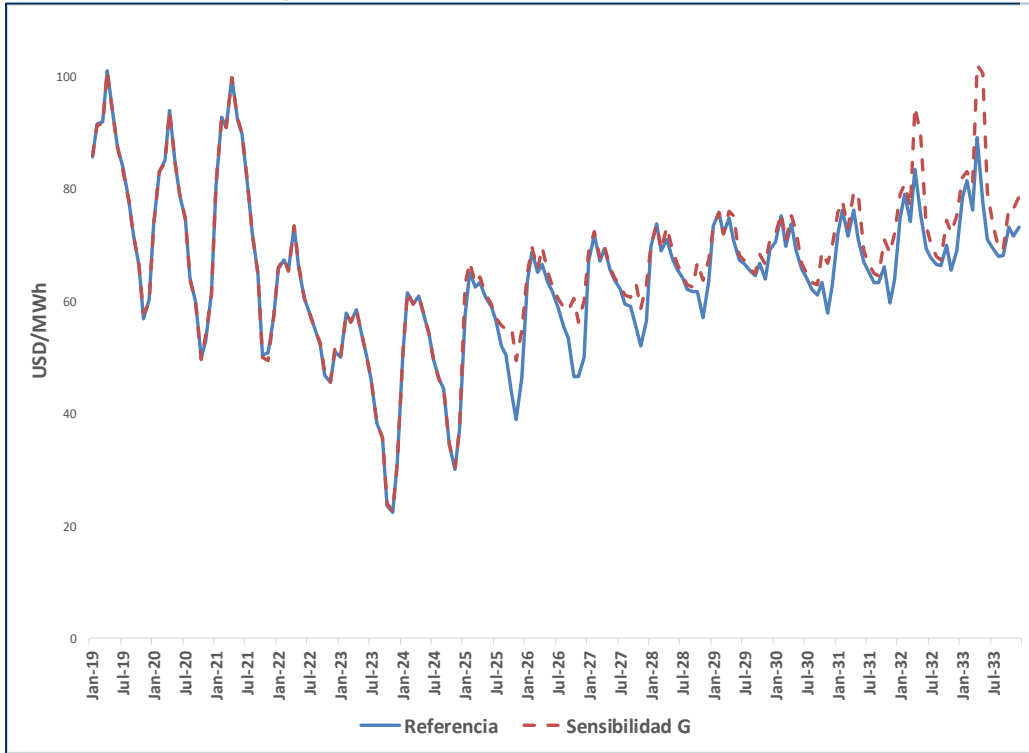
Ante la posibilidad de incrementar la capacidad de intercambio con los países centroamericanos se desea observar el comportamiento del costo marginal del sistema, los intercambios de energía y el porcentaje de participación de la generación bajo estas condiciones.

Tabla 7. 33: Costos de Sensibilidad G

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad G
Inversión	2222.50	2222.50
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	2851.58
Ambiental	351.72	362.09
Total	5297.98	5436.17
	Diferencia	-2.54%

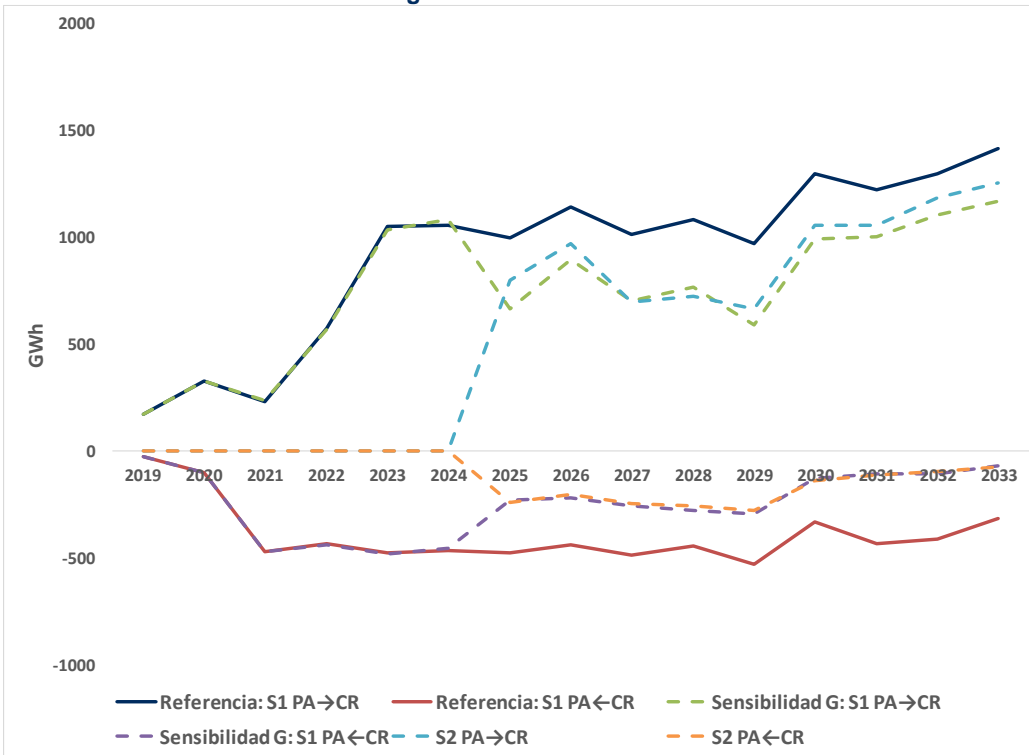
Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 47: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad G



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 48: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad G



Referencia: (ETESA, 2019)

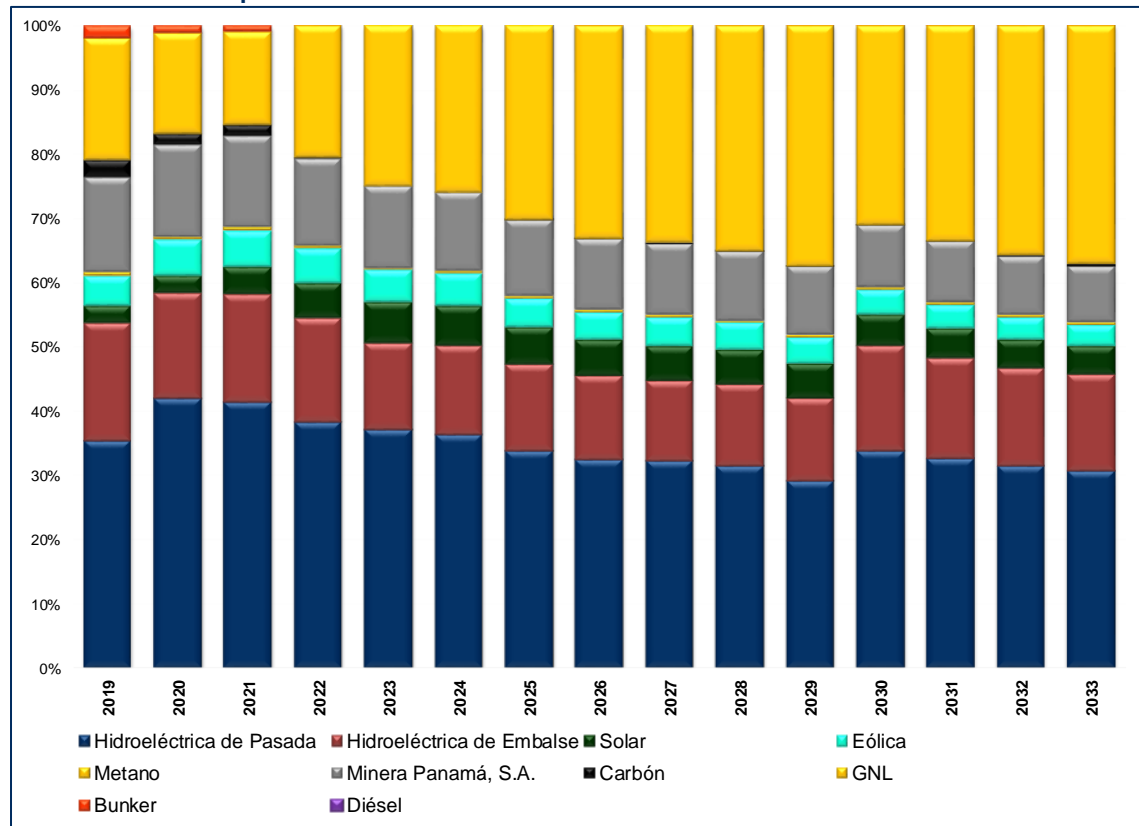
Handwritten signature

En el Gráfico 7. 47 se puede apreciar el comportamiento del CMS. Con esta sensibilidad D, se puede observar un ligero incremento del costo marginal a partir de la fecha donde entra este proyecto de interconexión, esto puede deberse a que Panamá cuenta con energía más barata con respecto a los demás países o que se tiene una alta demanda en Centroamérica y Panamá aporta para satisfacer este consumo.

La gran cantidad de energía excedente en el sistema nacional permite aumentar la exportación y suplir la demanda adicional sin que se observe un aumento considerable en el Costo Marginal de Demanda, lo que demuestra la robustez del Plan ya que se logra suplir el requerimiento a satisfacción.

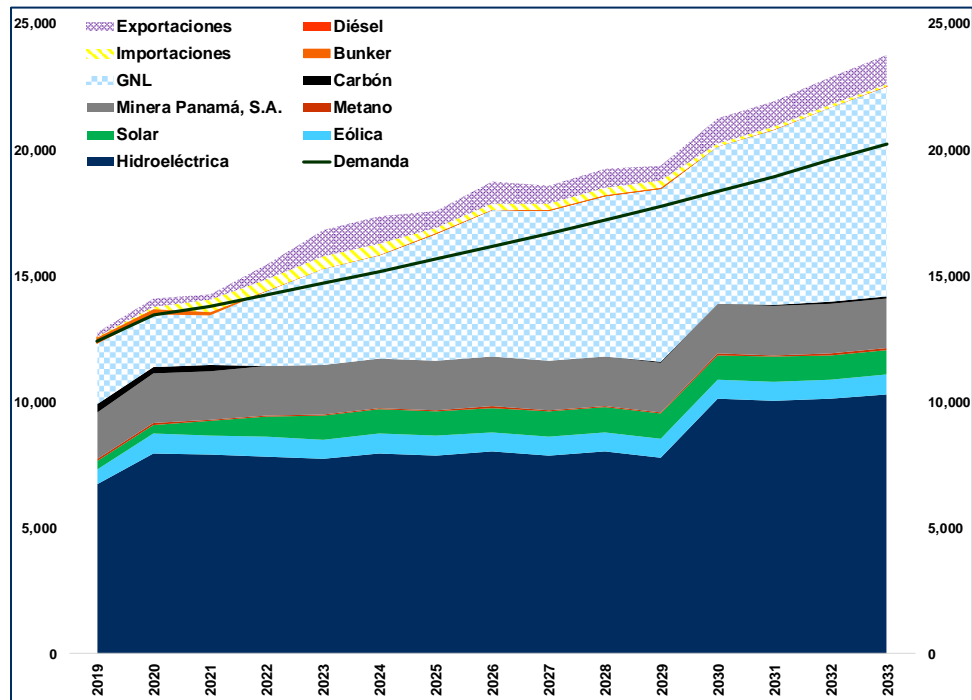
En el Gráfico 7. 49 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural aumenta en el periodo 2022 – 2033, permitiendo mejorar el factor de planta de las centrales a base de gas natural.

Gráfico 7. 49: Participación de Generación de la Sensibilidad G



Referencia: (ETESA, 2019)



Gráfico 7. 50: Generación vs Demanda de la Sensibilidad G


Referencia: (ETESA, 2019)

Sensibilidad H

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que supone que no se han llevado a término la central termoeléctrica Gas To Power Panamá GTPP y la central termoeléctrica Telfers, de modo que se evalúe el impacto de esta planta en el Plan de Expansión de Generación.

Se procedió a realizar esta sensibilidad de modo que se evalúe el impacto de no darse la entrada de ninguno de estos proyectos, por tratarse de proyectos de gran envergadura para el sistema eléctrico es importante analizar el resultado que tendría el sistema al no contar con la energía esperada.

Tabla 7. 34: Costos de Sensibilidad H

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad H
Inversión	2222.50	1522.95
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	2407.92
Ambiental	351.72	326.71
Total	5297.98	4257.58

Diferencia
24.44%

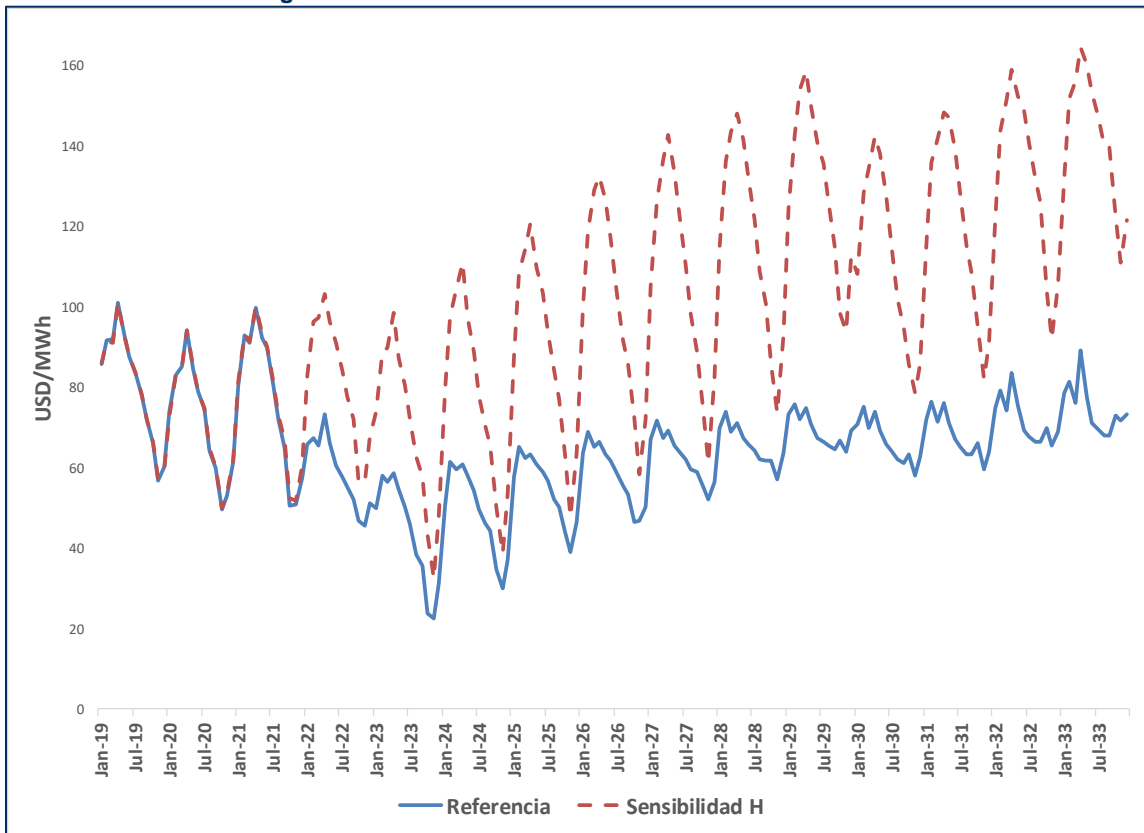
Referencia: (ETESA, 2019)

El resultado de esta sensibilidad muestra que al no concretarse el ingreso de estas centrales el CMS presentaría un aumento considerable a partir de los años donde no se cuenta con la energía esperada de la central termoeléctrica Gas To Power Panamá GTPP (Martano) y la central termoeléctrica Telfers.

Esto se explica debido a que al no estar presente la planta en el despacho de generación, sería suplantada por plantas térmicas, con un costo variable mucho mayor, lo que provoca el aumento de los costos marginales a partir del año 2020 .(ver Gráfico 7. 51)

El impacto que se tiene en el CMS es preocupante hasta cierto modo, debido a que se requieren de estas centrales para satisfacer la demanda proyectada para todo el periodo y para mantener unos costos marginales medios.

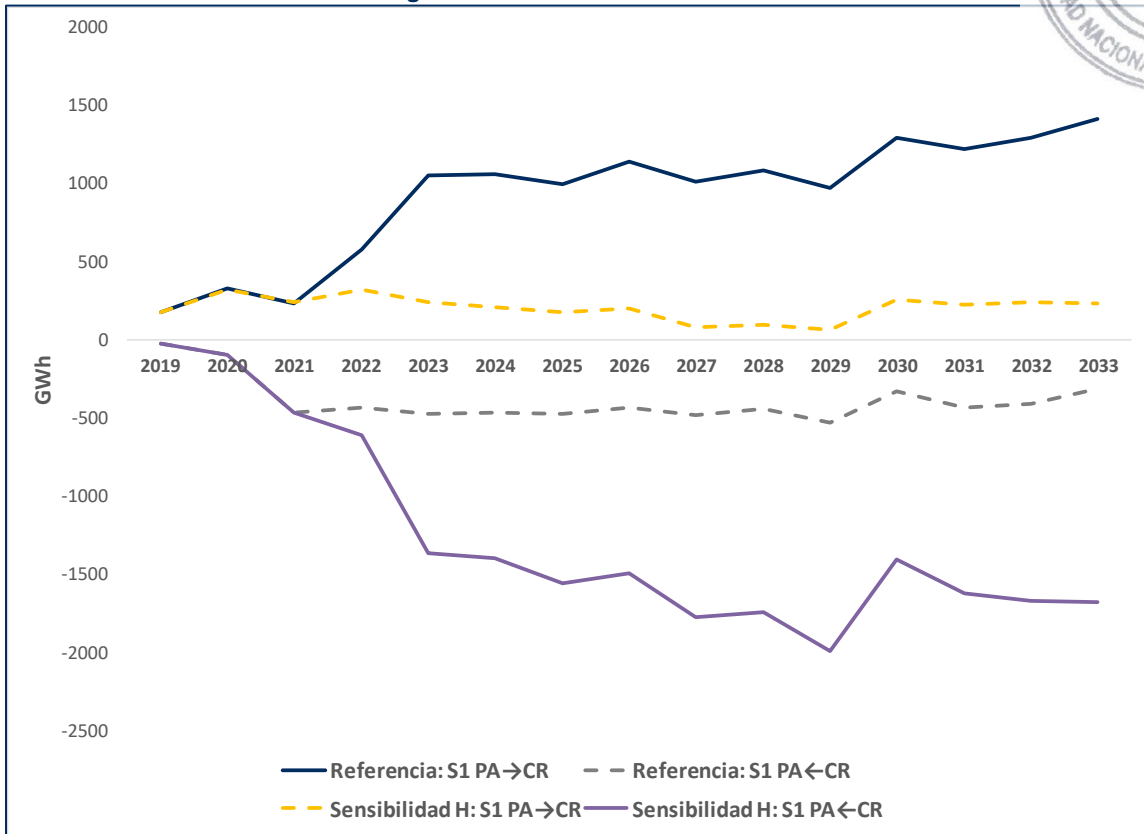
Gráfico 7. 51: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad H



Referencia: (ETESA, 2019)



Gráfico 7. 52: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad H



Referencia: (ETESA, 2019)

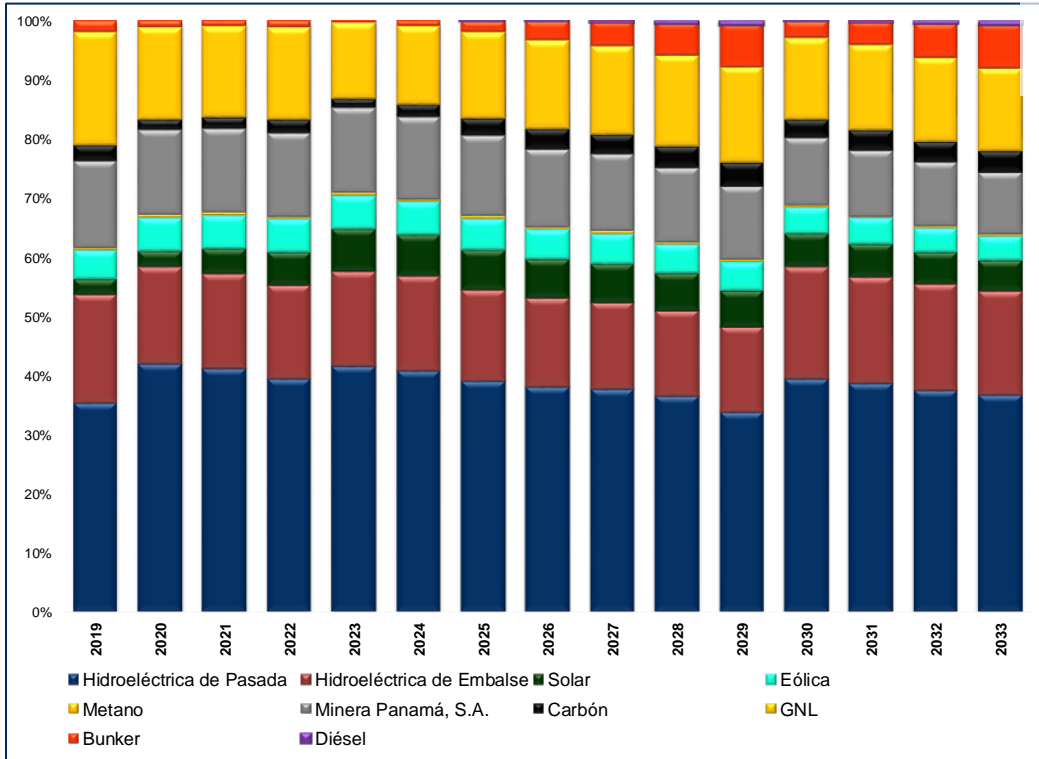
Al igual que con los costos marginales, los intercambios muestran un comportamiento esperado de una reducción en el periodo del 2021 al 2033, el efecto de estas centrales en los intercambios es considerable, ya que el sistema dejaría de ser exportador neto y pasaría a ser importador neto; este comportamiento se muestra en el Gráfico 7. 52.

En el Gráfico 7. 53 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural reduce considerablemente en el periodo 2020 – 2032 con respecto al Escenario de Referencia, las centrales con Bunker C y Carbón entran en funcionamiento para suplir la demanda al no contar con los dos importantes proyectos de generación GTTP Power y Telfers.

Handwritten signature

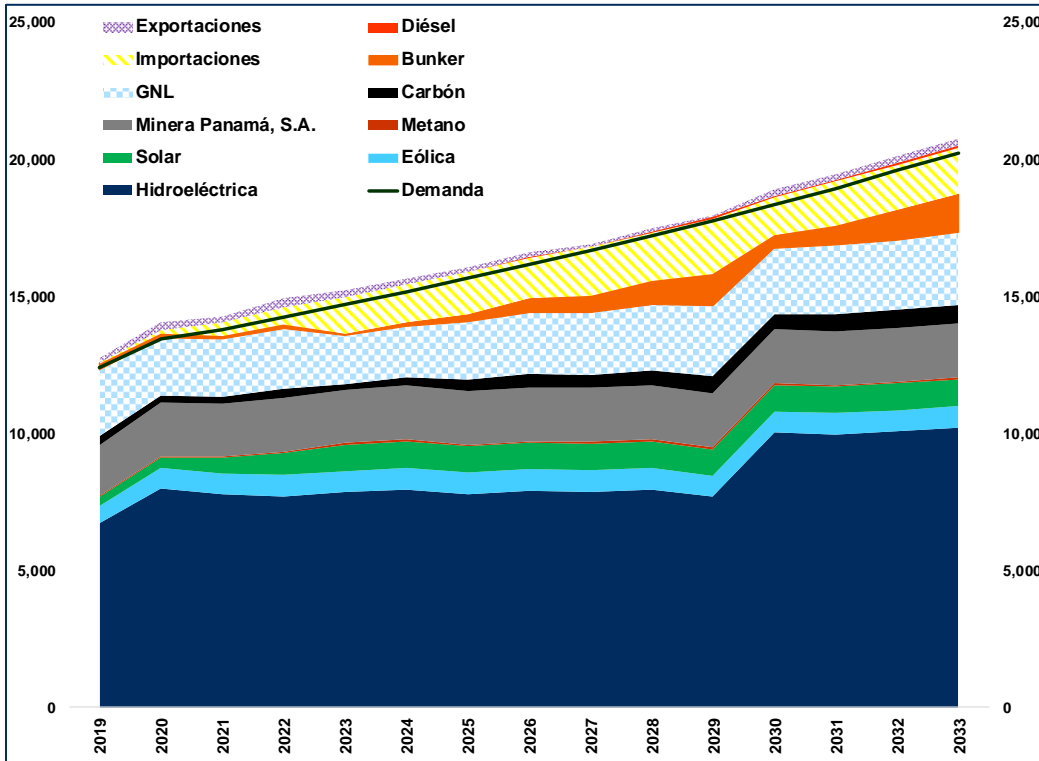


Gráfico 7. 53: Participación de Generación de la Sensibilidad H



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 54: Generación vs Demanda de la Sensibilidad H



Referencia: (ETESA, 2019)

Si observamos el gráfico 7. 53 se observa en la parte superior como aparece la generación con combustible diésel, señal de un posible déficit si se mantiene el comportamiento del 2033 hasta años futuros.

La generación Hidroeléctrica se mantiene como central base, seguido de las energías renovables no convencionales y aparece la generación térmica utilizando bunker debido a la falta de centrales más baratas.

Añadido a esto, las importaciones son evidentes desde el año 2021 hasta el año 2023. El impacto es notorio debido a que son dos centrales de generación con una capacidad instalada importante, utilizando gas natural; un combustible que es relativamente menor que los combustibles como el diésel y el bunker.

Sensibilidad I

En la sensibilidad presente se analiza el impacto de no entrar en funcionamiento la Central Changuinola II en el Sistema Interconectado Nacional, la cual cuenta con una capacidad instalada de 228.46 MW y una generación anual promedio de 1120 GWh. Tenemos sensibilidades como esta para tener planes a futuro en caso de tal de que los proyectos presenten dificultades como cualquier obra de ingeniería.

Tabla 7. 35: Costos de Sensibilidad I

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad I
Inversión	2222.50	1522.95
Déficit	0.00	0.00
Operación	2723.75	2794.19
Ambiental	351.72	356.83
Total	5297.98	4673.97

Diferencia

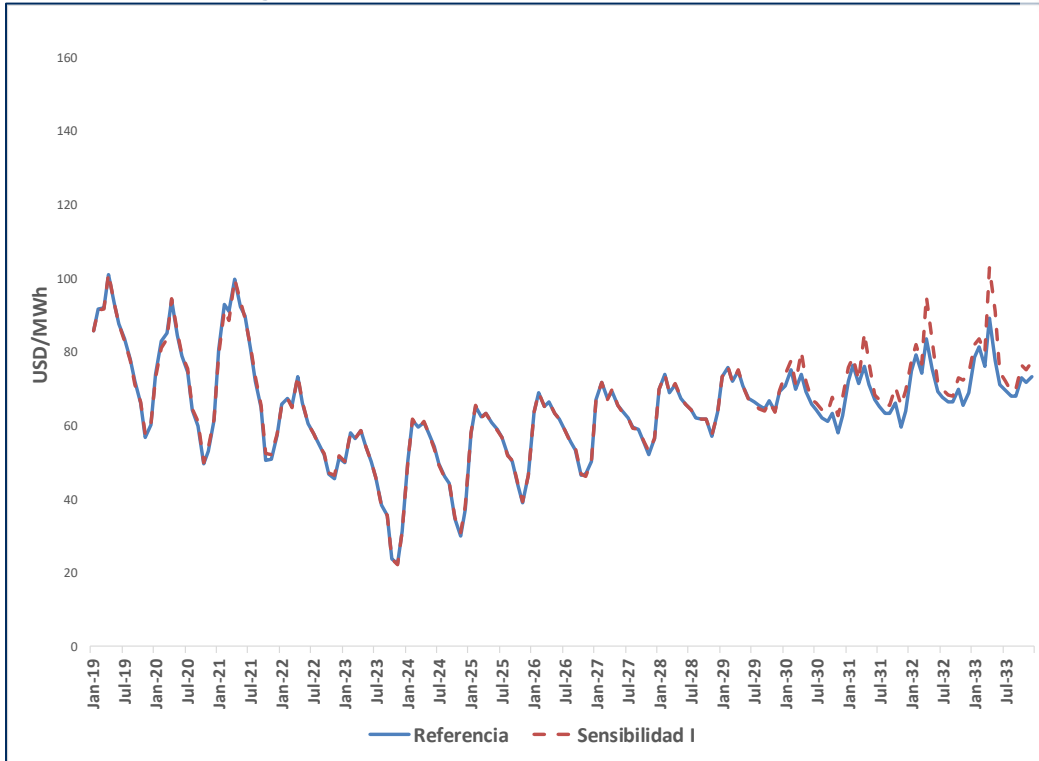
13.35%

Referencia: (ETESA, 2019)

Aquí los costos de inversión son menores, pero los costos operativos y ambientes se elevan, al tener que satisfacer dicha demanda con algún tipo de generación térmica.

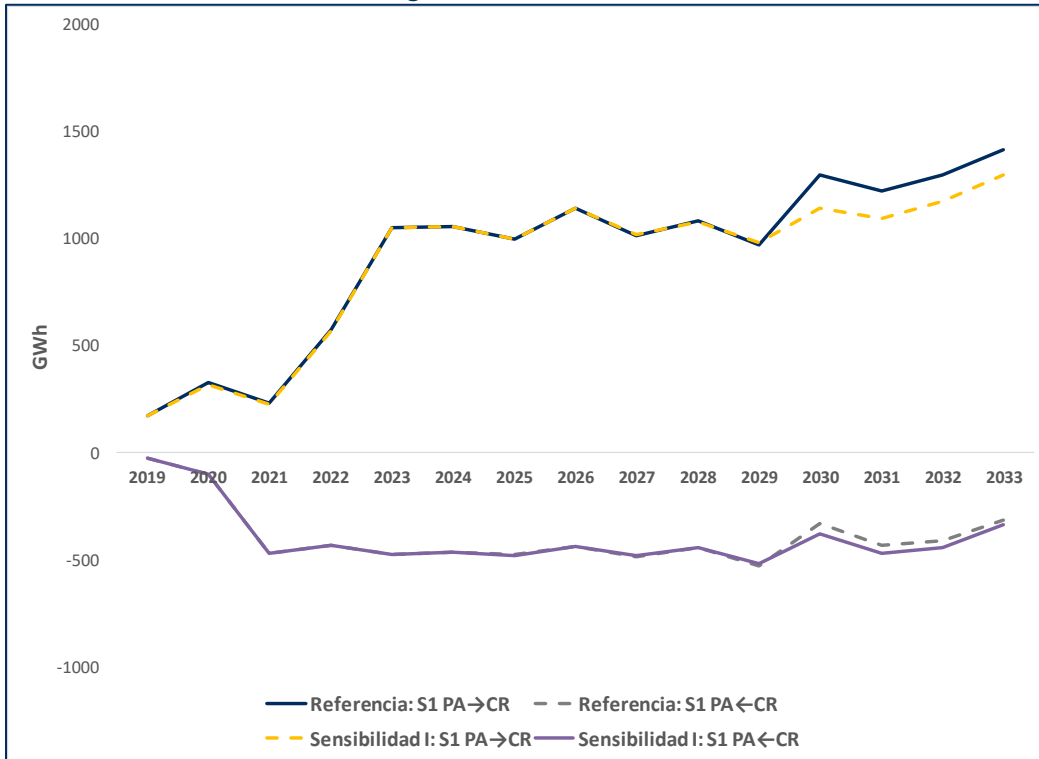
En el gráfico 7. 35 Se muestra el impacto del proyecto en el costo marginal del sistema con respecto al caso de referencia desde el año 2030 hasta el final del año de estudio.

Tabla 7. 36: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad I



Referencia: (ETESA, 2019)

Gráfico 7. 55: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad I

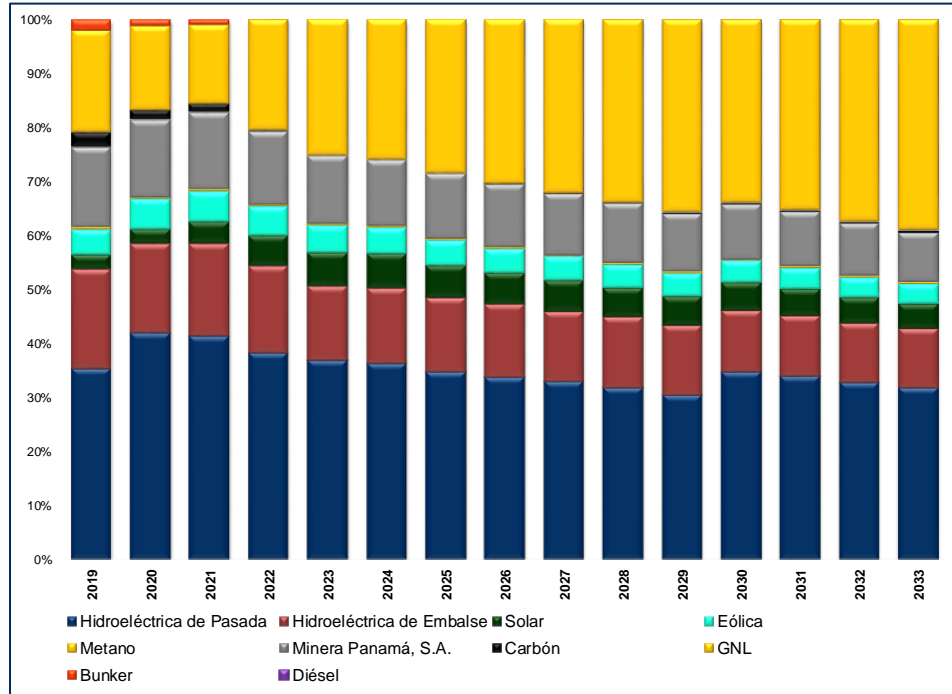


Referencia: (ETESA, 2019)





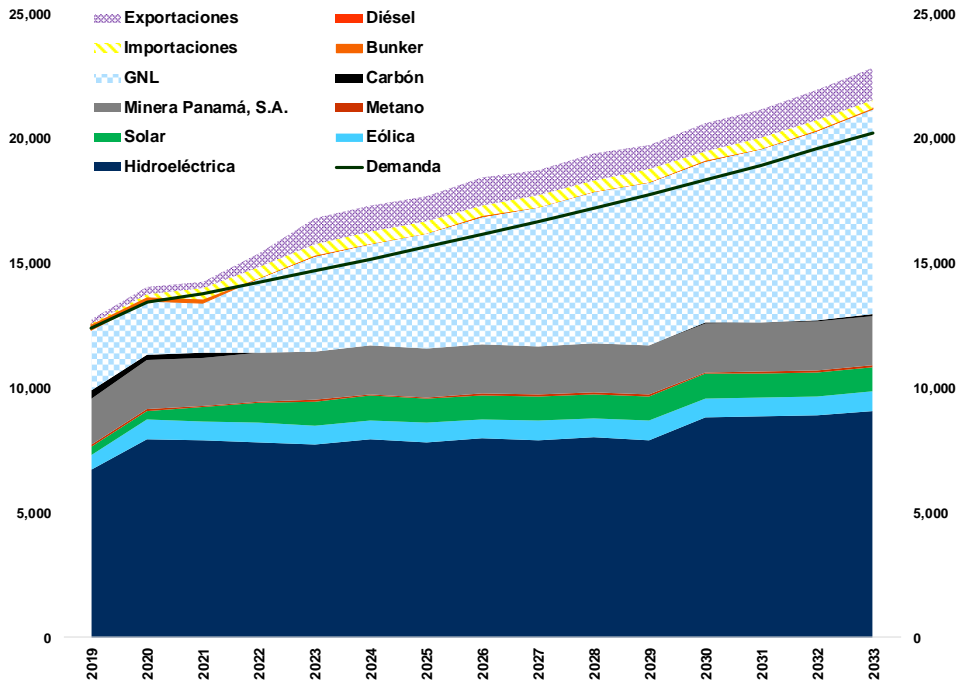
Gráfico 7. 56: Participación de Generación de la Sensibilidad I



Referencia: (ETESA, 2019)

Panamá presenta un perfil de exportador en la mayor parte del periodo visto desde el intercambio neto resultante, en 2021 y 2029 se ve una reducción de la exportación, pero es contrastada con los demás años del análisis.

Gráfico 7. 57 Generación vs Demanda de la Sensibilidad I



Referencia: (ETESA, 2019)



Resumen

En la Tabla 7. y Tabla 7. tenemos una comparación de los 5 planes alternativos junto al caso de referencia, que muestra todas las plantas analizadas del 2019 – 2033 y las variaciones de un plan con respecto a los otros. En la Tabla 7. Se muestran los costos de Inversión, Operación, Déficit y Costo Ambiental (Emisiones de CO₂) de los 6 escenarios analizados en el presente Plan Indicativo, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al Escenario de Referencia.

El Escenario Alternativo I es el que presenta menor costos en general (exceptuando los costos de inversión), considerando una demanda media y una integración más profunda de energías renovables, debido a que contemplamos la inclusión de las plantas de 2 Plantas de Gas Natural que representan un importante aporte en la matriz, sin elevar los costos totales en gran medida.

Analizando los costos de inversión de los escenarios, presentan diferentes probabilidades de ocurrencia, resultando que el costo del escenario de Referencia sería la media de los costos de los planes, razón por la cual se toma este plan como el de referencia para el Plan Indicativo de Generación 2019-2033. El costo de inversión del Escenario Alternativo V es el más elevado debido a que no contamos con generación más barata del Gas Natural y esta es

reemplazada por el Bunker y Carbono. El Escenario Alternativo i en comparación con el Escenario de Referencia presenta costos operativos menores, lo cual es un resultado esperado ya que al contar con generación renovable adicional se reduce la participación de la generación térmica.

En resumen, podemos mencionar, que, con base en los análisis realizados, el Escenario Referencia, al ser un escenario Business As Usual (BAU), el comportamiento del sistema presenta en general un panorama tendencial para la implementación de nuevas plantas de generación, donde puede observarse que las plantas termoeléctricas a base de gas natural, consideradas para la expansión en este plan, tienen altos factores de uso.

La incorporación al plantel de generación de fuentes nuevas y renovables, no es valorada en todo su impacto, debido a que la metodología utilizada en estos análisis, no contempla todos los beneficios imputables al Proyecto, como es la disminución de gases que provocan el cambio climático. De asignarle adicionales beneficios indirectos a los proyectos renovables, le permitirían representar resultados con una mayor valoración a los beneficios ambientales de este tipo de tecnologías, hecho que se alinea con los recientes acuerdos de la 2015 “United Nations Climate Change Conference”, COP 2

Tabla 7. 37: Comparación de Planes de Demanda Media

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	153.00**	2	2	2	2											
Pacora II Etapa 1	3.00	6	6	6	6											
Panasolar Generation	9.90	7	7	7	7											
San Andres	9.89	8	8	8	8											
Tropitermica	5.10	11	11	11	11											
J. Brown G5	(33.00)	12	12	12	12											
J. Brown G6	(33.00)	12	12	12	12											
BLM 8	(34.00)	12	12	12	12											
Toabré Etapa 1	66.00		1	1	1	1	1									
Ecosolar	10.00		1	1	1	1	1									
Pando	37.00		1	1	1	1	1									
Farallón Solar 2	0.96		6	6	6	6	6									
Providencia Solar 1	9.95			1	1	1	1	1								
Solar Penonomé Etapa 1	60.00			1	1	1	1	1								
Celsia Solar Prudencia	10.58			1	1	1	1	1								
La Mata Etapa 1	2.00			6	6	6	6	6								
Bajo Frio Solar	19.95			6	6	6	6	6								
Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16			6	6	6	6	6								
Jaquito Solar	9.99			10	10	10	10	10								
La Esperanza Solar	19.99			12	12	12	12	12								
Don Félix Etapa 2	7.99			1	1	1	1	1	1							
Solar Penonomé Etapa 2	60.00			1	1	1	1	1	1							
Gas To Power Panamá GTPP	458.10			1	1	1	1	1	1							
La Mata Etapa 2	3.00			6	6	6	6	6	6							
Campo Solar La Victoria	10.00			12	12	12	12	12	12							
Colorado	5.14			12	12	12	12	12	12							
Penonome III	69.00															
Solar Zona Herrera 01	8.00															
Solar Zona Coclé 02	40.00															
Solar Zona Coclé 09	5.00															
Solar Zona Coclé 12	9.99															
Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80															
Solar Zona Coclé 20	9.96															
Baco Solar	25.90															
Madre Vieja Solar	25.90															
El Alto G4	1.17															
Chuspa	8.80															
Tizingal	4.64															
El Sindigo	10.00															
La Mata Etapa 3	5.00															
Telfers	670.00															
Burica	65.30															
Solar Zona Chiriquí 09	19.89															
Eólico Zona Coclé 04	80.00															
Panam	(99.60)															
Pacora	(55.34)															
Catva	(87.00)															
Termo Colón Ciclo	(150.00)															
BLM Carbón	(166.15)															
Miraflores G5	(18.00)															
Estrella del Mar (Barcaza)	(72.00)															
Jinro Power	(57.83)															
Amp. Panamá	(49.80)															
Cerro Azul MT.XQC1600	(27.00)															
Barcaza La Esperanza	(129.36)															
Eólico Zona Veraquas 04	108.00															
El Recodo	10.01															
Barriles	1.00															
Cotito	5.00															
Solar Zona Coclé 25	30.00															

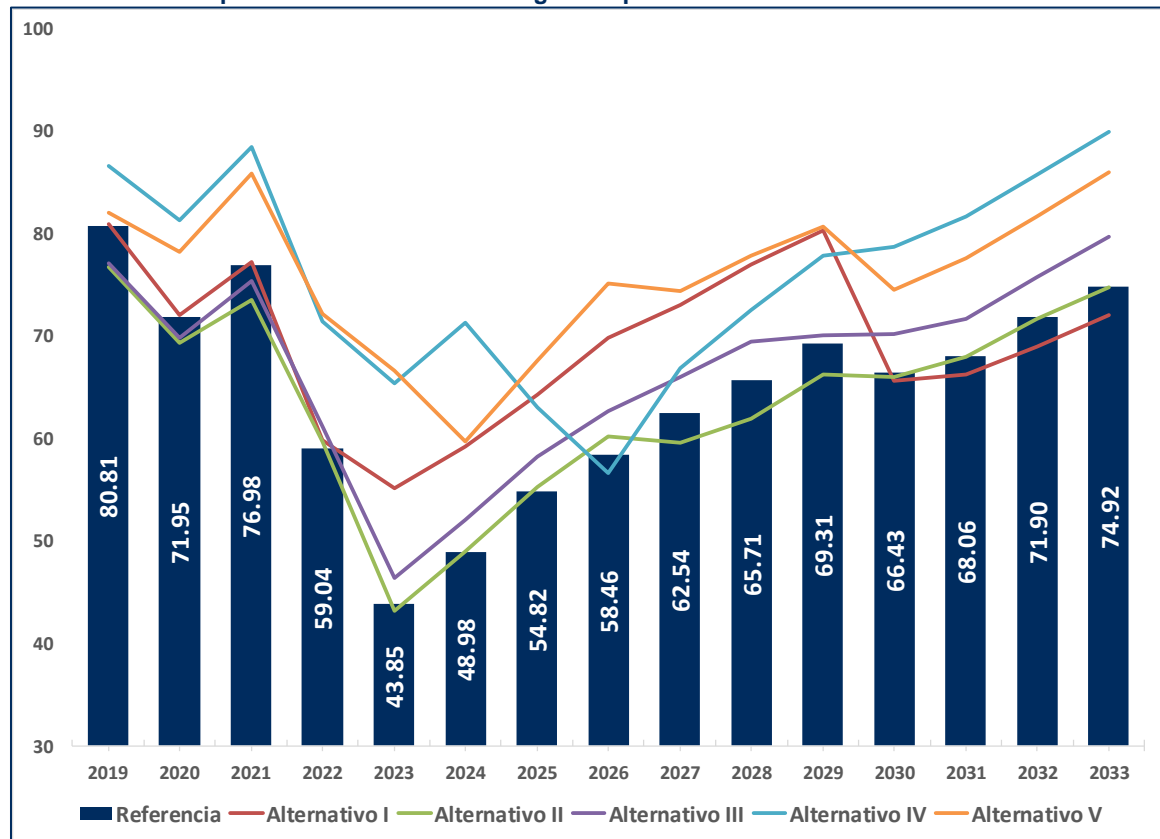
Referencia: (ETESA, 2019)

Tabla 7. 39: Comparación de Costos por Escenario

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo I	Escenario Alternativo II	Escenario Alternativo III	Escenario Alternativo IV	Escenario Alternativo V
Inversión	2222.50	2371.32	2709.79	2594.27	2626.13	2894.57
Déficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Operación	2723.75	2423.83	2443.09	2717.37	2750.71	3020.85
Ambiental	351.72	325.88	331.59	352.08	324.21	343.62
Total	5297.98	5121.03	5484.48	5663.72	5701.04	6259.03
	Diferencia	3.46%	-3.40%	-6.46%	-7.07%	-15.35%

Referencia: (ETESA, 2019)

Cabe destacar que el Escenario Alternativo I requiere una cierta cantidad de plantas de reserva, por el hecho de la naturaleza intermitente de las energías renovables no convencionales, implicaciones ambientales que se escapan de este estudio. Es importante señalar que estos costos adicionales no son reconocidos actualmente en la normativa del Mercado Eléctrico Nacional.

Gráfico 7. 58: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios

Referencia: (ETESA, 2019)

El Gráfico 7. 55 muestra la comparación en los CMS de los seis escenarios estudiados, y en él se puede apreciar la variación que existe entre unos y otros. El comportamiento del costo marginal en los escenarios de Referencia y Alternativo I es parecido; a pesar de considerar en el escenario Alternativo I un mayor uso de fuentes renovables, al existir un mayor excedente de energía en comparación con el Escenario de Referencia, no tiene mayores impactos en los costos marginales ya que la mayoría de dicho excedente sería exportado hacia el MER.

En la Tabla 7. 31 se presentan los costos de las sensibilidades estudiadas. En dicho cuadro se puede apreciar que la sensibilidad de menor costo es la Sensibilidad H, donde se estudia el comportamiento del sistema si no se llegan a ejecutar los proyectos termoeléctricos de gas natural Telfers y Martano, inversiones en el tiempo que al ser traído al valor presente resultan mucho menores.

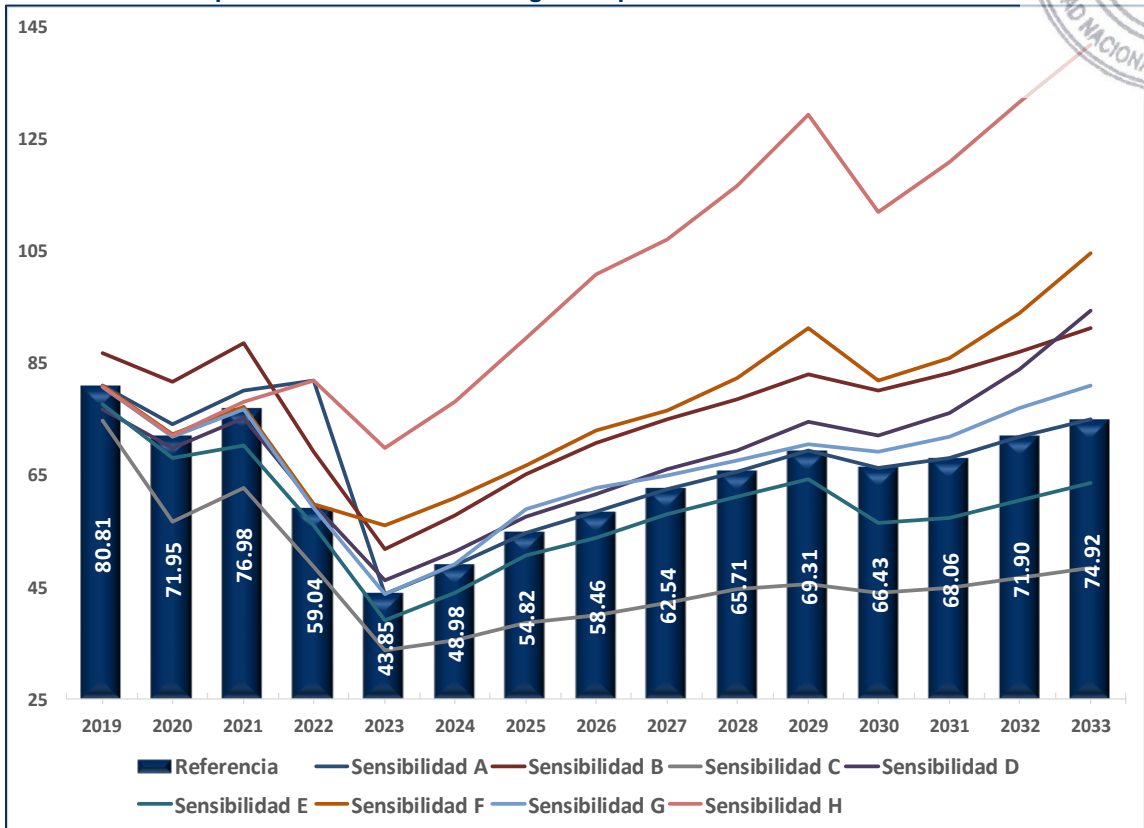
Tabla 7. 40: Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad A	Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D	Sensibilidad E	Sensibilidad F	Sensibilidad G	Sensibilidad H	Sensibilidad I
Inversión	2222.50	2222.31	2222.50	2222.50	2222.50	2222.50	1795.26	2222.50	1522.95	1522.95
Déficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Operación	2723.75	2739.79	3177.69	2093.33	3014.31	2357.67	2560.11	2851.58	2407.92	2794.19
Ambiental	351.72	353.89	352.76	352.09	373.61	320.37	334.09	362.09	326.71	356.83
Total	5297.98	5315.99	5752.95	4667.93	5610.42	4900.54	4689.46	5436.17	4257.58	4673.97
Diferencia		-0.34%	-7.91%	13.50%	-5.57%	8.11%	12.98%	-2.54%	24.44%	13.35%

Referencia: (ETESA, 2019)

El Gráfico 7. 56 muestra el resultado de los CMS de todas las sensibilidades estudiadas versus el Escenario de Referencia, donde se aprecia que el aumento en el precio del combustible, o la ausencia de los grandes proyectos de gas natural, la central termoeléctrica Gas To Power Panamá GTPP y la central termoeléctrica Telfers (Sensibilidades B, F y H) presentan aumentos de los costos marginales considerables, mientras la Sensibilidad C, atraso de los proyectos mayores de 20 MW en el corto plazo, solo tiene repercusiones en el periodo 2019 - 2023.

Por otro lado, la Sensibilidad B se aprecia que los CMS se reducen considerablemente producto de los bajos costos operativos, derivados del pronóstico de combustibles bajos, lo que alcanza diferencias de 30% en promedio a lo largo del periodo de estudio con respecto al de Referencia.

Gráfico 7. 59: Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades


Referencia: (ETESA, 2019)

Variaciones en el Plan Indicativo de Generación

En la presente versión del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación se hizo una actualización del cronograma de entrada en operación de los proyectos de Generación en los primeros cuatro años del horizonte del estudio (Corto Plazo). La información base utilizada fue el “Plan indicativo de Generación 2018-2032”, los “Estudios Básicos 2019-2033”, la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019” de la Secretaría Nacional de Energía, y la información suministrada por los agentes generadores en febrero de 2019. Dicha actualización fue realizada según el Procedimiento para la Elaboración del Plan Indicativo de Generación, establecido por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Nuevos Proyectos de Generación

Con respecto al Plan de Expansión, mediante la Resolución AN No. 13194–Elec del 18 de marzo de 2019, se han incorporado los siguientes proyectos de generación dentro de las opciones de expansión:



Tabla 7. 41: Nuevos Proyectos de Generación considerados

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
	Solar Zona Chiriquí 21	17.30	30.30	10.71	1402.50	30.00
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	41.80	78.00	1820.00	30.00
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90	41.80	78.00	1820.00	30.00
	Solar Zona Panamá Oeste 03	20.00	31.30	60.00	1820.00	30.00
	Tropitermica	5.10	0.00	46.57	2946.02	25.00

Referencia: (ETESA).

Proyectos de Generación Finalizados

Desde enero de 2018 hasta diciembre de 2018 están disponibles para el despacho los siguientes proyectos de Generación:

Tabla 7. 42: Proyectos de Generación del Plan de Expansión 2017-2031 en Operación

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte I	381.00
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und1	153.00**
Sol Real Uno, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	4.79
Tecnisol I, S.A.	IKAKO	10.00
Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	10.00
Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	10.00
Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	10.00
Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	0.96

Referencia: (ETESA).

Tenemos plantas de Gas Natural y de Generación Solar que aportan energía limpia y barata y confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional.

Atrasos de Proyectos de Generación

Con respecto al Plan de Expansión 2017-2032 se tienen atrasos en algunos proyectos de generación considerados en el corto plazo. Cabe señalar que estas fechas son producto de la retroalimentación con los agentes generadores, además de información compartida por la Autoridad de los Servicios Públicos en cuanto al avance real de los proyectos.

Tabla 7. 43: Proyectos de Generación con Retrasos en sus fechas de operación

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00	4
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	10
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	2
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)	12
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)	12
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)	12
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00	4
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	12
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96	12
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	7
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	22
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99	36
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	7
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10	13
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	25
1	2023	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00	18
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	48
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	36
1	2025	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	30
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	48
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	48

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN

■ Retiro de Unidades

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos / Información de Agentes Panamá 2019).

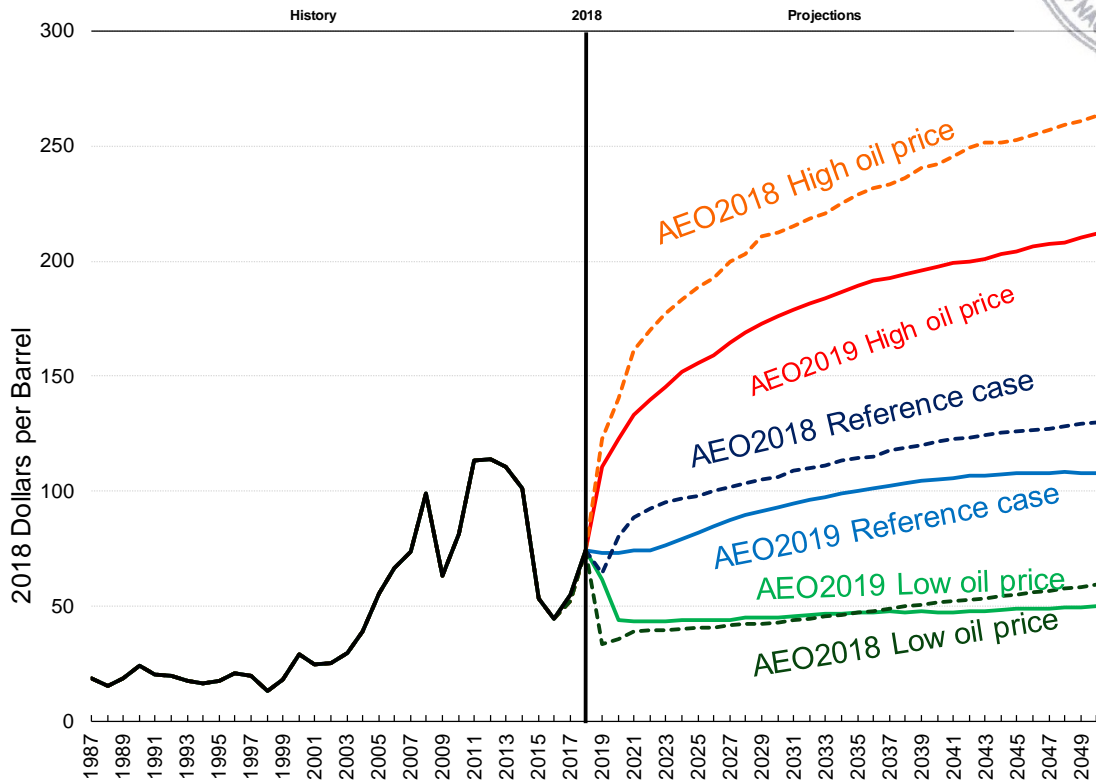
Adelantos de Proyectos de Generación

Para el Plan Indicativo de Generación 2019 no se presentan adelantos de proyectos.

Proyecciones de Precios de los Combustibles

Con respecto al Plan Indicativo de Generación 2018-2032, el presente plan presenta variaciones considerables en las proyecciones de los precios de combustibles, las cuales responden a las variaciones de las tendencias del “Annual Energy Outlook 2019” con respecto del “Annual Energy Outlook 2018”. Cabe señalar que en el Plan indicativo de Generación 2017-2031 solamente se utilizó la tendencia alta del “Annual Energy Outlook 2017”, a diferencia del presente plan que considera las tres tendencias del “Annual Energy Outlook 2019”.

Gráfico 7. 60: Comparación de proyecciones de precios de combustibles



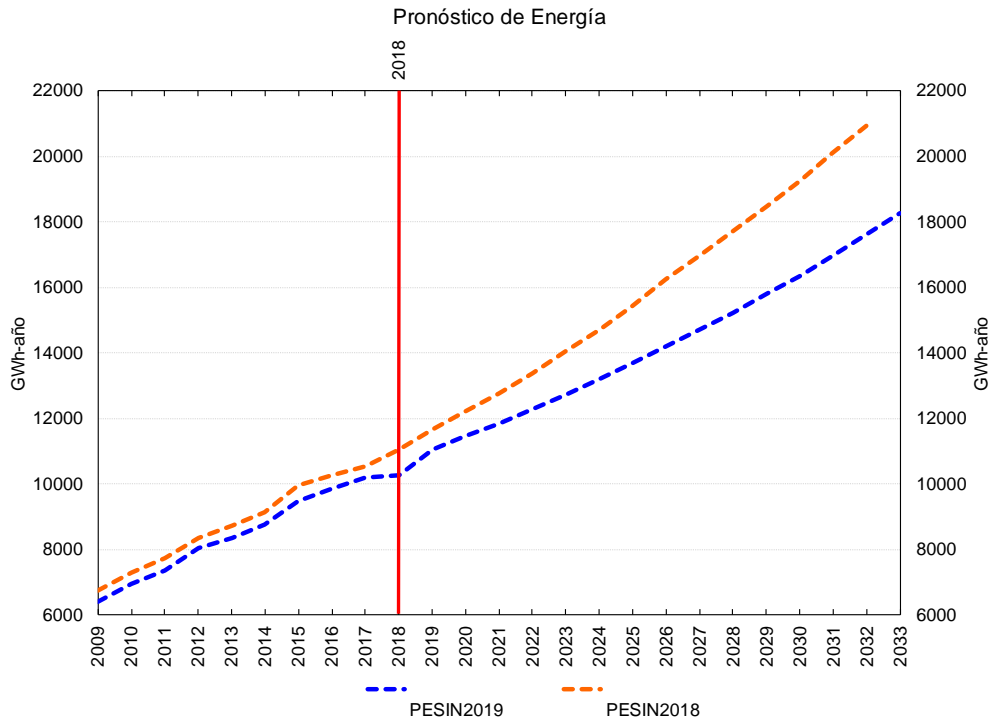
Referencia: (U.S. Department of Energy - Energy Information Administration).

Pronósticos de Potencia y Energía

Al comparar el pronóstico de Energía y Potencia del Plan Indicativo de Generación 2018-2032, el presente plan utiliza una proyección que se desvió en más del -16% promedio anual de las cifras del pronóstico anterior.

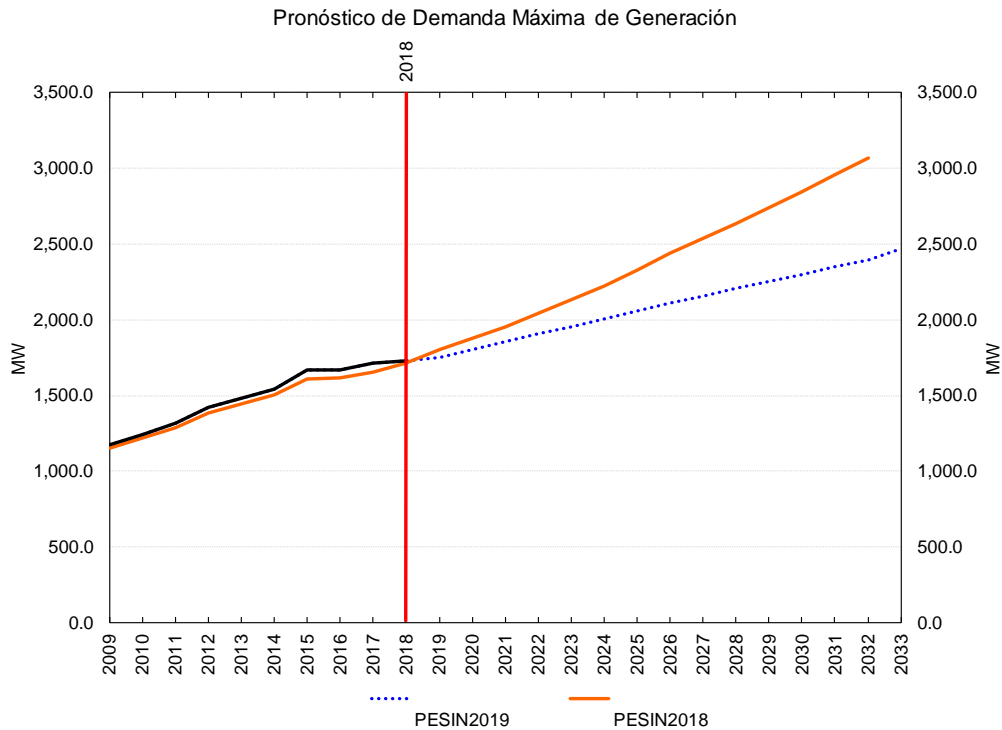


Gráfico 7. 61: Variación en los Pronósticos de Energía



Referencia: (ETESA).

Gráfico 7. 62: Variación en los Pronósticos de Potencia



Referencia: (ETESA).



Resumen

En general, el presente Plan Indicativo de la Expansión de la Generación, al considerar un pronóstico de precios de combustibles menores con respecto del Plan aprobado en Marzo de 2019, y de igual manera el comportamiento de la demanda en los pronósticos realizados son menores en comparación a los del plan anterior, estos parámetros influyen directamente en la optimización del plan actual, ya que el considerable número de proyectos que se estima que entren en operación en el corto plazo, serían suficientes para suplir las necesidades en el periodo de estudio.

Otro punto a considerar en el presente Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2019-2033 con respecto al plan anterior, es que se utiliza un requerimiento de reserva de 16.60 % para la confiabilidad del suministro, con respecto al Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2018-2032 que se utilizó un requerimiento de reserva de 3.11 % para la confiabilidad del suministro; por consiguiente, la reserva de confiabilidad de suministro es 13.49% más alta.

Por todo lo expuesto anteriormente, es necesario mencionar que las diferencias en los resultados, están directamente influenciados, por las variaciones del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2019-2033, con respecto plan de marzo de 2019.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





ETEESA
Unimos Panamá con energía

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA PANAMÁ S.A. -
ICP-

CAPÍTULO 8

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA—PANAMÁ (ICP)



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 8

Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá (ICP)

Objetivo

La estrategia de la región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países, con el propósito de impulsar la competitividad y eficiencia, y por esta vía contribuir a su crecimiento económico y sustentable; para ello, se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética del continente, mediante un abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable, y amigable al medio ambiente.

En este sentido, tanto los países de Centroamérica como de la Comunidad Andina vienen realizando importantes avances hacia la integración, fomentando proyectos y esquemas que permitan la libre

comercialización, exportación, importación y transporte de electricidad entre y dentro de los países del área.

Como resultado de este interés, se ha venido impulsando el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, el cual representa la integración de Centroamérica con la Comunidad Andina; su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficio para los usuarios, permitirá el uso optimizado de los recursos energéticos y de la generación excedente, con el consecuente beneficio en términos de ahorro de combustible, reducción de emisiones y aumento de la confiabilidad y seguridad de los sistemas.

Promotores del Proyecto

Desde el 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia, vienen realizando estudios para viabilizar un proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia.

El resultado de los estudios de prefactibilidad motivó en 2007 la

creación en Panamá de la compañía Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP), la cual tiene como accionistas principales a ETESA e ISA (50% cada uno).

Desde entonces, y con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ICP ha venido desarrollando durante los últimos años diferentes estudios con el objetivo de confirmar

la viabilidad del proyecto, a través de la ejecución de consultorías especializadas sobre temas relevantes como la ingeniería básica, el diagnóstico ambiental de alternativas, la viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación preliminar del plan de negocios para su estructuración y ejecución.

ETESA es una sociedad anónima de capital estatal, responsable del transporte de energía eléctrica en alta

tensión en Panamá, la operación del sistema y la administración del mercado mayorista de electricidad.

Por su parte, ISA es una sociedad de economía mixta de sistemas de infraestructura lineal que desarrolla los negocios de transporte de energía eléctrica, concesiones viales, transporte de telecomunicaciones, y gestión inteligente de sistemas de tiempo real, con presencia en Colombia, Brasil, Perú, Chile, Bolivia, Ecuador, Argentina y Centroamérica.

Descripción del Proyecto

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la subestación Panamá II (Provincia de Panamá) hasta la subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 500 kilómetros y su capacidad de transporte de 400 Megavatios (MW)

con un nivel de tensión de 300 kilovoltios (KV).

El proyecto será desarrollado en la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa – HVDC, la cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Figura 9. 1: Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso



Referencia: (ICP, 2019)

En la Figura 9. 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión. El primer tramo (Tramo 1) corresponde a una línea de transmisión convencional (terrestre) de 220 kilómetros, el cual se inicia en la subestación Panamá II (Pedregal) y termina en la comunidad de Mulatupu en la comarca Guna Yala; en este punto, se hace la transición

para continuar a través de un cable submarino (Tramo 2) de 130 kilómetros de longitud, hasta la población de Necoclí en Colombia, en donde se hace una transición a una línea de transmisión convencional (Tramo 3), con un recorrido de 150 kilómetros hasta la subestación Cerromatoso en la localidad de Montelíbano en Colombia.

Beneficios del Proyecto

La interconexión eléctrica permite el acceso a fuentes de generación más económicas, disponibles al otro lado de la frontera (contribuyendo a la optimización del uso de los recursos energéticos disponibles), aumenta la confiabilidad del sistema (proveyendo más opciones de generación para

atender el crecimiento de la demanda).

Constituye una fuente de apoyo para los dos países ante situaciones de emergencia, permite reducir emisiones de carbono debido a la sustitución de combustibles fósiles, y genera ingresos a los países por

AB

exportación de energía. A través de la ejecución de este tipo de proyectos es posible además fortalecer las relaciones con las autoridades de gobierno y por esa vía asegurar el apoyo a los programas de desarrollo de las comunidades, buscando su crecimiento y sostenibilidad. En este

caso particular, el impulso a la carretera Mortí-Mulatupu es un propósito común, que se enmarca en estos objetivos, y que hace parte de la propuesta del gobierno para la viabilización de la interconexión eléctrica.

Ventajas Técnicas del Proyecto

El desarrollo de la interconexión eléctrica supone un reto técnico importante dadas las especiales características de la región, la distancia entre los puntos de conexión y las condiciones de los sistemas.

En contraposición a la solución tradicional en corriente alterna, la alternativa en corriente directa - HVDC no introduce modos de oscilación inter-área y contribuye a mejorar los amortiguamientos

existentes, además de las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, y los beneficios asociados en términos de costos de inversión e impacto ambiental.

Tratándose de una nueva tecnología para la región (ampliamente usada en el resto del mundo), se han realizado todos los estudios eléctricos de detalle, y se cuenta con los prediseños y las especificaciones básicas del proyecto y los equipos.

Ventajas Económicas del Proyecto

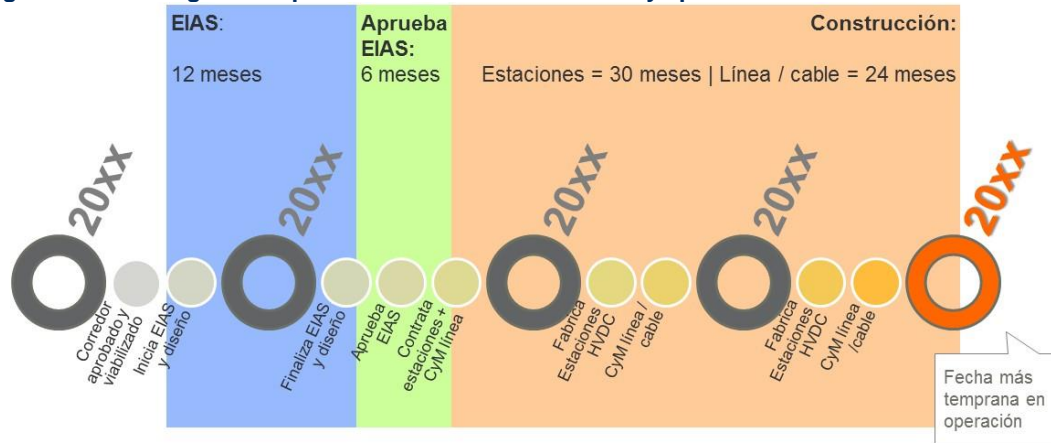
La integración de las regiones conduce a la optimización de recursos y la asignación eficiente de costos, lo cual incide de forma positiva en el desarrollo social y económico de los países. De manera particular, la interconexión ofrece a Colombia y Panamá una alternativa de exportación de energía que permite aprovechar su oferta disponible y brindar mayores oportunidades de negocio para todos los agentes de la cadena productiva.

A través de la interconexión, cada país tendrá acceso a fuentes de generación económicas (disponibles al otro lado de la frontera), lo cual contribuirá a la reducción de los costos de energía en el mediano plazo y al ahorro de combustible. El proyecto permitirá además mejorar la calidad en la prestación del servicio, fortalecer la confiabilidad de los sistemas y asegurar una asistencia recíproca en caso de emergencia.

Duración de la Ejecución del Proyecto

A partir del momento en que se tenga un corredor ambiental aprobado y viabilizado, el desarrollo de las actividades siguientes (Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS), diseño, licencia, fabricación de estaciones, construcción y montaje de línea y cable) tomará 48 meses (hasta la fecha de entrada en operación del proyecto).

Figura 9. 2: Cronograma esperado en función de estudios y aprobaciones



Referencia: (ICP, 2019)

Simulación

Las simulaciones de la operación y expansión de los sistemas se realizaron con el Modelo SDDP, utilizando la base de datos de Panamá - Centroamérica y de Colombia, las cuales se modificaron e integraron para representar el escenario de interés y las opciones estudiadas de la capacidad del Proyecto de Interconexión Colombia - Panamá.

Los resultados se procesaron para obtener los intercambios de electricidad y los Costos Marginales de Demanda (CMS). Se procesaron resultados medios y probabilísticos obtenidos de las simulaciones realizadas bajo 100 series hidrológicas igualmente probables a nivel mensual durante el período de estudio.

Para la representación del mercado eléctrico de Colombia, ETESA y UPME han venido trabajando de manera coordinada en los análisis de expansión, simulando el proyecto de interconexión eléctrica desde cada país, bajo criterios homologados. Además de la base de datos unificada, las dos entidades establecieron un criterio común para el cálculo y evaluación del proyecto asociados a la demanda, con el propósito de identificar las obras requeridas en cada país y su inclusión en el plan de expansión.

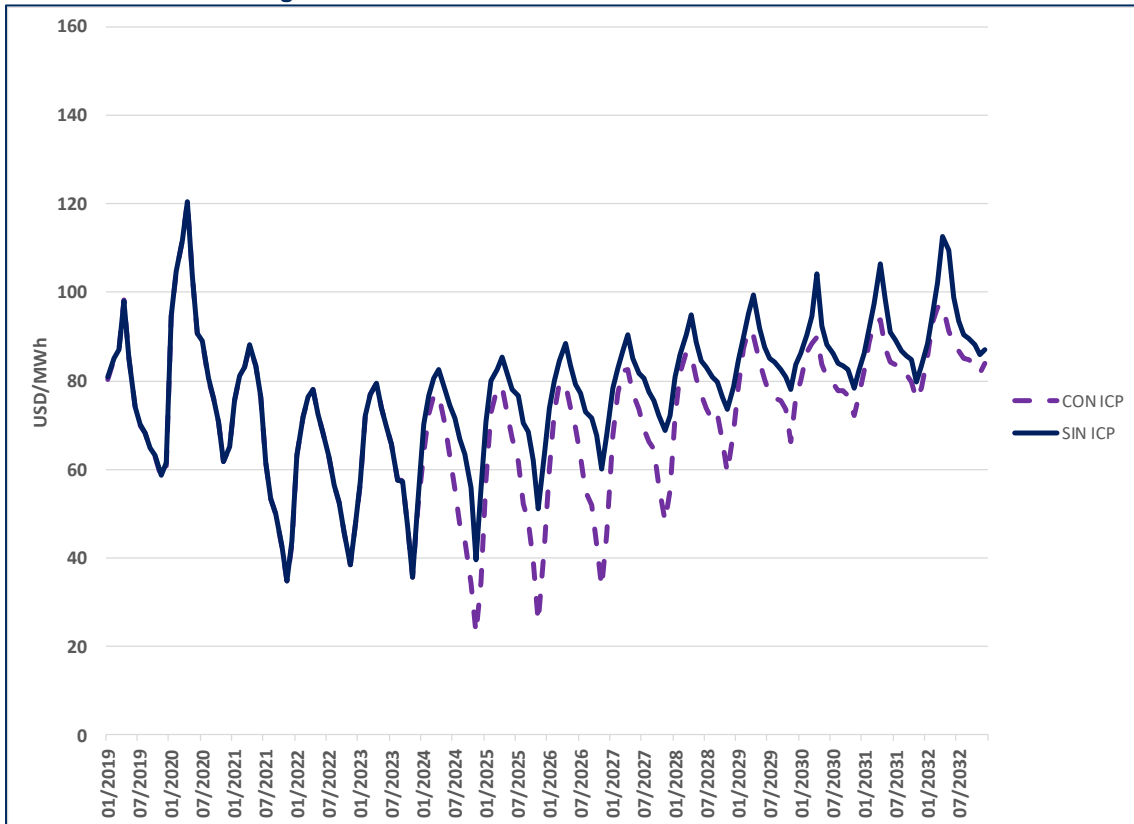
AP

Escenario con Colombia

La realización de simulaciones de los sistemas interconectados de Colombia - Panamá - Resto de Centroamérica con el propósito de obtener una actualización de los análisis energéticos del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá y de sus beneficios bajo la opción de capacidad de transporte 400 MW, considerando enero de 2024 como su fecha de entrada en operación coordinado con la unidad de planificación energética de la UPME Colombia a finales del año 2018.

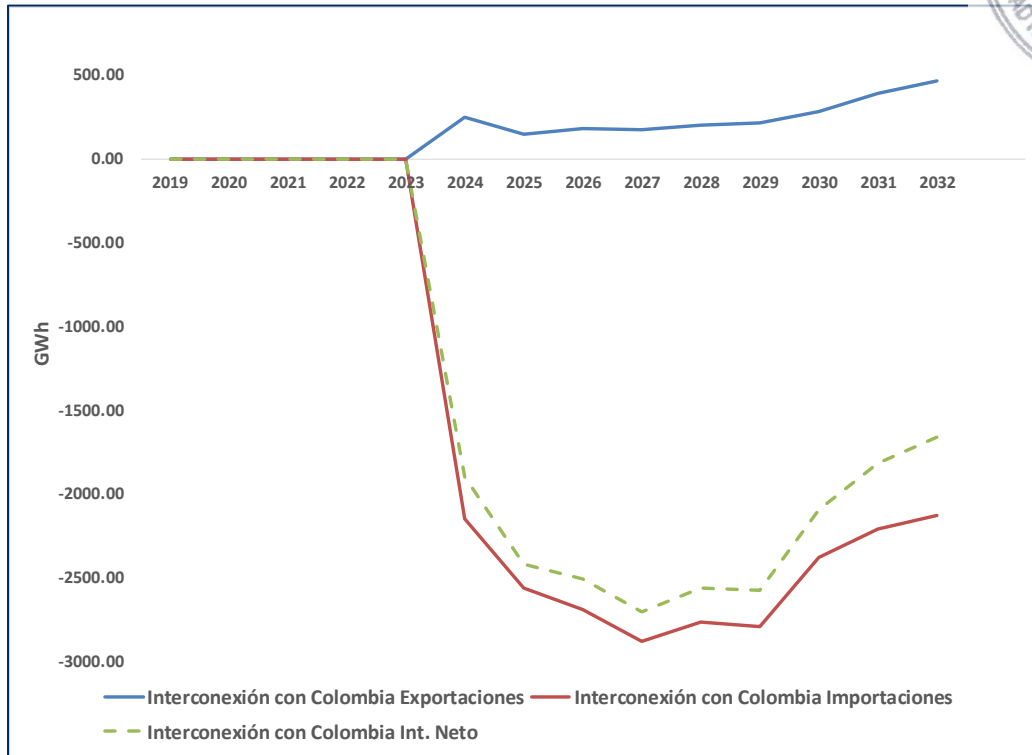
Como se muestra en el Gráfico 8. 1, la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad de intercambio de 400 MW produce una variación en el CMS, producto del intercambio con la entrada de esta interconexión, el cual permitiría unir el Sistema Andino y Centroamericano. Se puede observar claramente la reducción del costo marginal.

Gráfico 8. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario sin Colombia Vs Escenario con Colombia.



Referencia: (ETESA, 2019)



Gráfico 8. 2: Intercambios del Escenario Ref. con Colombia


Referencia: (ETESA, 2019)

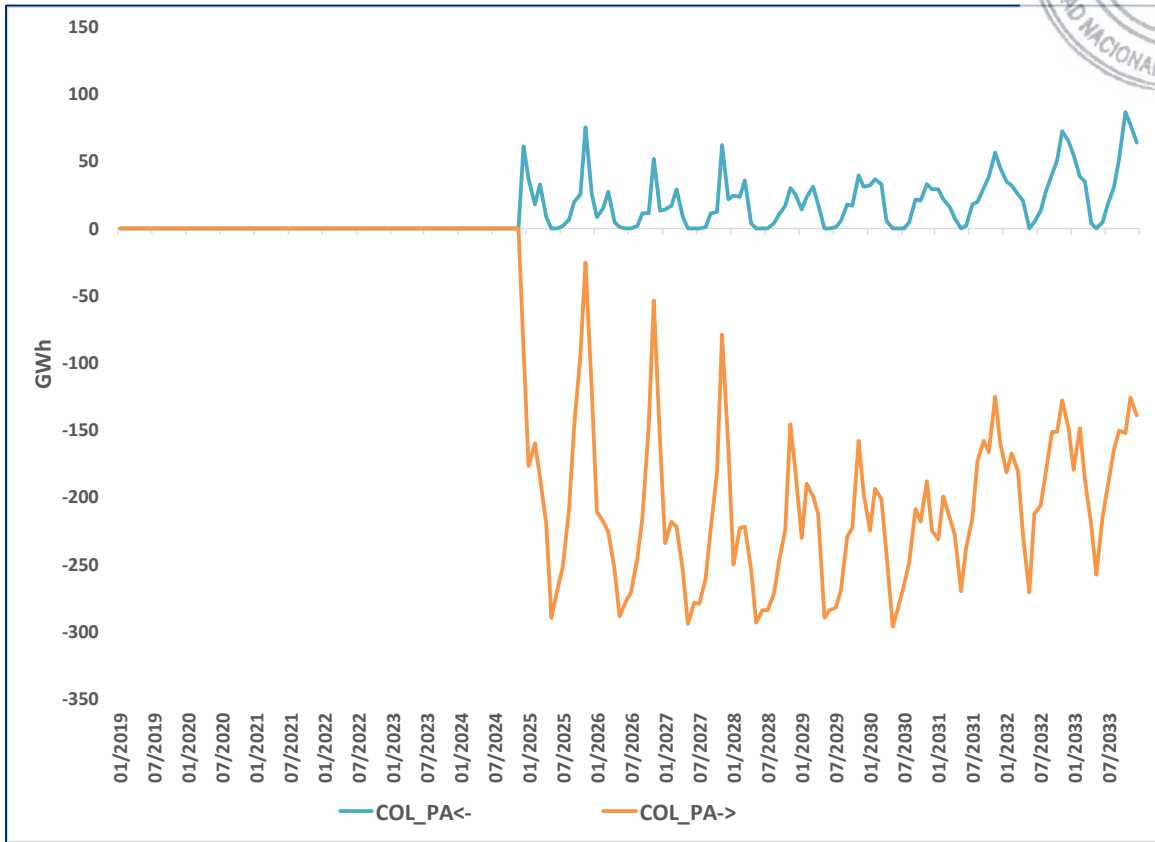
Panamá tendría un estatus de importador de energía, una vez entre en operación la Interconexión Colombia-Panamá, sin embargo, gran parte de esta energía se exporta hacia Centro América, como se muestra en el Gráfico 8 .3

El Gráfico 8 .3 ilustra la estacionalidad de estas transferencias. La variabilidad de los regímenes hidrológicos hace que la magnitud de las transferencias sea una variable aleatoria. Los intercambios promedio tanto de Colombia hacia Panamá como de Panamá hacia Colombia, así como el rango de valores que pueden llegar a tener con probabilidades asociados a ellos.

De igual forma, esto puede ser el resultado de la instalación de grandes plantas hidroeléctricas en la región centroamericana, como es el caso de la central Diquis en Costa Rica la cual puede representar grandes volúmenes de energía para intercambio en las épocas lluviosas. Debemos destacar que dentro de un mismo año pueden darse intercambios en ambos sentidos.



Gráfico 8. 3: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia.



Referencia: (ETESA, 2019)

Handwritten signature

Capítulo 9

CONCLUSIONES

Las políticas o criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía nos indica que debemos garantizar el suministro energético, cumpliendo con los límites de déficit para la energía y también, manteniendo una reserva rodante mínima, correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculado por el CND. Además, las políticas energéticas a nivel mundial, indican que se debe garantizar el suministro de energía, aun, con los recientes e inmediatos cambios climáticos.

El Plan Indicativo de Generación muestra el comportamiento de acuerdo, a las decisiones de inversión de los agentes privados. Por esta razón los escenarios de expansión de generación contemplan los proyectos que informaron los agentes generadores en 2019.

Es importante garantizar la diversificación de la matriz energética incentivando la instalación de fuentes de generación eficiente y económicamente factible, es decir, nuevas fuentes renovables y no convencionales que contribuyan a la disminución en el CMS.

Las sensibilidades planteadas en este informe, son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios imprevistos en el Plan

de Expansión. En especial, al posible impacto en los proyectos en el corto Plazo, como el atraso en la incorporación de los proyectos de mayor magnitud y variaciones en los precios de los combustibles.

En base al análisis de las proyecciones del modelo, en el periodo de corto plazo la inserción no controlada de tantos proyectos hidroeléctricos, renovables no convencionales en fase de construcción o en etapa avanzada de desarrollo y proyectos termoeléctricos de gas natural, impide la optimización del plantel en expansión en dicho periodo.

En un escenario, Escenario Alternativo I, donde solo presentan ingresos de planteles de energía renovable, se obtiene un CMS más bajo, sin embargo, debido a las fluctuaciones que presentan las tecnologías de renovables se deben considerar que, por confiabilidad y seguridad del sistema en el despacho de las plantas eólicas y solares, requieren de cierto nivel de reserva de potencia, la cual eventualmente debe contar con plantas termoeléctricas de respuesta inmediata, las cuales suelen ser de bajos costos de inversión, pero con muy elevados costos operativos.

En caso tal se retiren plantas termoeléctricas, Escenario Alternativo II, no se presentará un cambio considerable del CMS. Esta pequeña disminución se da debido a los costos operativos más bajos de los planteles renovables que el de los térmicas.

De presentarse una demanda de energía elevada, Escenario Alternativo III, se apreciarán cambios considerables a partir del año 2020, con la entrada de proyectos de energía renovable y un ciclo combinado de gas natural, produciendo una reducción de los costos marginales desde el año 2022.

Se realizó un análisis donde los precios del combustible presentan un alza considerable, Escenario Alternativo IV, se aprecia que el costo marginal presenta un aumento notable a partir del 2020, debido a los altos precios de los combustibles, provocados por las centrales termoeléctricas.

Luego, a partir del año 2025, fecha en que ingresa la central Telfers, el CMS vuelve a tener el comportamiento similar al del escenario de referencia, aunque ligeramente superior

En el caso de presentarse un escenario de alta demanda y altos precios de combustibles, Escenario Alternativo V, se aprecia un alto CMS, con referencia al caso base.

Por último, se analizaron todos los escenarios con la interconexión con Centroamérica, considerando la interconexión con una capacidad de 300 MW a partir del año 2023.

Adicional se consideró el análisis de una sensibilidad (ver [Sensibilidad I](#)) contemplando el segundo circuito del proyecto SIEPAC con el inicio en el año 2025, se incrementan 300 MW más a la capacidad de intercambio.

Es necesario hacer notar que, aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de gran magnitud.

Se analizó el escenario con la interconexión con Colombia, considerando la interconexión con una capacidad de 400 MW a partir del año 2024. Este proyecto muestra tener un impacto importante, tanto en nuestro país, como a nivel regional en cuanto a confiabilidad y satisfacer la demanda energética creciente.

Además, la interconexión regional permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes de energía eléctrica.

Referencias

- Isothermal Compressed Air Energy Storage. (Octubre de 2012). Obtenido de <https://www.energy.gov/sites/prod/files/SustainX.pdf>
- Análisis de la Demanda PESIN . (2018).
- Ars Technica. (31 de Enero de 2017). *A look at the new battery storage facility in California built with Tesla Powerpacks*. Obtenido de <https://arstechnica.com/information-technology/2017/01/a-look-at-the-new-battery-storage-facility-in-california-built-with-tesla-powerpacks/>
- AUTOMOTIVE BLOG. (26 de Febrero de 2019). *AUTOMOTIVE BLOG*. Obtenido de <https://www.bosch-automotive.es/baterias-de-litio-para-placas-solares/>
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos / Información de Agentes Panamá 2019. (s.f.).
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (30 de Mayo de 2019). *Listado de Licencias*. Obtenido de https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/concesiones_licencias/concesiones_licencias/2019/listado_licencias_may30.pdf
- Carrera por Energía Solar Espacial. (24 de Febrero de 2017). Obtenido de Proyectos FSE: <http://www.proyectorfse.mx/2016/10/05/la-carrera-por-la-energia-solar-espacial/>
- Centro Nacional de Despacho. (Enero de 2018). *Informe de Generación Mensual - 2018*. Obtenido de http://www.cnd.com.pa/informes.php?cat=5&tipo_informe=43&ano=2018
- Chemical Glossary. (29 de Agosto de 2017). *Lead-acid battery*. Obtenido de <https://glossary.periodni.com/glossary.php?en=lead-acid+battery>
- Consejo Nacional de Energía. (2018). Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2018-2035. El Salvador.
- Deutsche Welle. (15 de Junio de 2016). *Hydrogen and wind: Allies for sustainable energy*. Obtenido de <http://www.dw.com/en/hydrogen-and-wind-allies-for-sustainable-energy/a-19330382>
- E&I Consulting. (s.f.). Obtenido de <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-benefits/benefit-categories/grid-operations-benefits>
- Ecovive. (Enero de 2018). Obtenido de <https://www.envinergy.com/hidroelectricidad/funcionamiento-s816.html>
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (Febrero de 2018). Plan de Expansión - Escenario sin Carbón de Noviembre de 2016 (modificado en febrero de 2018). Honduras.
- Energy Sources and Energy Use. (2018). Obtenido de <https://www.nationalgeographic.org/activity/energy-sources-and-energy-use/>
- Energy Storage News. (8 de Febrero de 2019). *Energy Storage News*. Obtenido de <https://www.energy-storage.news/news/uae-integrates-648mwh-of-sodium-sulfur-batteries-in-one-swoop>
- Energy Storage Technologies in the Electricity grid. (Septiembre de 2017). Obtenido de

- <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/12027/396460.pdf?sequence=1>
- Energy Storage Toolbox. (2018). *Energy Storage Toolbox*. Obtenido de <https://estoolbox.org/index.php/8-samples/8-tes-introduction>
- ENGIMIA. (2019). *Energías renovables marítimas, el potencial de los mares y océanos*. Obtenido de <https://engimia.com/blog/energias-renovables-maritimas-el-potencial-de-los-mares-y-oceanos>
- ETESA. (s.f.).
- ETESA. (2019).
- ETESA. (s.f.). *Plan de Expansión 2017, Tomo I: Estudios Básicos / Plan de Expansión 2018, Tomo I: Estudios Básicos*. Panamá.
- ETESA. (s.f.). *Plan de Expansión 2017, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2017-2031 / Plan de Expansión 2018, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2018-2032*. Panamá.
- EV Lithium. (s.f.).
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. (s.f.). *Power to Gas*. Obtenido de <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/hydrogen-technologies/hydrogen-production-by-water-electrolysis/power-to-gas.html>
- g. (s.f.).
- Grid Scale Energy Storage Systems. (s.f.). Obtenido de https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm
- Grid Scale Energy Storage Systems. (https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm).
- IBM. (20 de Abril de 2012). *IBM Battery 500 - IBM creates breathing, high-density, light-weight lithium-air battery*. Obtenido de <http://www.extremetech.com/computing/126745-ibm-creates-breathing-high-density-light-weight-lithium-air-battery>
- ICP. (2019).
- Información de Agentes Panamá. (Mayo de 2019).
- Información de Agentes Panamá. (Mayo de 2019).
- Instituto Costarricense de Electricidad. (Mayo de 2018). *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica*. Costa Rica.
- International Electrotechnical Commission. (2011). *Electrical Energy Storage*. Obtenido de <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>
- International Fleet World. (Septiembre de 2018). Obtenido de <https://internationalfleetworld.com/whatever-happened-to-hydrogen/>
- Irena Electricity Storage Cost. (2017). Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
- IRHE. (1985). *Estudios de Turba*.
- Kawasaki. (2018). *Battery Energy Storage System - GIGACELL - Frequently Asked Questions*. Obtenido de http://global.kawasaki.com/en/energy/solutions/battery_energy/questions/index.html

- Kim, K. J., Park, M.-S., Kim, Y.-J., Kim, J. H., Dou, S., & Skyllas-Kazacos, M. (9 de Junio de 2015). *A technology review of electrodes and reaction mechanisms in vanadium redox flow batteries*. Obtenido de <http://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2015/ta/c5ta02613j/unauth#divAbstract>
- Laboratory National Renewable Energy. (2019). Obtenido de <https://www.nrel.gov/news/features/2019/beneath-solar-panels-the-seeds-of-opportunity-sprout.html>
- Leadbetter, J., & Swan, L. G. (15 de Octubre de 2012). *Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775312009500>
- Millennium Energy Systems. (2016). *Colector Solar Fresnel*. Obtenido de <http://www.millenniumenergies.com/wp-content/uploads/2016/02/FICHA-FRESNEL-MES.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (Enero de 2018). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica de 2016-2030. Nicaragua.
- Ministerio de Energía y Minas. (2018). Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2018-2032. Guatemala.
- Murata. (s.f.). *The Structure and Principle of Electrical Double Layer Capacitor*. Obtenido de <https://www.murata.com/en-us/products/capacitor/edlc/techguide/principle>
- National Renewable Energy Laboratory. (2011). *Life Cycle Assessment Harmonization*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html>
- National Renewable Energy Laboratory. (Enero de 2013). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57187.pdf>
- Neoen - Hornsdale Power Reserve. (24 de Enero de 2018). *Hornsdale Power Reserve*. Obtenido de <https://hornsdalespowerreserve.com.au/>
- New Energy and Fuel. (15 de Junio de 2010). *Wind to Fertilizer Construction Begins*. Obtenido de <https://newenergyandfuel.com/http://newenergyandfuel.com/2010/06/15/wind-to-fertilizer-construction-begins/>
- Nomura, S. (2015). *Store Electricity! - Opening of Energy Technology by Zero Electrical Resistance*. Obtenido de <http://www.meiji.ac.jp/cip/english/frontline/nomura/index.html>
- Nuclear Power. (2014). *BWR - Boiling Water Reactor*. Obtenido de <https://www.nuclear-power.net/bwr-boiling-water-reactor/>
- Nuclear Power. (2014). *Nuclear Power Plant*. Obtenido de <https://www.nuclear-power.net/nuclear-power-plant/>
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (Agosto de 2013). *Linear Concentrator System Basics for Concentrating Solar Power*. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/linear-concentrator-system-basics-concentrating-solar-power>
- Paludea, Central Hidroeléctrica. (29 de Enero de 2015). *Zeco*. Obtenido de <https://www.zeco.it/zeco-turbinas/tornillo-de-archimedes?lang=es>

- Plataforma Solar de Almería. (7 de Marzo de 2014). Obtenido de <https://novapolis.es/la-psa-coordina-la-implantacion-de-la-energia-solar-de-concentracion-en-europa/>
- Powerthru. (2016). *Carbon Fiber Flywheel Technology for Government Applications*. Obtenido de http://www.powerthru.com/carbon_fiber_flywheel_technology.html
- Reactor Heavy Water. (2016). Obtenido de <https://askeyphysics.org/2016/05/14/516-520-wkepowertorque/candu-reactor-schematic/>
- Saur Energy. (6 de Febrero de 2019). Obtenido de <https://www.saurenergy.com/solar-energy-news/abu-dhabi-commissions-worlds-largest-storage-battery>
- Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (2019). *Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019*.
- Sistemas de Almacenamiento de Energía. (Julio de 2016). *uvadoc*. Obtenido de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/18325/1/TFG-P-432.pdf>
- Storage Battery Solutions, LLC. (2018). *Stationary / Standby Power*. Obtenido de <http://www.sbsbattery.com/products-services/by-application/stationary-standby-power.html>
- The Agency for Science, Technology and Research. (14 de Enero de 2017). *A breath of fresh air: Improving zinc-air batteries*. Obtenido de <https://www.sciencedaily.com/releases/2017/01/170114191153.htm>
- U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (s.f.). *Annual Energy Outlook 2017 / Annual Energy Outlook 2018*.
- U.S. Department of Energy - U.S. Energy Information Administration. (s.f.).
- Universidad de Valladolid. (2016). *Sistemas de Almacenamiento de Energía*. Obtenido de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/18325/1/TFG-P-432.pdf>
- Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2015). *ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE BATERÍAS*. Obtenido de <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/3663/1/ANA%CC%81LIS%20TE%CC%81CNICO%20DE%20LOS%20DIFERENTES%20TIPOS%20DE%20BATERI%CC%81AS%20COMERCIALMENTE%20DISPONIBLES%20PARA%20SU%20INTEGRACIO%CC%81N%20EN%20EL%20PROYECTO%20DE%20UNA%20MICRORRED%20AI>
- University of Southern California. (10 de Noviembre de 2010). *Get That "Just Right" Feel: Incorporating Phase Change Materials Into Textiles*. Obtenido de <http://illuminate.usc.edu/2/get-that-34just-right34-feel-incorporating-phase-change-materials-into-textiles/>
- UTNBA. (s.f.). *Aprovechamiento de la Energía Undimotriz*. Obtenido de <https://docplayer.es/9771882-Aprovechamiento-de-la-energia-undimotriz.html>



Tomo III - Anexo - 1

Plan de Inversiones

AP

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B./)



Nº	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta													TOTAL	Nueva Fecha Plan 2019
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
1	TOTAL		105,946	101,142	156,946	132,556	279,211	277,786	107,116	322	7,411	8,263	56,217	87,542	35,016	1,356,473	
2																	
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO		64,025	75,966	103,110	103,615	39,672	0	0	0	0	0	0	0	0	356,289	
4	LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV		6,141	6,317	7,929	11,889										32,276	30/6/22
5	L/T MATA DE NANCE-BOQ-PRO (DOBLE CTO)-FRONT 230 KV 1200 ACAR	GG-101-2015	2,049	4,954	7,929	11,889										26,821	
6	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	GG-034-2017	2,624	874												3,498	
7	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV (+ REP. INT. 230 KV)	GG-034-2017	1,468	489												1,957	
8	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA		6	15	2,987	3,953										6,961	30/11/21
9	STATCOM S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-120 MVAR	GG-037-2016	17,397	3,035	2,270											22,702	30/6/20
10	STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	GG-037-2016	14,601	4,886	2,165											21,652	30/6/20
11	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	GG-112-2015	1,575	2,293	3,151											7,019	30/4/20
12	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	GG-112-2015	2,754	3,984	749											7,487	30/4/20
13	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	GG-131-2017	1,336	4,304	1,880											7,520	31/5/20
14	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	GG-131-2017	954	2,969	1,308											5,231	31/5/20
15	ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SANCHEZ 230 KV	GG-131-2017	552	1,307	619											2,478	31/5/20
16	ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	GG-069-2017 S, 132-2017 M	704	12,867	3,363											16,934	31/3/20
17	ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	GG-069-2017 S, 132-2017 M	307	8,769	2,244											11,320	31/3/20
18	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	GG-115-2017	1,126	3,139	473											4,738	31/12/19
19	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC	GG-136-2017	10,066	19,986	7,512											37,564	31/3/20
20	SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV		105	35	5,307	1,361										6,808	31/10/21
21	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV 1 CTO.		29	15	4,518	1,140										5,702	
22	ADICION EN PANAMA 115 KV		40	10	364	103										517	
23	ADICION EN CACERES 115 KV		36	10	425	118										589	
24	LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO.		38	530	18,233	12,577										31,378	31/8/21
25	SUBESTACIÓN CHEPO 230 KV		1,217	914	7,443	4,543										14,118	31/8/21
26	SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV		5,033		5,290	17,891	7,053									35,267	31/8/22
27	LÍNEA SABANITAS - PANAMÁ III 230 KV			289	8,117	29,085	16,624									54,115	31/8/22
28	SUBESTACION SABANITAS 230 KV			312	3,014	12,750	4,018									20,094	30/11/21
29	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV 305 KM		96	312	10,298	3,568										14,274	31/7/21
30	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - LLANO SANCHEZ 230 KV 110 KM		17	10	11,012	17,591	15,418									44,048	30/6/22
31	NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ				750	100										850	31/12/20
32	ADICION BANCO CAPACITORES 20 MVAR STA. RITA 115 KV			5	10	1,057	577									1,649	31/7/22
33	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO		0	0	10	120	178,406	276,938	106,719	28	1,056	8,244	56,217	87,542	35,016	750,296	
34	LINEA TELFERS - SABANITAS 230 KV				10	40	18,354	7,816								26,220	31/1/23
35	LINEA TELFERS - SABANITAS 230 KV DOBLE CTO. (1 CTO. INICIAL)				5	25	10,885	4,635								15,550	
36	SECCIONAMIENTO LT COSTA NORTE - SABANITAS 230 KV				2	6	2,569	1,093								3,670	
37	ADICIÓN S/E SABANITAS 230 KV				3	9	4,900	2,088								7,000	
38	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 LLANO SANCHEZ - EL HIGO 230 KV 82 KM					20	21165	11,411								32,596	30/4/23
39	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 EHI - PAN 230 KV					20	26,169	14,102								40,291	31/3/24
40	LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV					60	138,867	231,542	92,617							463,086	31/7/24
41	LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III DOBLE CTO. 500 KV 2 X 750 ACAR OP. 230 KV					40	133,117	221,927	88,771							443,855	
42	S/E CHIRIQUI GRANDE 230 KV					20	5,750	9615	3,846							19,231	
43	LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV											80	52,446	87,542	35,016	175,084	31/7/30
44	S/E CHIRIQUI GRANDE 500/230 KV											40	26,223	43,771	17,508	87,542	
45	S/E PANAMA 3 500/230 KV											40	26,223	43,771	17,508	87,542	
46	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV									28	1,056	8,164	3,771			13,019	31/1/28
47	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV I CTO.									10	500	4,000	1,787			6,297	
48	ADICION S/E PANAMA 230 KV									9	278	2,082	992			3,361	
49	ADICION S/E PANAMA III 230 KV									9	278	2,082	992			3,361	
50	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES		0	2,832	5,492	2,403	270	110	48	0	0	0	0	0	0	11,155	
51	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO			150	150											300	31/12/20
52	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES			50	50											100	31/12/20
53	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT 230-20y30			250	250											500	31/12/20
54	REPOSICION DE RECTIFICADORES			132	132											264	31/12/20
55	REPOSICION DE TORRES DE COMUNICACIONES				131	131										262	31/12/21
56	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS			126	126											252	31/12/20
57	REPOSICION DE OPGW LT GUASQUITAS - PANAMA II			2,124	2,034	2034										6,192	31/12/21
58	REPOSICION ENLACES MICROONDAS CERRO MENA Y VOLCAN BARU				110											110	31/12/20
59	REPOSICION EQUIPOS DE PRUEBA RED DE TELECOMUNICACIONES				150	200	200									550	31/12/22
60	REPOSICION BANCOS DE BATERIAS DE COMUNICACIONES				53	38	70	110	48							319	2020-2024
61	REPOSICION SISTEMA DE RADIO COMUNICACION DIGITAL ASTRO-25					2,306										2,306	31/12/20

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL	Nueva Fecha Plan 2019
62	PLAN DE REPOSICIÓN		23,641	10,532	10,196	12,071	4,919	355	349	294	21	19	0	0		62,397	
63	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO		23,641	10,532	10,154	11,747	4,575	0	0	0	0	0	0	0		60,649	
64	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES		92	47	13											152	31/12/18
65	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	GG-069-2016 S, 134-2017 M	3,754	109												3,863	30/6/20
66	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	GG-069-2016 S, 134-2017 M	3,394	1,360												4,754	30/6/20
67	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	GG-069-2016 S, 134-2017 M	3,381	375												3,756	30/6/20
68	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV			10	1,689	3,661	595									5,955	30/9/21
69	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV	GG-110-2018	360	530												890	31/12/19
70	REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS.,DE CAPACITORES 230 KV LLS Y PAN II	OC-38013	1,311	488												1,799	31/12/19
71	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV		196	125												321	31/12/19
72	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV		286	93												379	31/12/19
73	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV		220	150												370	31/12/19
74	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLS 230 KV		143	93												236	31/12/19
75	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV		175	125												300	31/12/19
76	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV		64	64												128	31/12/19
77	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV		150													150	31/12/18
78	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV		160													160	31/12/18
79	REEMPLAZO CTs A NIVEL NACIONAL y PANAMA 230 y 115 KV	GG-121-2017	750	750	750											2,250	2018-2020
80	REEMPLAZO CTs S/E MATA DE NANCE 115 KV	GG-121-2017	500	550												1,050	31/12/19
81	REEMPLAZO CTs S/E CALDERA/LLANO SANCHEZ 115 KV	GG-121-2017	290	250												540	31/12/19
82	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E CHORRERA	OC-37175	124	48												172	31/12/19
83	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN		600	600												1,200	31/12/19
84	REEMPLAZO DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS			93	192											285	31/12/19
85	REEMPLAZO MAQUINA REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSFORMADOR		75	675												750	31/12/18
86	REEMPLAZO MAQUINA EXTRACCION Y FILTRADO DE SF6	OC-38167	150													150	31/12/18
87	EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES		400	300												700	31/12/19
88	SISTEMA DE MONITOREO DE CONTAMINACION DE AISLADORES		1,000	500												1,500	31/12/19
89	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E MATA DE NANCE		350													350	31/12/18
90	CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL		2,000	1,500	1,500											5,000	31/12/20
91	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE INYECCIÓN SECUNDARIA PARA PRUEBAS DE PROT.					140										140	31/12/21
92	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV		2,293		2,986	565										5,844	31/12/21
93	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV		1,257	668	667	565										3,157	31/12/21
94	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2			173	219	203										595	31/12/21
95	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA		166	856	2,118	1,613										4,753	31/5/21
96	REEMPLAZO REACTORES 230 KV LLANO SANCHEZ Y VELADERO 20 MVAR				20	5,000	3,980									9,000	31/12/22
97	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO		0	0	42	324	344	355	349	294	21	19	0	0	0	1,748	
98	REPOSICIÓN DE GATEWAY EN SISTEMAS AUTOMATIZADOS DE SUBESTACIONES				42	21	21	21	21							126	31/12/24
99	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E GUASQUITAS 230 KV					62	66	64	63	56						311	31/12/25
100	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E LLANO SÁNCHEZ 230 y 115 KV					119	127	123	120	107						596	31/12/25
101	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E VELADERO 230 KV					122	130	126	122	109						609	31/12/25
102	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E SANTA RITA 115 KV							21	23	22	21	19				106	31/12/27
103	SISTEMA DE CONEXIÓN		13,000	3,214	25,722	7,673	55,299	0	0	0	6,334	0	0	0	0	111,242	
###	S/E EL COCO 230 KV 2 NAVES							8,696								8,696	31/12/23
###	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE										6,334					6,334	31/12/27
###	S/E PACORA 230 KV 1 NAVE							4,348								4,348	31/12/23
###	GANA LT COSTA NORTE 230 KV							41,138								41,138	31/12/23
###	S/E LLANO SANCHEZ BARRA 34.5 KV							1,117								1,117	31/12/23
###	NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV		164	1,781	21,478	6,180										29,603	30/6/21
###	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	GG-084-2013	4069													4,069	31/12/19
###	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	GG-084-2013	4069													4,069	31/12/19
###	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	GG-069-2016 S, 134-2017 M	3746	323												4,069	30/6/20
###	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA		0	488	3974	1,493										5,955	31/3/21
###	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 34.5 KV	OC-38167	350	150												500	31/12/19
###	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV		50	45												95	31/12/19
###	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV		100	41												141	31/12/19
###	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	OC-37987	24	24												48	31/12/18
###	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 34.5 KV		56	32												88	31/12/19
###	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV		47	48												95	31/12/19
###	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV		56	12												68	31/12/19
###	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	GG-121-2017	269	270	270											809	31/12/20

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL	Nueva Fecha Plan 2019
###	PLAN DE PLANTA GENERAL		5,280	7,223	8,981	4,612	645	383	0	0	0	0	0	0	0	27,122	
###	EDIFICIO-ETESA			2,165	645	645	645	383								4,483	2019 - 2023
###	EQUIPO DE INFORMATICA		3,700	4,160	3,910	2,630										14,400	2018 - 2021
###	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR		880	818	851	937										3,486	2018 - 2021
###	TALLER DE S/E VELADERO		350													350	31/12/19
###	TALLER DE S/E PANAMA II		350													350	31/12/19
###	SALON DE REUNIONES VALBUENA			80												80	31/12/19
###	MEJORAS SUBESTACION PANAMA				100	400										500	31/12/21
###	EDIFICIO GOM EN PANAMA III				2,600											2,600	31/12/20
###	NUEVO EDIFICIO ZONA 3 VALBUENA				875											875	31/12/20
###	PLAN ESTRATEGICO		0	1,374	3,435	2,062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,871	
###	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV		0	1,374	3,435	2,062										6,871	30/9/22



AB



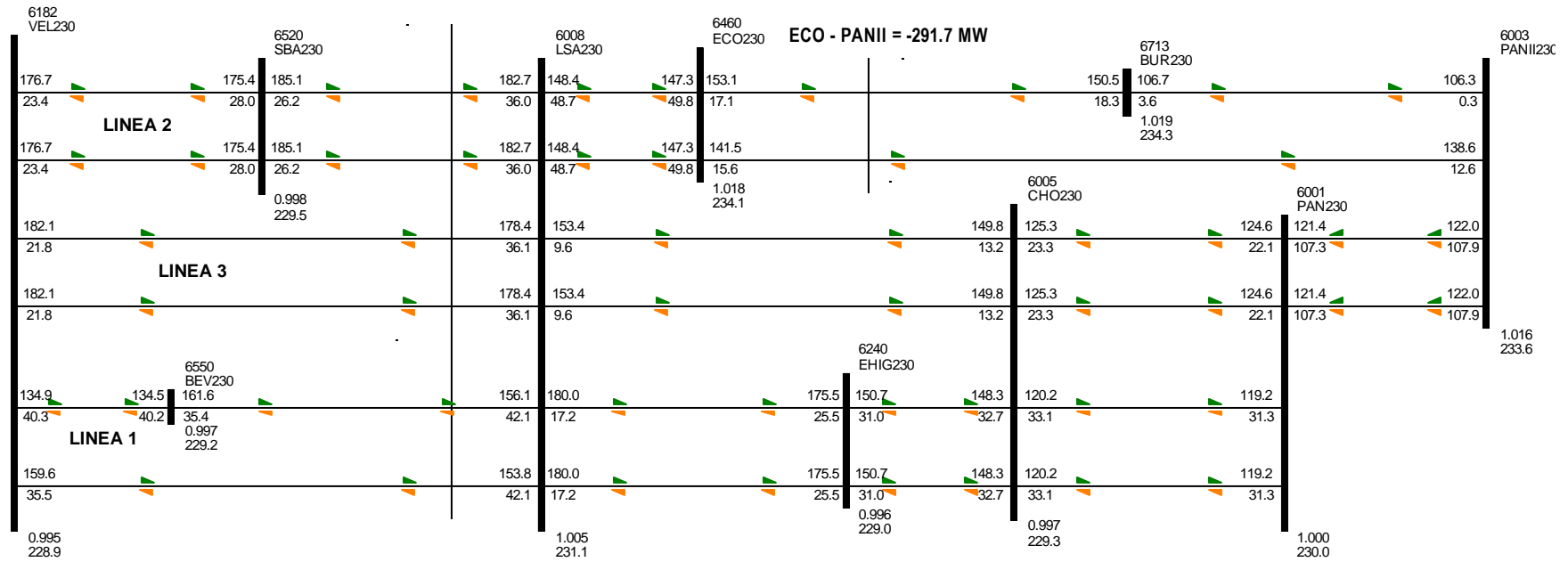
ANEXOIII-2 DIAGRAMAS UNIFILARES

2019 – EPOCA LLUVIOSA

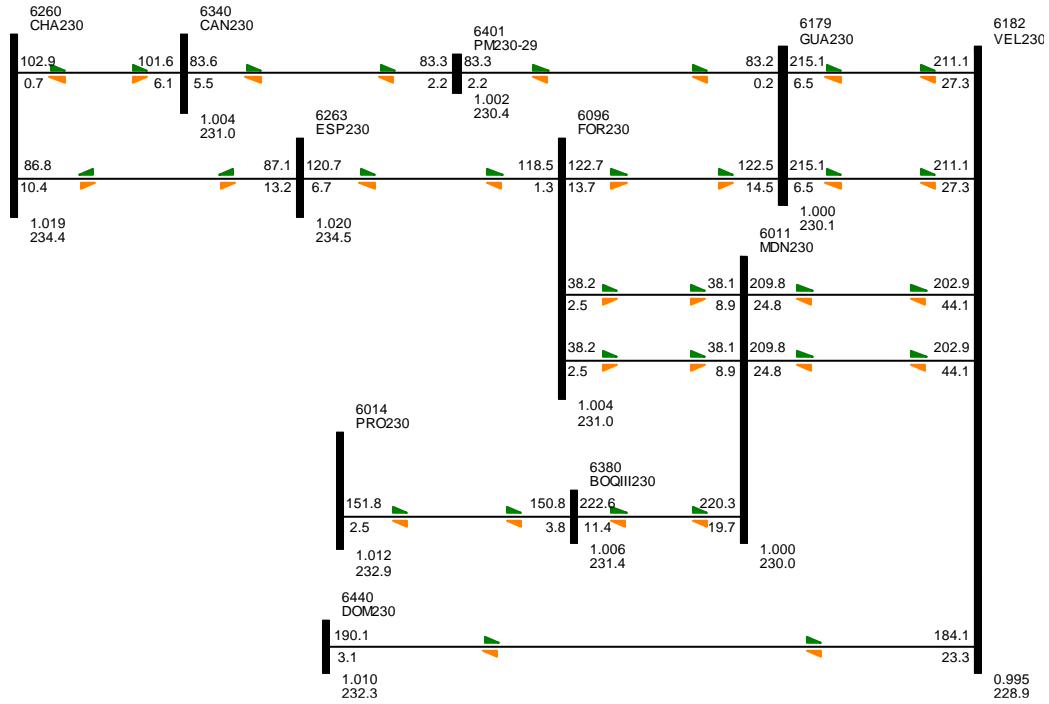
**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**

FLUJO OCCI = 1031.9 MW

ECO - PANII = -291.7 MW

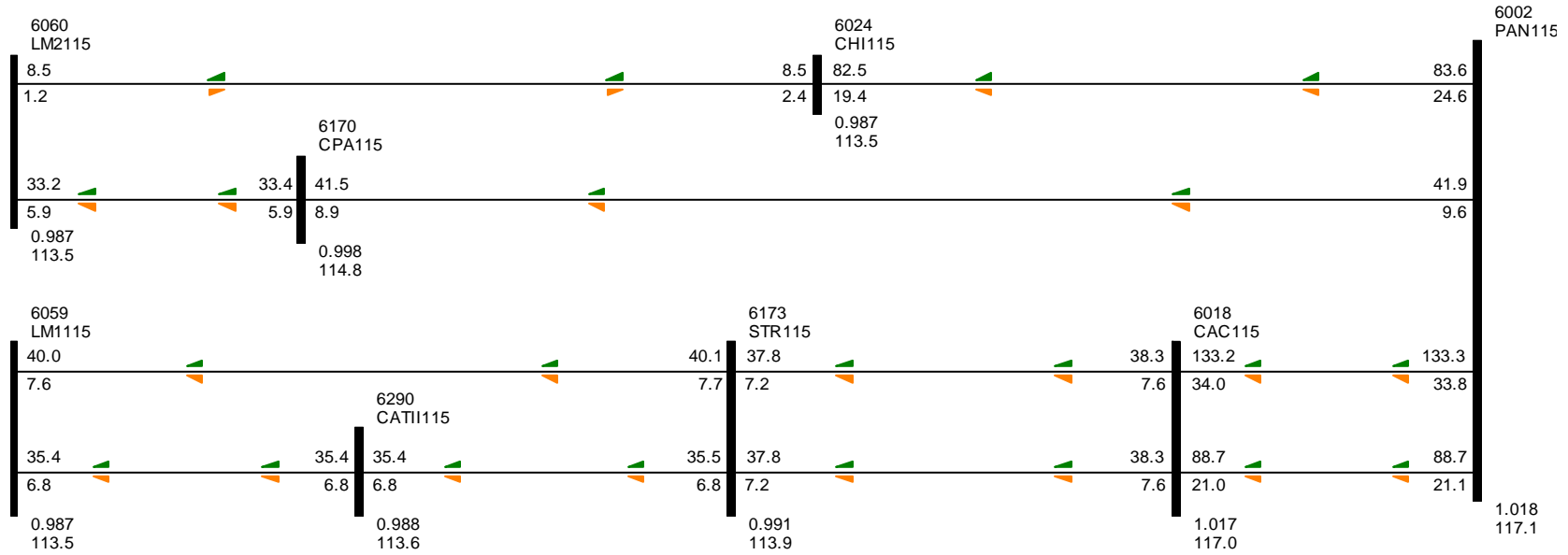


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



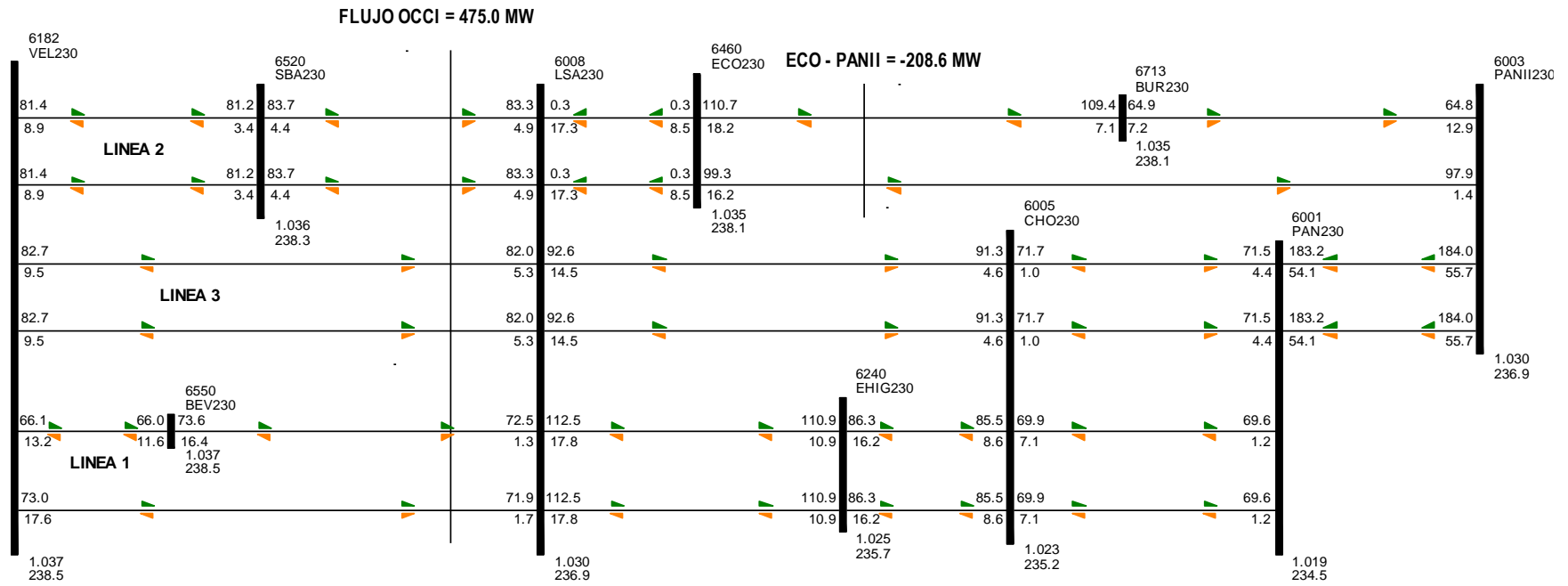
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA



2020 – EPOCA SECA

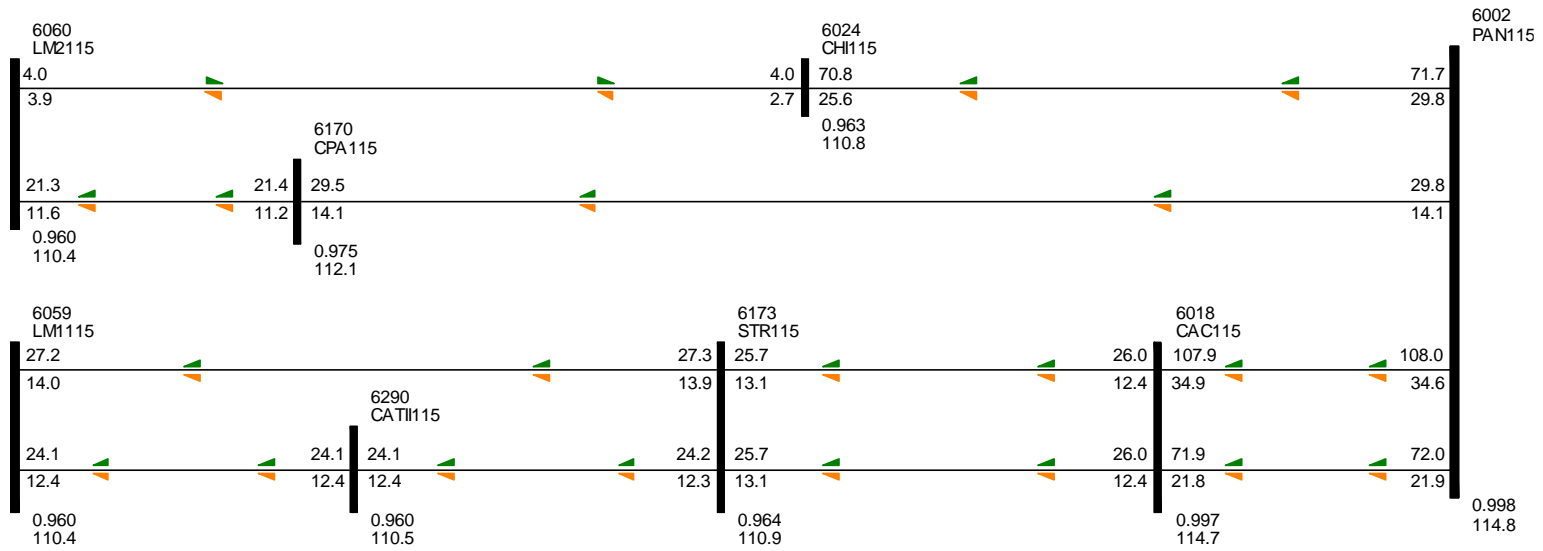
**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**



AP

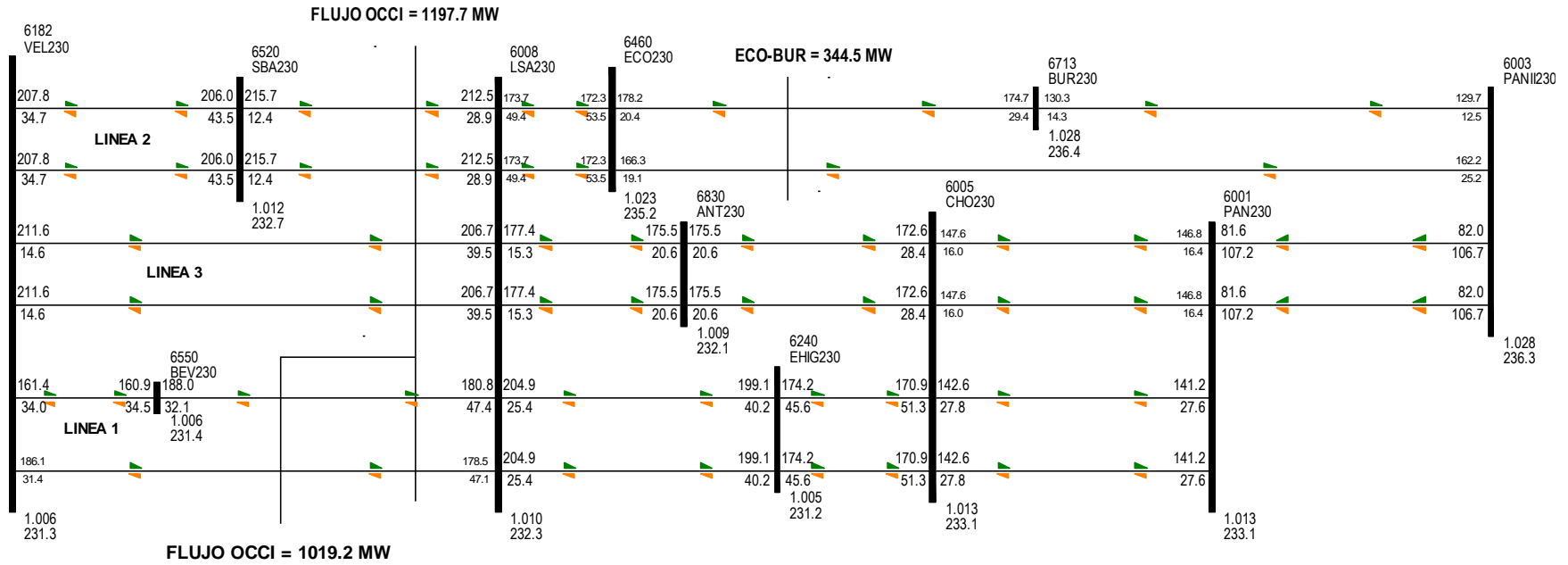
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

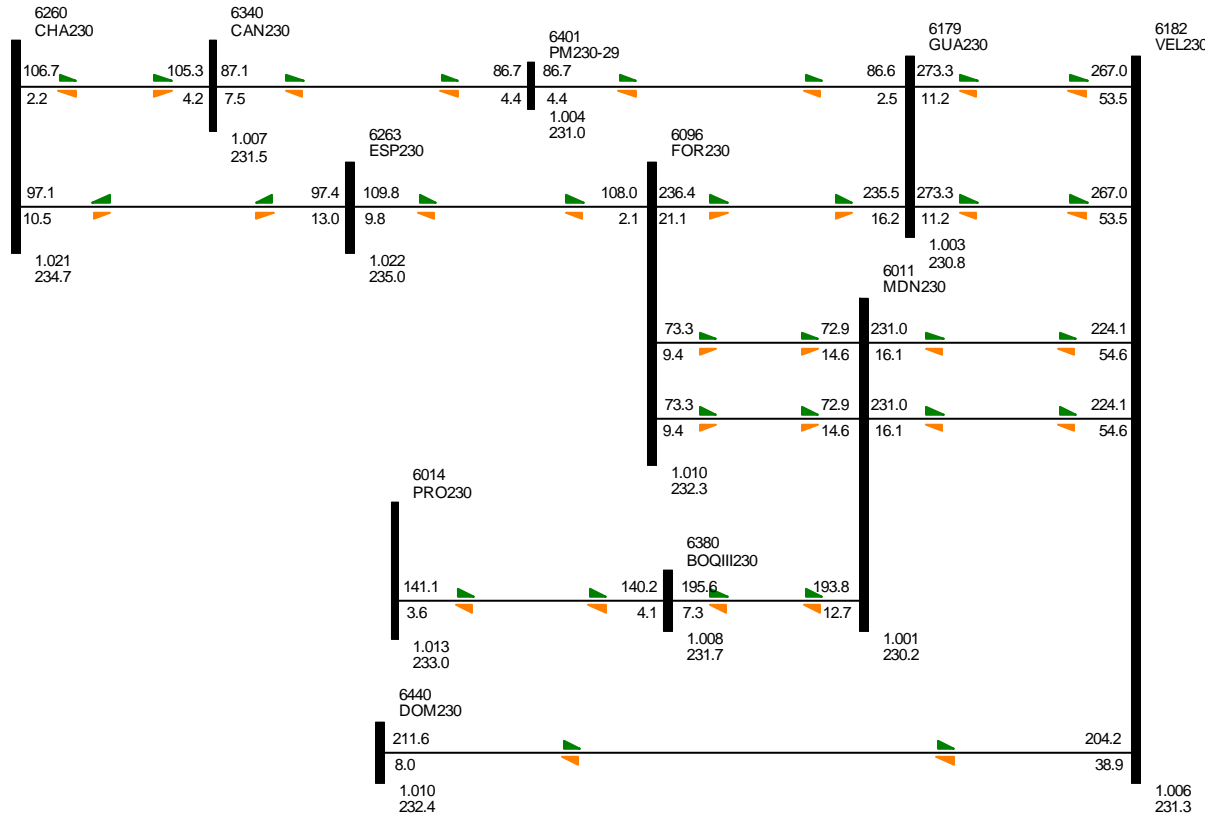


2020 – EPOCA LLUVIOSA

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**

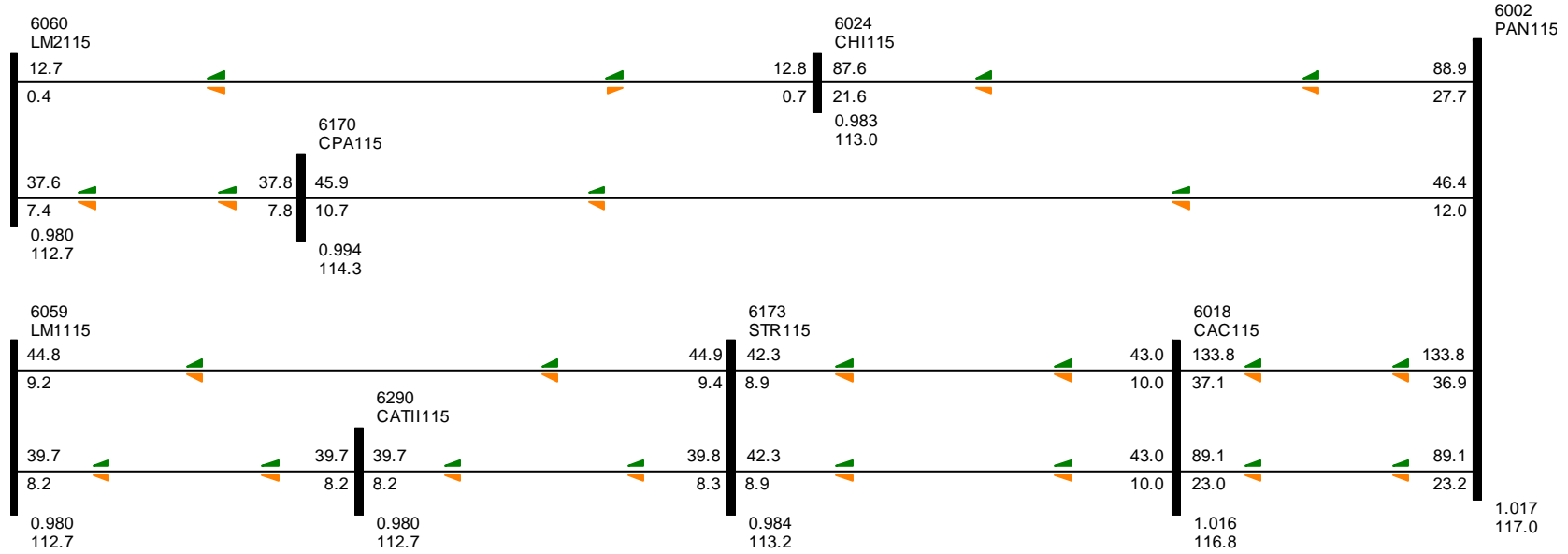


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



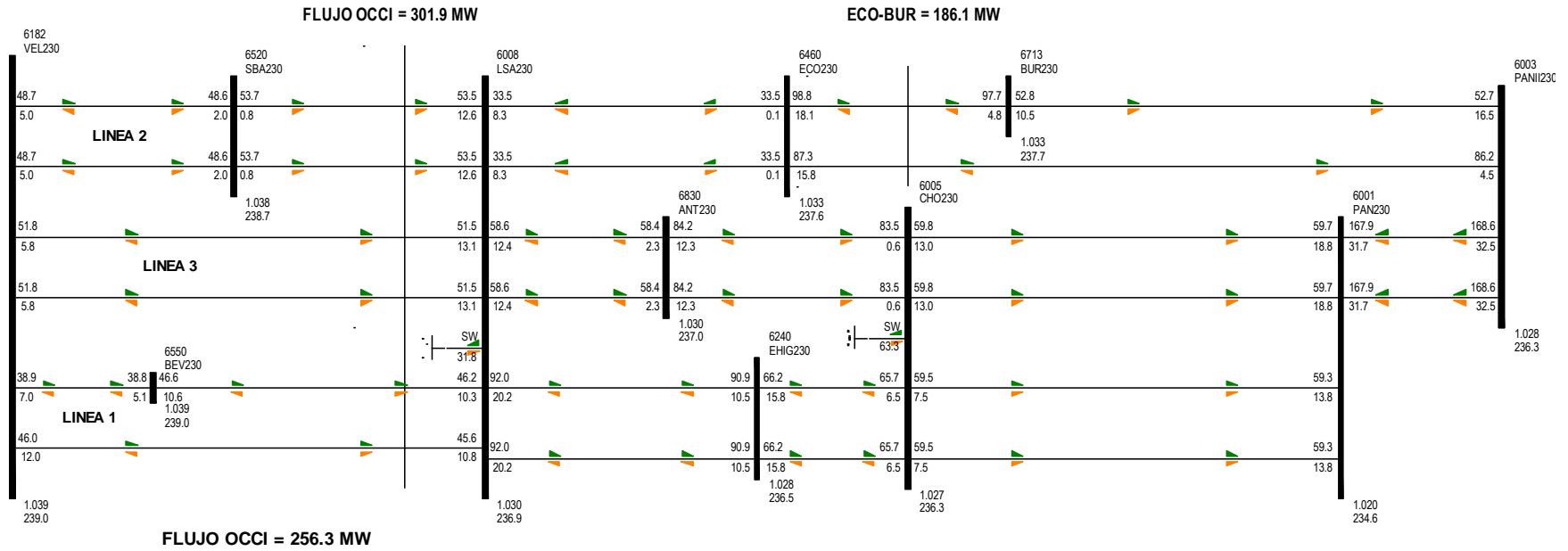
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

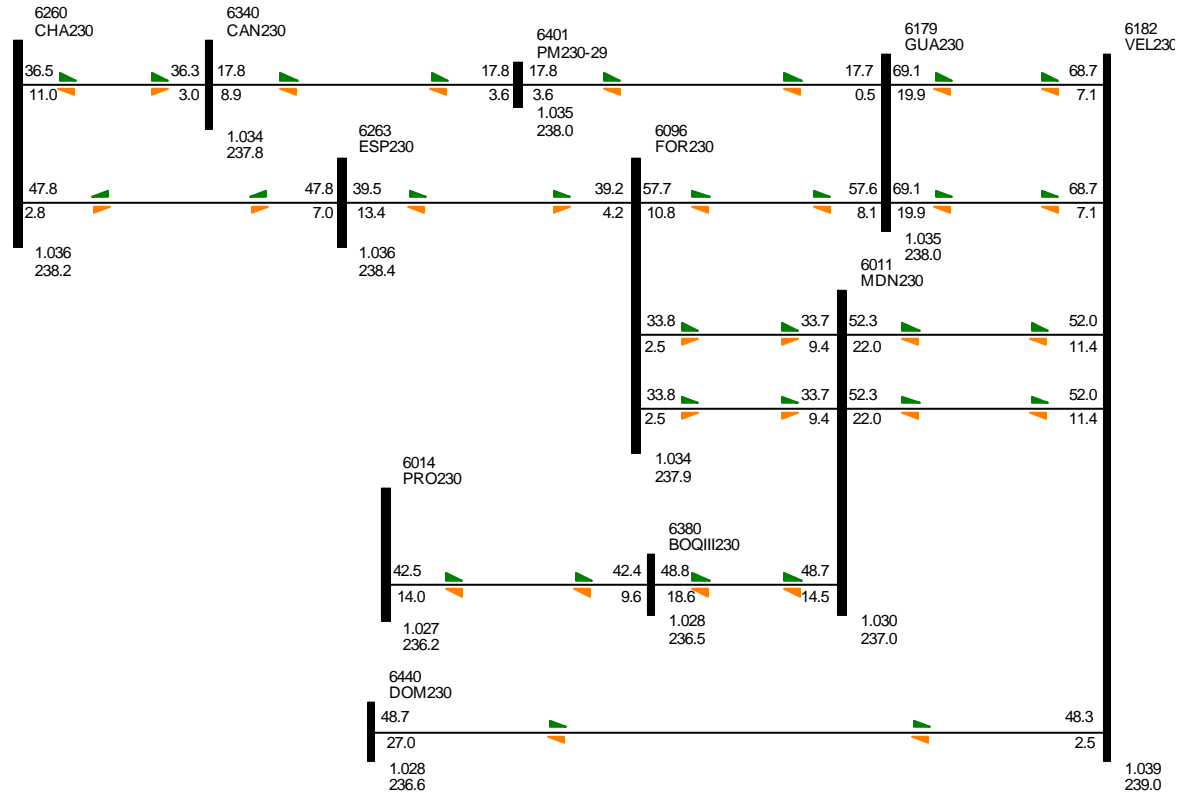


2021 – EPOCA SECA

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**

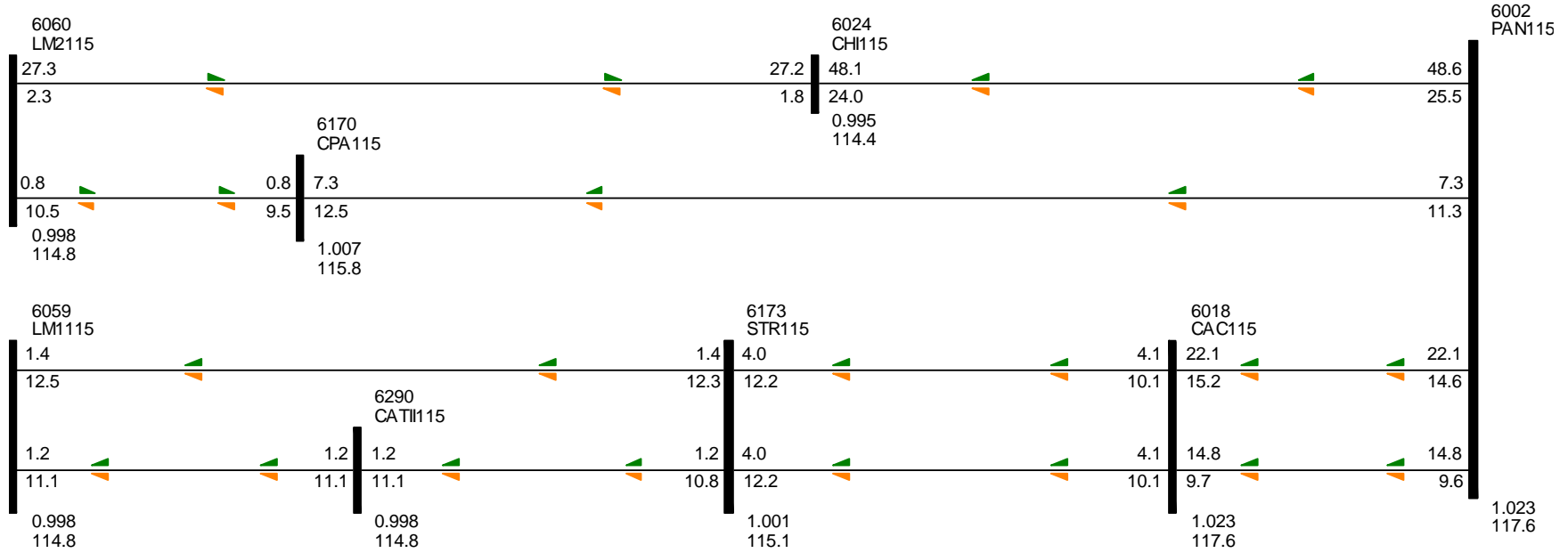


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



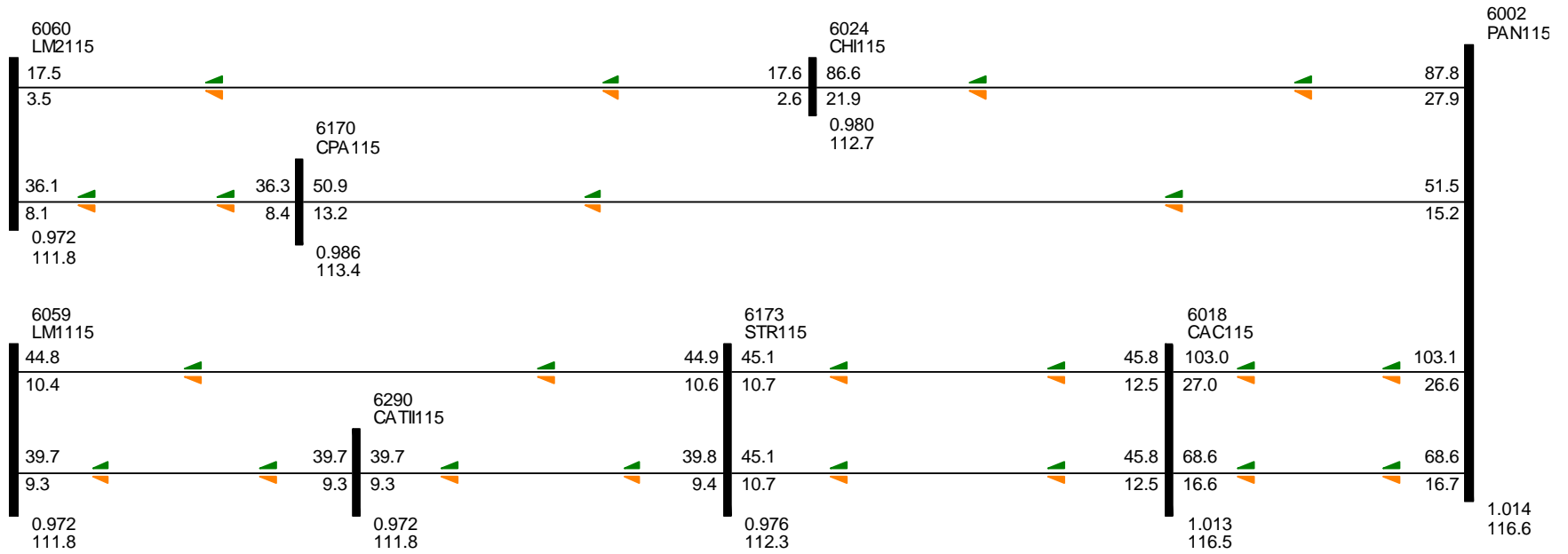
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA



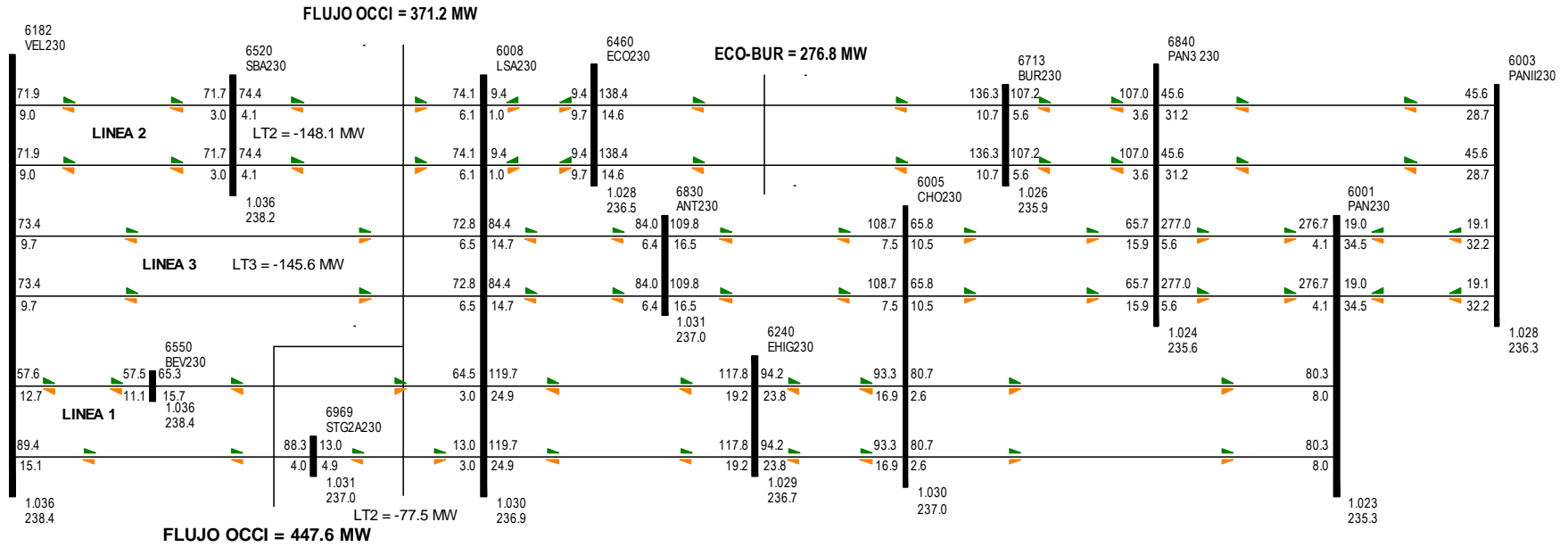
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

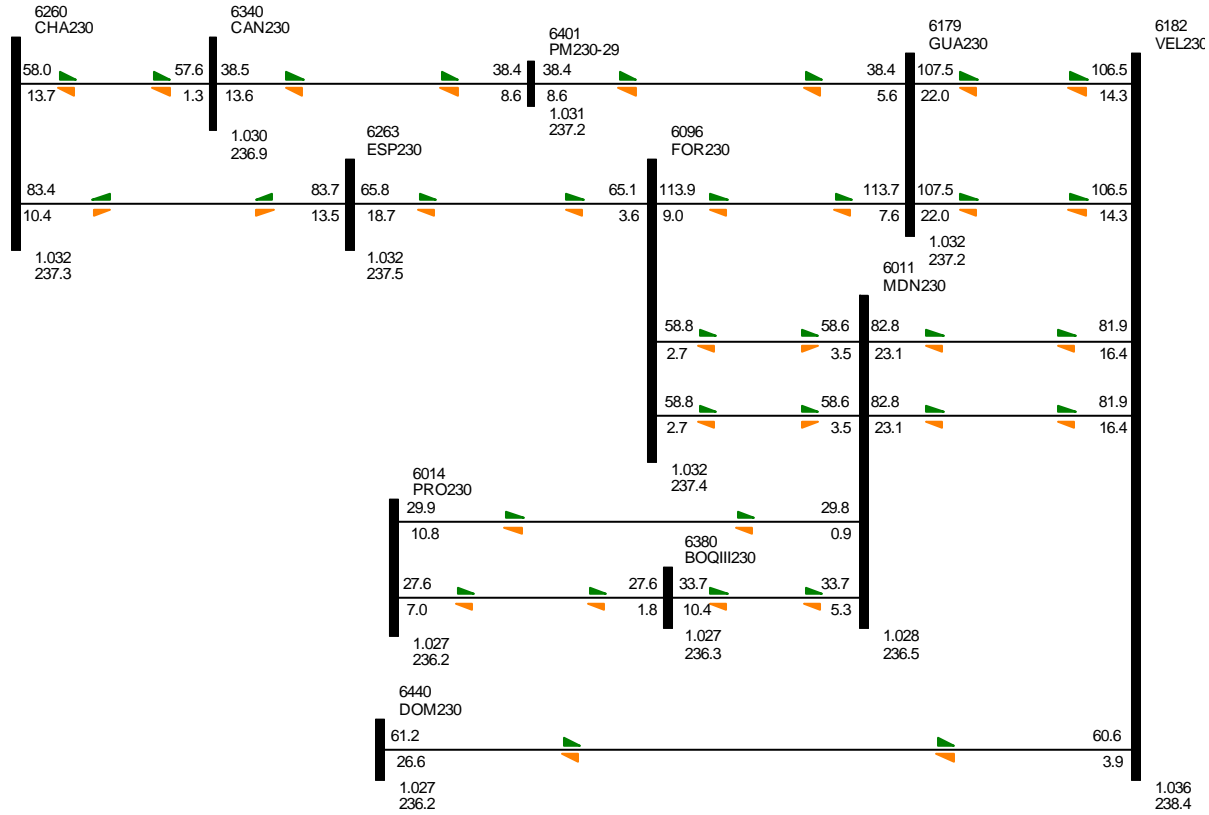


2022 – EPOCA SECA

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**

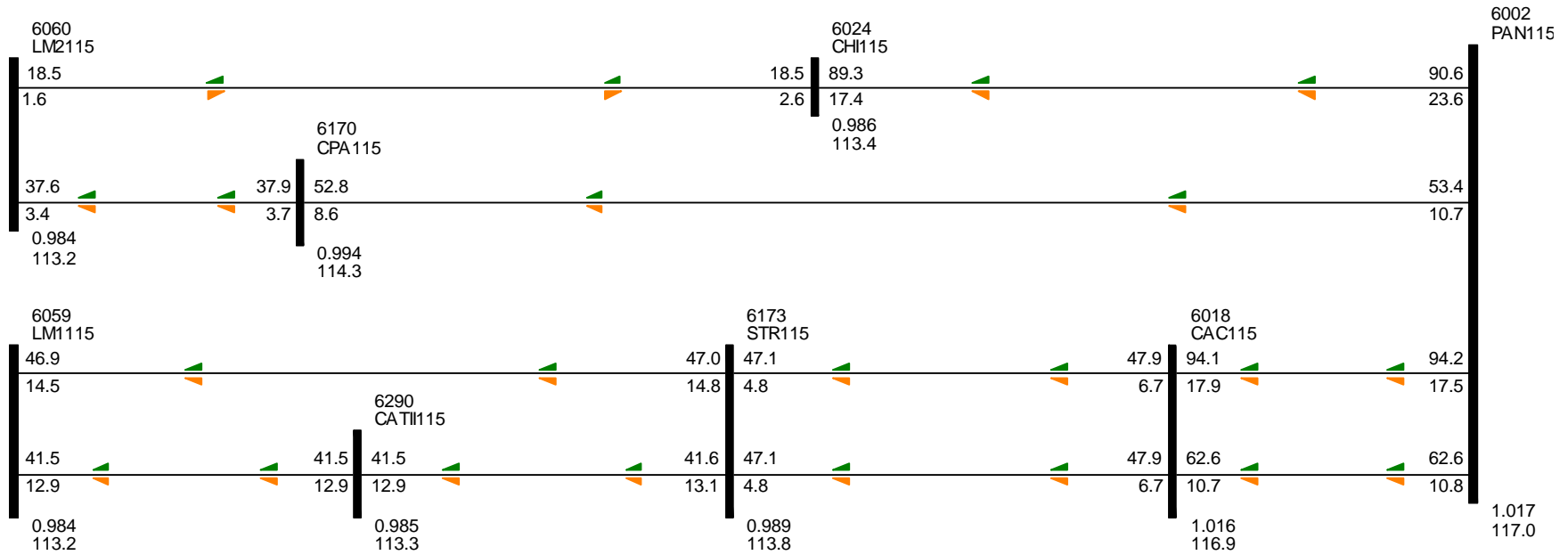


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



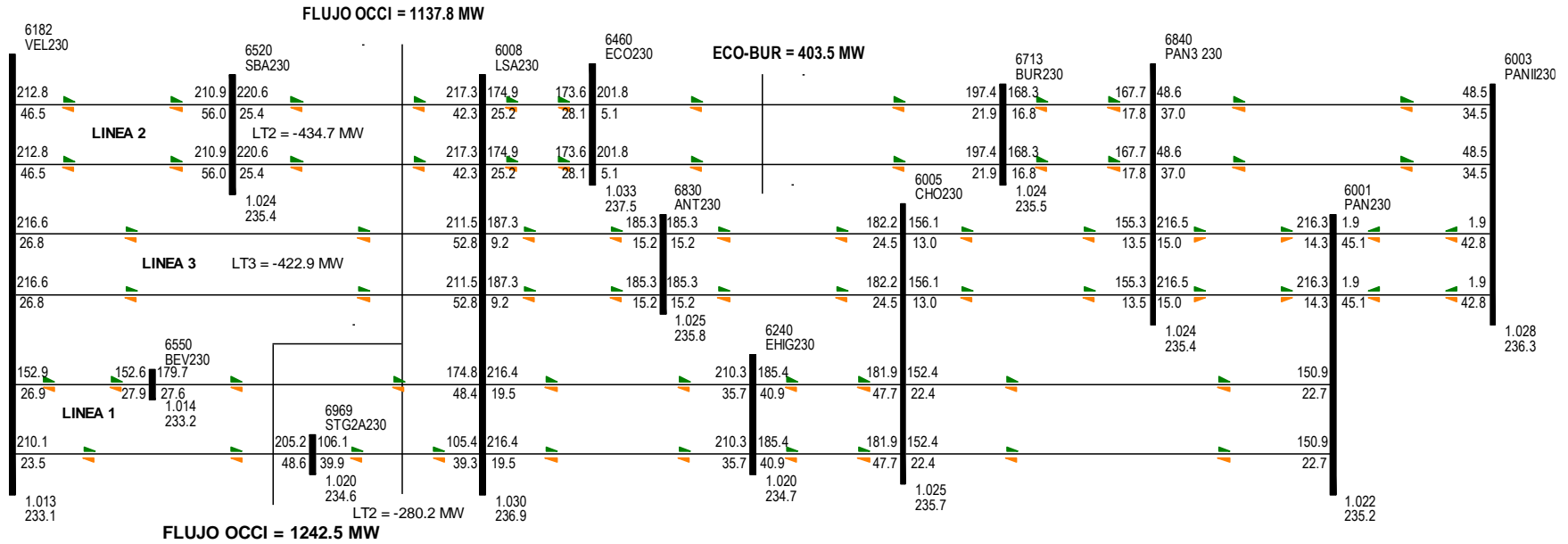
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

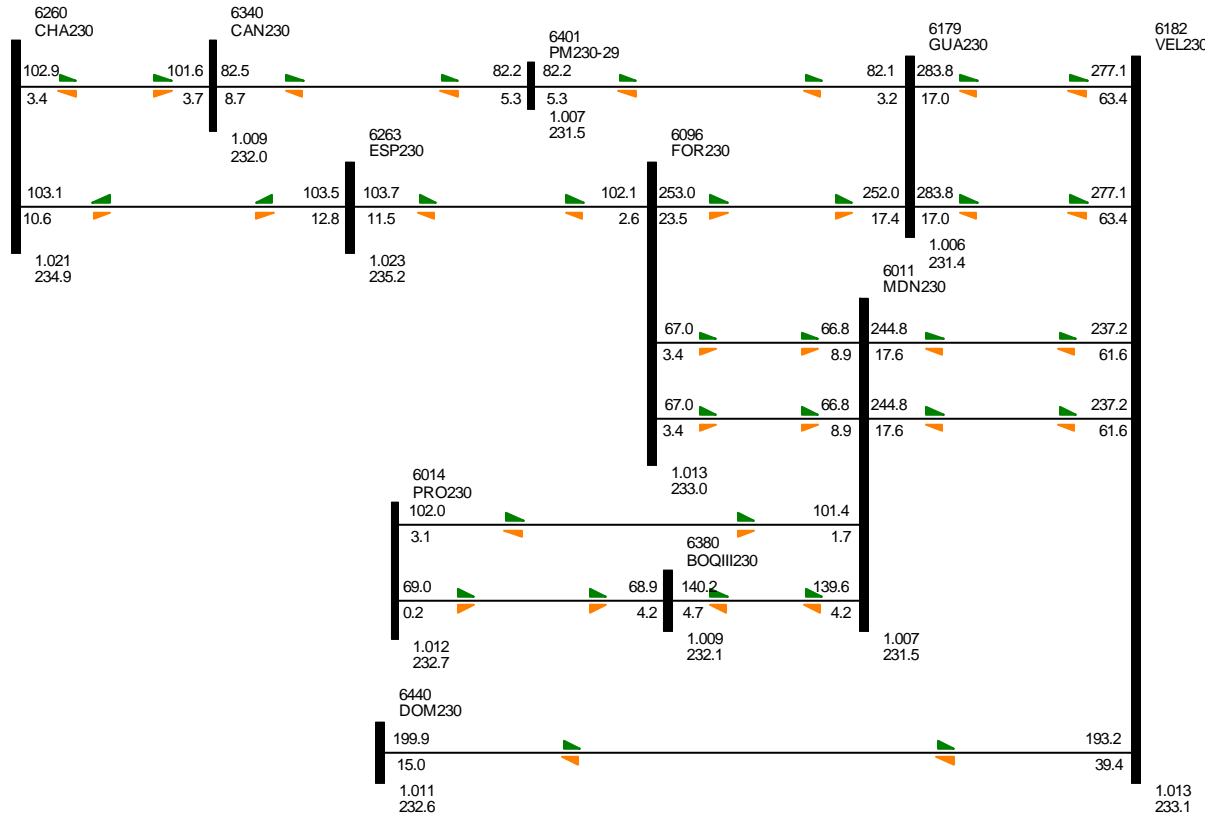


2022 – EPOCA LLUVIOSA

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**

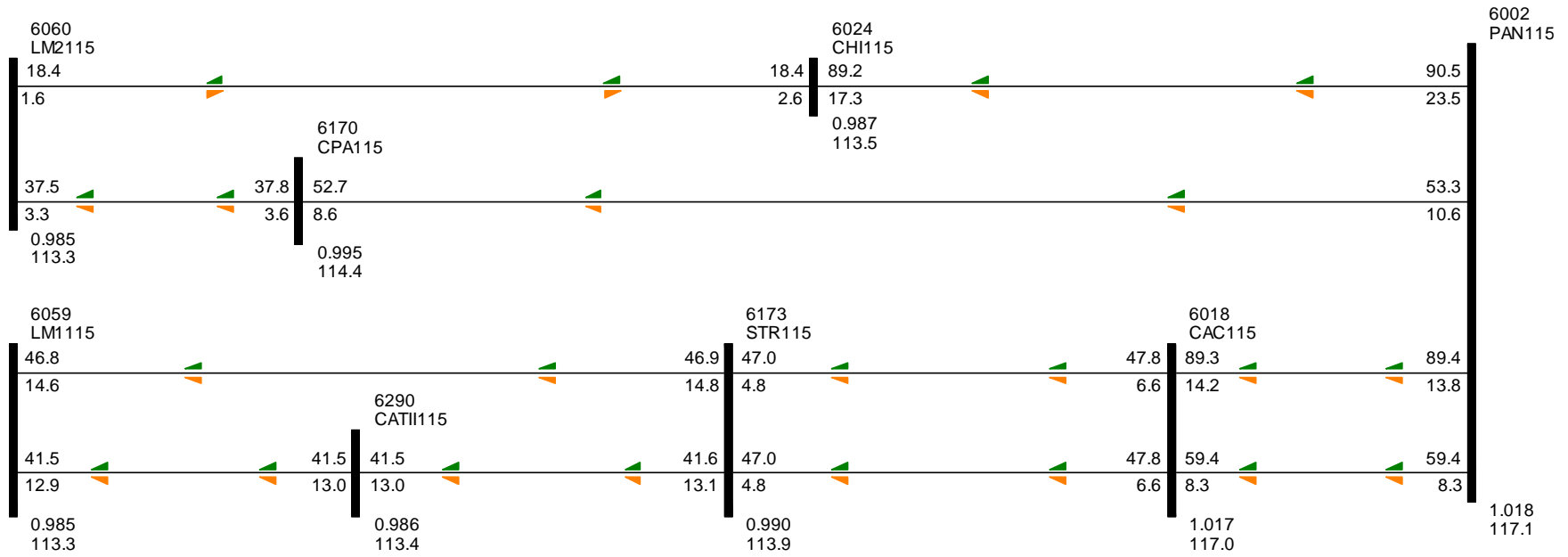


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA





Tomo III - Anexo - 3

Despachos de Generación



		max	min				
Total		2077.09	1040.98				
transf		1038.00	907.00				
NODO	OFERTA ACP	max	min	%GEN max	%GEN min		
ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG2	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG3	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG4	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG5	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG6	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP MAD	MADG1	11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG2	11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG3	11.20	11.20	93%	93%	12.00

NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2019		max	min	%max	%min	Ints	
ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0%	0%	55.00
ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0%	0%	52.50
ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0%	0%	20.00
ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0%	0%	30.00
ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0%	0%	17.50
ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0%	0%	62.50
ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0%	0%	32.50
LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Don Felix	DOFG1	6503	4.70	0.00	47%	0%	10.00
MDN	Solar Chiriqui	SOCG1	6504	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	2.26	0.00	47%	0%	4.80
LSA	Los Angeles	LANG1	6555	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Cocle	COLG1	6556	4.70	0.00	47%	0%	10.00
PRO	Sol de David	SODG1	6570	4.70	0.00	47%	0%	10.00
PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	2.82	0.00	47%	0%	6.00
MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	1.41	0.00	47%	0%	3.00
LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	2.35	0.00	47%	0%	5.00
LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	4.82	0.00	47%	0%	10.26
LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	3.86	0.00	47%	0%	8.22
LSA	Sol Real	SREG1	6903	5.07	0.00	47%	0%	10.78
LSA	El Espinal	EESG1	6904	4.00	0.00	47%	0%	8.50
LSA	Pocri	POCRG1	6905	7.52	0.00	47%	0%	16.00
LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.45	0.00	47%	0%	0.96
PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.41	0.00	47%	0%	3.00
MDN	Ikako	IKA0G1	6640	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA1G1	6641	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA2G1	6642	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA3G1	6643	5.29	0.00	47%	0%	11.25
LSA	PanaSolar	PASG1	6707	4.65	0.00	47%	0%	9.89
BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	95%	95%	5.00
CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	95%	95%	27.40
CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	95%	95%	27.40
CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	95%	95%	9.38
CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	95%	95%	9.38
CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	95%	95%	5.10
CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	95%	95%	5.10
MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	95%	95%	3.00
LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	95%	95%	3.00
LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	95%	95%	1.00
MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	95%	95%	1.25
MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	95%	95%	1.25
GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	95%	95%	12.70
GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	95%	95%	12.70
GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	95%	95%	16.90
GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	95%	95%	16.90
BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	95%	95%	1.79
BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	95%	95%	1.79
MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	95%	95%	2.98
MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	95%	95%	2.98
MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	95%	95%	6.41
BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	95%	95%	6.41
BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	95%	95%	5.00
CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	95%	95%	3.85
CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	95%	95%	3.85
LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	95%	95%	2.67
LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	95%	95%	2.67
LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	95%	95%	1.35
DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	95%	95%	16.65
BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	95%	95%	6.57
BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	95%	95%	6.57
MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	95%	95%	2.07
MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	95%	95%	2.07
MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	95%	95%	0.98
PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	95%	95%	5.00
MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	95%	95%	5.00
MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	95%	95%	4.31
MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	95%	95%	4.31
MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	85%	85%	2.35
MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	85%	85%	2.35
MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	95%	95%	1.16
MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	95%	95%	4.10
BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	95%	95%	4.10



NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2019		max	min	%max	%min	Ints	
MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	95%	95%	4.41
MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	95%	95%	4.41
CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	95%	95%	7.50
CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	95%	95%	7.50
BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	76%	76%	10.00
BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	76%	76%	10.00
SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	95%	95%	9.72
SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	95%	95%	9.72
SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	95%	95%	0.99
PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	95%	95%	2.10
BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	95%	95%	13.32
BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	95%	95%	13.32
BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	95%	95%	1.88
CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	95%	95%	10.40
CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	95%	95%	10.40
CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	95%	95%	10.40
DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	95%	95%	16.65
CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	95%	95%	23.60
CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	95%	95%	23.60
GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	95%	95%	29.33
GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	95%	95%	29.33
PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	95%	95%	28.00
PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	95%	95%	28.00
PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	95%	95%	0.65
DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	95%	95%	22.43
DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	95%	95%	22.43
DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	95%	95%	22.43
PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	95%	95%	44.10
PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	95%	95%	44.10
PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	94%	94%	1.80
GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	95%	95%	60.00
GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	95%	95%	60.00
ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.60	79.51	95%	76%	104.85
ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	95%	95%	104.85
ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	95%	95%	9.12
SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	0.00	95%	0%	5.00
SMA		CEPG2	6732	4.75	0.00	95%	0%	5.00
FOR	Fortuna	FORG1	6097	80.61	0.00	81%	0%	100.00
FOR		FORG2	6098	0.00	0.00	0%	0%	100.00
FOR		FORG3	6099	0.00	0.00	0%	0%	100.00
LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	130.15	119.50	95%	87%	137.00
LSA		PURG2	6757	130.15	119.50	95%	87%	137.00
BAY	Bayano	BAYG1	6101	82.00	40.00	94%	46%	87.00
BAY		BAYG2	6102	82.00	0.00	94%	0%	87.00
BAY		BAYG3	6110	82.00	0.00	95%	0%	86.00
SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	58.00	0.00	77%	0%	75.00
SAB		CNOG2	6805	58.00	0.00	77%	0%	75.00
SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0%	0%	75.00
SAB	BLM Carbón	CNOV1	6807	0.00	0.00	0%	0%	156.00
LM		BLMG2	6071	0.00	0.00	0%	0%	108.00
LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0%	0%	
LM	BLMG4	BLMG4	6073	0.00	0.00	0%	0%	
LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0%	0%	
LM								
MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	37.50	0.00	95%	0%	39.38
MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	37.50	0.00	95%	0%	39.38
CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0%	0%	17.00
CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0%	0%	17.00
CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0%	0%	17.00
LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	9.77	0.00	95%	0%	10.28
LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0%	0%	10.28



		max	min				
Total		1614.29	1208.02				
trasnf		475.69	478.66				
NODO	OFERTA ACP			MAX	MIN	%GEN max	%GEN min
ACP	ACP GAT	GATG1		2.00	2.00	67%	67%
ACP		GATG2		2.00	2.00	67%	67%
ACP		GATG3		2.00	2.00	67%	67%
ACP		GATG4		0.00	0.00	0%	0%
ACP		GATG5		0.00	0.00	0%	0%
ACP		GATG6		0.00	0.00	0%	0%
ACP	ACP MAD	MADG1		11.20	11.20	93%	93%
ACP		MADG2		11.20	11.20	93%	93%
ACP		MADG3		11.20	11.20	93%	93%

NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2020			MAX	MIN	%GEN max	%GEN min
ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	42.90	24.75	78%	45%
ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	40.95	23.63	78%	45%
ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	15.60	9.00	78%	45%
ECO		RDV2G2	6465	23.40	13.50	78%	45%
ECO	Marañon	MARG1	6466	13.65	7.88	78%	45%
ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	48.75	28.13	78%	45%
ECO	Portobelo	PORG1	6469	25.35	14.63	78%	45%
LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	7.10	0.00	71%	0%
LSA	Don Felix	DOFG1	6503	7.10	0.00	71%	0%
MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	7.10	0.00	71%	0%
LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	7.10	0.00	71%	0%
LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	3.41	0.00	71%	0%
LSA	Los Angeles	LANG1	6555	7.10	0.00	71%	0%
LSA	Cocle	COLG1	6556	7.10	0.00	71%	0%
PRO	Sol de David	SODG1	6570	7.10	0.00	71%	0%
PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	4.26	0.00	71%	0%
MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	2.13	0.00	71%	0%
LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	3.55	0.00	71%	0%
LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	7.28	0.00	71%	0%
LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	5.84	0.00	71%	0%
LSA	Sol Real	SREG1	6903	7.65	0.00	71%	0%
LSA	El Espinal	EESG1	6904	6.04	0.00	71%	0%
LSA	Pocri	POCRG1	6905	11.36	0.00	71%	0%
LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.68	0.00	71%	0%
PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	2.13	0.00	71%	0%
MDN	Ikako	IKA0G1	6640	7.99	0.00	71%	0%
MDN		IKA1G1	6641	7.99	0.00	71%	0%
MDN		IKA2G1	6642	7.99	0.00	71%	0%
MDN		IKA3G1	6643	7.99	0.00	71%	0%
LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	7.02	0.00	71%	0%
BOQIII	Concepción	CONG1	6390	2.50	2.50	50%	50%
BOQIII		CONG2	6390	0.00	0.00	0%	0%
CAL	Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	47%	47%
CAL		LVAG2	6095	0.00	0.00	0%	0%
CAL	Mendre	MENM1	6306	2.50	2.50	27%	27%
CAL		MENM2	6306	0.00	0.00	0%	0%
CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	1.50	1.50	29%	29%
CAL		ALGA2	6305	0.00	0.00	0%	0%
MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.50	0.50	48%	48%
MDN		DOLG2	6420	0.00	0.00	0%	0%
MDN		DOLG3	6420	1.00	1.00	96%	96%
LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	1.50	1.50	50%	50%
LSA		YEGG2	6432	0.00	0.00	0%	0%
LSA		YEGG3	6432	0.50	0.50	50%	50%
MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.00	1.00	80%	80%
MDN		MMOG2	6422	0.00	0.00	0%	0%
GUA	Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	32%	32%
GUA		GLAG2	6362	0.00	0.00	0%	0%
GUA	Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	24%	24%
GUA		LORG2	6365	0.00	0.00	0%	0%
BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.00	1.00	56%	56%
BOQIII		MACG2	6389	0.00	0.00	0%	0%
MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	1.00	1.00	34%	34%
MDN		PAAG2	6392	0.00	0.00	0%	0%
MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.00	1.00	63%	63%
MDN		LP1G2	6421	0.00	0.00	0%	0%
MDN		LP1G3	6421	0.00	0.00	0%	0%
BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.50	3.50	55%	55%
BOQIII		PEDIIG2	6387	0.00	0.00	0%	0%
BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.50	2.50	50%	50%
BOQIII		LPNG2	6394	0.00	0.00	0%	0%
BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.50	2.50	50%	50%
BOQIII		LPSG2	6395	0.00	0.00	0%	0%
CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	1.75	1.75	45%	45%
CAL		MENIIG2	6308	0.00	0.00	0%	0%
LSA	El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	56%	56%
LSA		EFRG2	6433	0.00	0.00	0%	0%
LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	95%	95%
DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	11.00	11.00	66%	66%
DOM		MLIG2	6450	0.00	0.00	0%	0%
DOM		MLIG3	6451	0.00	0.00	0%	0%
BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	1.00	1.00	15%	15%
BOQIII		RP4G2	6397	0.00	0.00	0%	0%
MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.25	1.25	60%	60%
MDN		BU1G2	6424	0.00	0.00	0%	0%
MDN		BU1G3	6425	0.80	0.80	82%	82%
PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	3.00	3.00	32%	32%
PRO		SALG2	6512	0.00	0.00	0%	0%
PRO		SALG3	6512	0.00	0.00	0%	0%
MDN	San Andrés	SANDG1	6338	2.50	2.50	50%	50%
MDN		SANDG2	6338	0.00	0.00	0%	0%
MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	2.00	2.00	46%	46%
MDN		LP2G2	6495	0.00	0.00	0%	0%
MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	1.50	1.50	64%	64%
MDN		BU2G2	6497	0.00	0.00	0%	0%
MDN		BU2G3	6497	0.80	0.80	69%	69%
MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	2.00	2.00	40%	40%
BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	2.50	2.50	61%	61%
BOQIII		LACG2	6744	0.00	0.00	0%	0%

AB



NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2020		MAX	MIN	%GEN max	%GEN min	
MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	0.20	0.20	5%	4.41
MDN		SLORG2	6480	0.00	0.00	0%	4.41
CAL	Cochea	COCG1	6307	2.50	2.50	33%	7.50
CAL		COCG2	6307	0.00	0.00	0%	7.50
BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	16%	10.00
BOQIII		PEDIG2	6386	0.00	0.00	0%	10.00
SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	4.50	4.50	46%	9.72
SBA		LCRG2	6525	0.00	0.00	0%	9.72
SBA		LCRG3	6526	0.60	0.60	61%	0.99
PRO	La Potra	LPOG1	6514	3.00	3.00	32%	9.30
PRO		LPOG2	6514	0.00	0.00	0%	9.30
PRO		LPOG3	6514	0.00	0.00	0%	9.30
PRO		LPOG4	6514	1.50	1.50	71%	2.10
BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	5.79	5.79	43%	13.32
BVI		BBLG2	6552	0.00	0.00	0%	13.32
BVI		BBLG3	6552	1.80	1.80	96%	1.88
CHA	Bonyic	BONG1	6492	3.00	3.00	29%	10.40
CHA		BONG2	6493	0.00	0.00	0%	10.40
CHA		BONG3	6494	0.00	0.00	0%	10.40
DOM	Pando	PDOG1	6452	11.00	11.00	66%	16.65
DOM		PDOG2	6453	0.00	0.00	0%	16.65
CAL	La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	51%	23.60
CAL		LESG2	6091	0.00	0.00	0%	23.60
GUA	Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	31%	29.33
GUA		PRUG2	6368	0.00	0.00	0%	29.33
PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	54%	28.00
PRO		BAMG2	6334	0.00	0.00	0%	28.00
PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	95%	0.65
DOM	El Alto	ALTG1	6446	8.00	8.00	36%	22.43
DOM		ALTG2	6447	0.00	0.00	0%	22.43
DOM		ALTG3	6448	0.00	0.00	0%	22.43
PRO	Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	59%	44.10
PRO		BAIG2	6336	0.00	0.00	0%	44.10
PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	94%	1.80
GUA	Estí	ESTG1	6176	32.00	32.00	53%	60.00
GUA		ESTG2	6177	0.00	0.00	0%	60.00
ESP	Chan I	CHANG1	6264	78.76	78.87	75%	104.85
ESP		CHANG2	6265	0.00	0.00	0%	104.85
ESP		CHANG3	6268	8.65	8.65	95%	9.12
SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	95%	5.00
SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	95%	5.00
LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	122.50	89%	137.00
LSA		PURG2	6757	122.50	122.50	89%	137.00
SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	71.25	71.25	95%	75.00
SAB		CNOG2	6805	71.25	71.25	95%	75.00
SAB		CNOG3	6806	71.25	71.25	95%	75.00
SAB		CNOV1	6807	147.25	147.25	94%	156.00
LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0%	108.00
LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0%	
LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0%	
LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0%	
MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	37.41	0.00	95%	39.38
MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	37.41	0.00	95%	39.38
CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	12.00	0.00	71%	17.00
CHO		PAMM8	6108	12.00	0.00	71%	17.00
CHO		PAMM9	6108	12.00	0.00	71%	17.00
LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	9.78	0.00	95%	10.28
LM		EDMG2	6687	9.77	0.00	95%	10.28
LM		EDMG3	6687	9.77	0.00	95%	10.28
LM		EDMG4	6687	9.77	0.00	95%	10.28
LM		EDMG5	6688	9.77	0.00	95%	10.28
LM		EDMG6	6688	9.77	0.00	95%	10.28
LM		EDMG7	6688	9.77	0.00	95%	10.28
MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	17.96	0.00	95%	18.90
MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	17.10	0.00	95%	18.00
MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	17.10	0.00	95%	18.00
BAY	Bayano	BAYG1	6101	75.00	50.00	86%	87.00
BAY		BAYG2	6102	75.00	0.00	86%	87.00
BAY		BAYG3	6110	75.00	0.00	87%	86.00
FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	95%	100.00
FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	95%	100.00
FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	95%	100.00

AB



		max	min					
Total		1664.98	1081.50					
trasnf		1221.33	1028.06					
NODO	OFERTA ACP			MAX	MIN	%GEN max	%GEN min	
ACP	ACP GAT	GATG1		2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG2		2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG3		2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG4		0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG5		0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG6		0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP MAD	MADG1		11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG2		11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG3		11.20	11.20	93%	93%	12.00

NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2020			MAX	MIN	%GEN max	%GEN min	
ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0%	0%	55.00
ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0%	0%	52.50
ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0%	0%	20.00
ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0%	0%	30.00
ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0%	0%	17.50
ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0%	0%	62.50
ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0%	0%	32.50
ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0%	0%	66.00
LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Don Felix	DOFG1	6503	4.70	0.00	47%	0%	10.00
MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	2.71	0.00	47%	0%	5.76
LSA	Los Angeles	LANG1	6555	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Cocle	COLG1	6556	4.70	0.00	47%	0%	10.00
PRO	Sol de David	SODG1	6570	4.70	0.00	47%	0%	10.00
PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	2.82	0.00	47%	0%	6.00
MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	1.41	0.00	47%	0%	3.00
LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	2.35	0.00	47%	0%	5.00
LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	4.82	0.00	47%	0%	10.26
LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	3.86	0.00	47%	0%	8.22
LSA	Sol Real	SREG1	6903	5.07	0.00	47%	0%	10.78
LSA	El Espinal	EESG1	6904	4.00	0.00	47%	0%	8.50
LSA	Pocrí	POCRG1	6905	7.52	0.00	47%	0%	16.00
LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.45	0.00	47%	0%	0.96
PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.41	0.00	47%	0%	3.00
MDN	Ikako	IKA0G1	6640	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA1G1	6641	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA2G1	6642	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA3G1	6643	5.29	0.00	47%	0%	11.25
PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	4.65	0.00	47%	0%	9.89
BOQIII	Concepción	CONG1	6390	0.00	4.75	0%	95%	5.00
BOQIII		CONG2	6390	0.00	4.75	0%	95%	5.00
CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	95%	95%	27.40
CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	95%	95%	27.40
CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	95%	95%	9.38
CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	95%	95%	9.38
CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	95%	95%	5.10
CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	95%	95%	5.10
MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	95%	95%	3.00
LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	95%	95%	3.00
LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	95%	95%	1.00
MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	95%	95%	1.25
MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	95%	95%	1.25
GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	95%	95%	12.70
GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	95%	95%	12.70
GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	95%	95%	16.90
GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	95%	95%	16.90
BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	95%	95%	1.79
BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	95%	95%	1.79
MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	95%	95%	2.98
MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	95%	95%	2.98
MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	95%	95%	6.41
BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	95%	95%	6.41
BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	95%	95%	5.00
CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	95%	95%	3.85
CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	95%	95%	3.85
LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	95%	95%	2.67
LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	95%	95%	2.67
LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	95%	95%	1.35
DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	95%	95%	16.65
BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	95%	95%	6.57
BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	95%	95%	6.57
MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	95%	95%	2.07
MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	95%	95%	2.07
MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	95%	95%	0.98
PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	95%	95%	5.00
MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	95%	95%	5.00
MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	95%	95%	4.31
MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	95%	95%	4.31
MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	85%	85%	2.35
MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	85%	85%	2.35
MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	95%	95%	1.16
MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	0.00	3.89	0%	95%	4.10
BOQIII		LACG2	6744	0.00	3.89	0%	95%	4.10



NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2020			MAX	MIN	%GEN max	%GEN min	
MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	95%	95%	4.41
MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	95%	95%	4.41
CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	95%	95%	7.50
CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	95%	95%	7.50
BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	76%	76%	10.00
BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	76%	76%	10.00
SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	95%	95%	9.72
SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	95%	95%	9.72
SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	95%	95%	0.99
PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	95%	95%	2.10
BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	95%	95%	13.32
BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	95%	95%	13.32
BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	95%	95%	1.88
CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	95%	95%	10.40
CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	95%	95%	10.40
CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	95%	95%	10.40
DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	95%	95%	16.65
CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	95%	95%	23.60
CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	95%	95%	23.60
GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	95%	95%	29.33
GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	95%	95%	29.33
PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	95%	95%	28.00
PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	95%	95%	28.00
PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	95%	95%	0.65
DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	95%	95%	22.43
DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	95%	95%	22.43
DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	95%	95%	22.43
PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	95%	95%	44.10
PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	95%	95%	44.10
PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	94%	94%	1.80
GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	95%	95%	60.00
GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	95%	95%	60.00
ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.20	99.69	95%	95%	104.85
ESP		CHANG2	6265	99.44	99.44	95%	95%	104.85
ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	95%	95%	9.12
SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	95%	95%	5.00
SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	95%	95%	5.00
FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	45.00	95%	45%	100.00
FOR		FORG2	6098	95.00	0.00	95%	0%	100.00
FOR		FORG3	6099	85.00	0.00	85%	0%	100.00
BAY	Bayano	BAYG1	6101	0.00	0.00	0%	0%	87.00
BAY		BAYG2	6102	0.00	0.00	0%	0%	87.00
BAY		BAYG3	6110	0.00	0.00	0%	0%	86.00
LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	122.50	89%	89%	137.00
LSA		PURG2	6757	122.50	122.50	89%	89%	137.00
SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	71.50	0.00	95%	0%	75.00
SAB		CNOG2	6805	71.50	0.00	95%	0%	75.00
SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0%	0%	75.00
SAB		CNOV1	6807	97.00	0.00	62%	0%	156.00
LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0%	0%	108.00
LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0%	0%	
LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0%	0%	
LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0%	0%	
MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	30.50	0.00	77%	0%	39.38
MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	37.41	0.00	95%	0%	39.38
CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0%	0%	17.00
CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0%	0%	17.00
CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0%	0%	17.00
LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0%	0%	10.28
MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	17.96	0.00	95%	0%	18.90
MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	11.00	0.00	61%	0%	18.00
MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	17.10	0.00	95%	0%	18.00



			max	min			
Total			1536.38	1196.33			
trasnf			310.00	208.27			
NODO	OFERTA ACP		MAX	MIN	%GEN max	%GEN min	
ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG2	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG3	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG4	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG5	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG6	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP MAD	MADG1	11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG2	11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG3	11.20	11.20	93%	93%	12.00

NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2021		MAX	MIN	%GEN max	%GEN min		
ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	42.90	24.75	78%	45%	55.00
ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	40.95	23.63	78%	45%	52.50
ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	15.60	9.00	78%	45%	20.00
ECO		RDV2G2	6465	23.40	13.50	78%	45%	30.00
ECO	Marañon	MARG1	6466	13.65	7.88	78%	45%	17.50
ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	48.75	28.13	78%	45%	62.50
ECO	Portobelo	PORG1	6469	25.35	14.63	78%	45%	32.50
ANT	Toabre	TOAG1	6785	51.48	29.70	78%	45%	66.00
LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	7.10	0.00	71%	0%	10.00
LSA	Don Felix	DOFG1	6503	1.42	0.00	71%	0%	2.00
MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	7.10	0.00	71%	0%	10.00
LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	7.10	0.00	71%	0%	10.00
LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	4.09	0.00	71%	0%	5.76
LSA	Los Angeles	LANG1	6555	7.10	0.00	71%	0%	10.00
LSA	Cocle	COLG1	6556	7.10	0.00	71%	0%	10.00
PRO	Sol de David	SODG1	6570	7.10	0.00	71%	0%	10.00
PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	4.26	0.00	71%	0%	6.00
MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	2.13	0.00	71%	0%	3.00
LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	3.55	0.00	71%	0%	5.00
LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	7.28	0.00	71%	0%	10.26
LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	5.84	0.00	71%	0%	8.22
LSA	Sol Real	SREG1	6903	7.65	0.00	71%	0%	10.78
LSA	El Espinal	EESG1	6904	6.04	0.00	71%	0%	8.50
LSA	Pocri	POCRG1	6905	11.36	0.00	71%	0%	16.00
LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.68	0.00	71%	0%	0.96
PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	2.13	0.00	71%	0%	3.00
MDN	Ikako	IKA0G1	6640	7.99	0.00	71%	0%	11.25
MDN		IKA1G1	6641	7.99	0.00	71%	0%	11.25
MDN		IKA2G1	6642	7.99	0.00	71%	0%	11.25
MDN		IKA3G1	6643	7.99	0.00	71%	0%	11.25
ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	42.60	0.00	71%	0%	60.00
GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	14.20	0.00	71%	0%	20.00
PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	7.10	0.00	71%	0%	10.00
LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	7.02	0.00	71%	0%	9.89
LSA	PROVIDENCIA SOLAR	PROVG1	6553	7.10	0.00	71%	0%	10.00
BOQIII	Concepción	CONG1	6390	2.50	2.50	50%	50%	5.00
BOQIII		CONG2	6390	0.00	0.00	0%	0%	5.00
CAL	Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	47%	47%	27.40
CAL		LVAG2	6095	0.00	0.00	0%	0%	27.40
CAL	Mendre	MENM1	6306	2.00	2.00	21%	21%	9.38
CAL		MENM2	6306	0.00	0.00	0%	0%	9.38
CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	1.00	1.00	20%	20%	5.10
CAL		ALGA2	6305	0.00	0.00	0%	0%	5.10
MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.30	0.30	29%	29%	1.04
MDN		DOLG2	6420	0.00	0.00	0%	0%	1.04
MDN		DOLG3	6420	0.00	0.00	0%	0%	1.04
LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	0.40	0.40	13%	13%	3.00
LSA		YEGG2	6432	0.00	0.00	0%	0%	3.00
LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	95%	95%	1.00
MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	0.50	0.50	40%	40%	1.25
MDN		MMOG2	6422	0.00	0.00	0%	0%	1.25
GUA	Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	32%	32%	12.70
GUA		GLAG2	6362	0.00	0.00	0%	0%	12.70
GUA	Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	24%	24%	16.90
GUA		LORG2	6365	0.00	0.00	0%	0%	16.90
BOQIII	Macano	MACG1	6388	0.50	0.50	28%	28%	1.79
BOQIII		MACG2	6389	0.00	0.00	0%	0%	1.79
MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	0.50	0.50	17%	17%	2.98
MDN		PAAG2	6392	0.00	0.00	0%	0%	2.98
MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	0.80	0.80	50%	50%	1.59
MDN		LP1G2	6421	0.00	0.00	0%	0%	1.59
MDN		LP1G3	6421	0.00	0.00	0%	0%	1.59
BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.50	3.50	55%	55%	6.41
BOQIII		PEDIIG2	6387	0.00	0.00	0%	0%	6.41
BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.50	2.50	50%	50%	5.00
BOQIII		LPNG2	6394	0.00	0.00	0%	0%	5.00
BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.50	2.50	50%	50%	5.00
BOQIII		LPSG2	6395	0.00	0.00	0%	0%	5.00
CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	1.50	1.50	39%	39%	3.85
CAL		MENIIG2	6308	0.00	0.00	0%	0%	3.85
LSA	El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	56%	56%	2.67
LSA		EFRG2	6433	0.00	0.00	0%	0%	2.67
LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	95%	95%	1.35
DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	11.00	11.00	66%	66%	16.65
DOM		MLIG2	6450	0.00	0.00	0%	0%	16.65
DOM		MLIG3	6451	0.00	0.00	0%	0%	16.65
BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	0.70	0.70	11%	11%	6.57
BOQIII		RP4G2	6397	0.00	0.00	0%	0%	6.57
MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.20	1.20	58%	58%	2.07
MDN		BU1G2	6424	0.00	0.00	0%	0%	2.07
MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	95%	95%	0.98
PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	3.00	3.00	32%	32%	9.30
PRO		SALG2	6512	0.00	0.00	0%	0%	9.30
PRO		SALG3	6512	0.00	0.00	0%	0%	9.30
MDN	San Andrés	SANDG1	6338	2.30	2.30	46%	46%	5.00
MDN		SANDG2	6338	0.00	0.00	0%	0%	5.00
MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	2.00	2.00	46%	46%	4.31
MDN		LP2G2	6495	0.00	0.00	0%	0%	4.31
MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	1.20	1.20	51%	51%	2.35
MDN		BU2G2	6497	0.00	0.00	0%	0%	2.35
MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	95%	95%	1.16
MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	30%	30%	5.00
BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	2.50	2.50	61%	61%	4.10
BOQIII		LACG2	6744	0.00	0.00	0%	0%	4.10

AB



NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2021		MAX	MIN	%GEN max	%GEN min		
MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	0.20	0.20	5%	5%	4.41
MDN		SLORG2	6480	0.00	0.00	0%	0%	4.41
CAL	Cochea	COCG1	6307	2.00	2.00	27%	27%	7.50
CAL		COCG2	6307	0.00	0.00	0%	0%	7.50
BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	16%	16%	10.00
BOQIII		PEDIG2	6386	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	95%	95%	9.72
SBA		LCRG2	6525	0.00	0.00	0%	0%	9.72
SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	95%	95%	0.99
PRO	La Potra	LPOG1	6514	3.00	3.00	32%	32%	9.30
PRO		LPOG2	6514	0.00	0.00	0%	0%	9.30
PRO		LPOG3	6514	0.00	0.00	0%	0%	9.30
PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	95%	95%	2.10
BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	6.00	6.00	45%	45%	13.32
BVI		BBLG2	6552	0.00	0.00	0%	0%	13.32
BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	95%	95%	1.88
CHA	Bonyic	BONG1	6492	3.00	3.00	29%	29%	10.40
CHA		BONG2	6493	0.00	0.00	0%	0%	10.40
CHA		BONG3	6494	0.00	0.00	0%	0%	10.40
DOM	Pando	PDOG1	6452	11.00	11.00	66%	66%	16.65
DOM		PDOG2	6453	0.00	0.00	0%	0%	16.65
CAL	La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	51%	51%	23.60
CAL		LESG2	6091	0.00	0.00	0%	0%	23.60
GUA	Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	31%	31%	29.33
GUA		PRUG2	6368	0.00	0.00	0%	0%	29.33
PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	54%	54%	28.00
PRO		BAMG2	6334	0.00	0.00	0%	0%	28.00
PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	95%	95%	0.65
DOM	El Alto	ALTG1	6446	8.00	8.00	36%	36%	22.43
DOM		ALTG2	6447	0.00	0.00	0%	0%	22.43
DOM		ALTG3	6448	0.00	0.00	0%	0%	22.43
PRO	Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	59%	59%	44.10
PRO		BAIG2	6336	0.00	0.00	0%	0%	44.10
PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	94%	94%	1.80
GUA	Estí	ESTG1	6176	32.00	32.00	53%	53%	60.00
GUA		ESTG2	6177	0.00	0.00	0%	0%	60.00
ESP	Chan I	CHANG1	6264	78.72	74.87	75%	71%	104.85
ESP		CHANG2	6265	0.00	0.00	0%	0%	104.85
ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	95%	95%	9.12
SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	95%	95%	5.00
SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	95%	95%	5.00
LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	122.50	89%	89%	137.00
LSA		PURG2	6757	122.50	122.50	89%	89%	137.00
SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	71.25	71.25	95%	95%	75.00
SAB		CNOG2	6805	71.25	71.25	95%	95%	75.00
SAB		CNOG3	6806	71.25	71.25	95%	95%	75.00
SAB		CNOV1	6807	147.25	147.25	94%	94%	156.00
LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	22.00	22.00	55%	55%	108.00
LM		BLMG3	6072	22.00	22.00	55%	55%	
LM		BLMG4	6073	22.00	22.00	55%	55%	
LM		BLMG9	6078	39.00	39.00	79%	79%	
MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	37.40	37.40	95%	95%	39.38
MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	37.40	37.40	95%	95%	39.38
CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	16.15	16.15	95%	95%	17.00
CHO		PAMM8	6108	16.15	16.15	95%	95%	17.00
CHO		PAMM9	6108	16.15	16.15	95%	95%	17.00
LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	9.77	9.77	95%	95%	10.28
LM		EDMG2	6687	9.77	9.77	95%	95%	10.28
LM		EDMG3	6687	9.77	9.77	95%	95%	10.28
LM		EDMG4	6687	9.77	9.77	95%	95%	10.28
LM		EDMG5	6688	9.77	9.77	95%	95%	10.28
LM		EDMG6	6688	9.77	9.77	95%	95%	10.28
LM		EDMG7	6688	9.77	9.77	95%	95%	10.28
MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	17.96	17.96	95%	95%	18.90
MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	17.10	12.00	95%	67%	18.00
MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	17.10	0.00	95%	0%	18.00
BAY	Bayano	BAYG1	6101	76.00	0.00	87%	0%	87.00
BAY		BAYG2	6102	76.00	0.00	87%	0%	87.00
BAY		BAYG3	6110	76.00	0.00	88%	0%	86.00
FOR	Fortuna	FORG1	6097	43.00	0.00	43%	0%	100.00
FOR		FORG2	6098	43.00	0.00	43%	0%	100.00
FOR		FORG3	6099	0.00	0.00	0%	0%	100.00

AB



			max	min			
Total			1657.23	1119.90			
trasnf			1259.00	1076.76			
NODO	OFERTA ACP		MAX	MIN	%GEN max	%GEN min	
ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG2	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG3	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG4	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG5	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG6	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP MAD	MADG1	11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG2	11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG3	11.20	11.20	93%	93%	12.00

NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2021		MAX	MIN	%GEN max	%GEN min		
ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0%	0%	55.00
ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0%	0%	52.50
ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0%	0%	20.00
ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0%	0%	30.00
ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0%	0%	17.50
ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0%	0%	62.50
ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0%	0%	32.50
ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0%	0%	66.00
LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.94	0.00	47%	0%	2.00
MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	5.11	0.00	47%	0%	10.92
LSA	Los Angeles	LANG1	6555	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Cocle	COLG1	6556	4.70	0.00	47%	0%	10.00
PRO	Sol de David	SODG1	6570	4.70	0.00	47%	0%	10.00
PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	2.82	0.00	47%	0%	6.00
MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	1.41	0.00	47%	0%	3.00
LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	2.35	0.00	47%	0%	5.00
LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	4.82	0.00	47%	0%	10.26
LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	3.86	0.00	47%	0%	8.22
LSA	Sol Real	SREG1	6903	5.07	0.00	47%	0%	10.78
LSA	El Espinal	EESG1	6904	4.00	0.00	47%	0%	8.50
LSA	Pocrí	POCRG1	6905	7.52	0.00	47%	0%	16.00
LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.45	0.00	47%	0%	0.96
PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.41	0.00	47%	0%	3.00
MDN	Ikako	IKA0G1	6640	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA1G1	6641	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA2G1	6642	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA3G1	6643	5.29	0.00	47%	0%	11.25
ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	28.20	0.00	47%	0%	60.00
GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	9.40	0.00	47%	0%	20.00
PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	4.70	0.00	47%	0%	10.00
24DIC	BAJO FRIO PACORA	BFRG1	6977	9.38	0.00	47%	0%	19.95
LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	4.65	0.00	47%	0%	9.89
LSA	PROVIDENCIA SOLAR	PROVG1	6553	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	LA MATA SOLAR	LAMG1	6557	1.00	0.00	50%	0%	2.00
BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	95%	95%	5.00
CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	95%	95%	27.40
CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	95%	95%	27.40
CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	95%	95%	9.38
CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	95%	95%	9.38
CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	95%	95%	5.10
CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	95%	95%	5.10
MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	95%	95%	3.00
LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	95%	95%	3.00
LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	95%	95%	1.00
MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	95%	95%	1.25
MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	95%	95%	1.25
GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	95%	95%	12.70
GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	95%	95%	12.70
GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	95%	95%	16.90
GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	95%	95%	16.90
BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	95%	95%	1.79
BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	95%	95%	1.79
MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	95%	95%	2.98
MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	95%	95%	2.98
MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	95%	95%	6.41
BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	95%	95%	6.41
BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	95%	95%	5.00
CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	95%	95%	3.85
CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	95%	95%	3.85
LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	95%	95%	2.67
LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	95%	95%	2.67
LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	95%	95%	1.35
DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	95%	95%	16.65
BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	95%	95%	6.57
BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	95%	95%	6.57
MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	95%	95%	2.07
MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	95%	95%	2.07
MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	95%	95%	0.98
PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	95%	95%	5.00
MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	95%	95%	5.00
MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	95%	95%	4.31
MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	95%	95%	4.31
MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	85%	85%	2.35
MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	85%	85%	2.35
MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	95%	95%	1.16
MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	30%	30%	5.00
BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	95%	95%	4.10
BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	95%	95%	4.10



NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2021			MAX	MIN	%GEN max	%GEN min	
MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	95%	95%	4.41
MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	95%	95%	4.41
CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	95%	95%	7.50
CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	95%	95%	7.50
BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	76%	76%	10.00
BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	76%	76%	10.00
SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	95%	95%	9.72
SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	95%	95%	9.72
SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	95%	95%	0.99
PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	95%	95%	2.10
BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	95%	95%	13.32
BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	95%	95%	13.32
BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	95%	95%	1.88
CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	95%	95%	10.40
CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	95%	95%	10.40
CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	95%	95%	10.40
DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	95%	95%	16.65
CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	95%	95%	23.60
CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	95%	95%	23.60
GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	95%	95%	29.33
GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	95%	95%	29.33
PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	95%	95%	28.00
PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	95%	95%	28.00
PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	95%	95%	0.65
DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	95%	95%	22.43
DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	95%	95%	22.43
DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	95%	95%	22.43
PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	95%	95%	44.10
PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	95%	95%	44.10
PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	94%	94%	1.80
GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	95%	95%	60.00
GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	95%	95%	60.00
ESP	Chan I	CHANG1	6264	98.42	98.09	94%	94%	104.85
ESP		CHANG2	6265	99.44	99.44	95%	95%	104.85
ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	95%	95%	9.12
SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	95%	95%	5.00
SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	95%	95%	5.00
FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	46.00	95%	46%	100.00
FOR		FORG2	6098	95.00	45.00	95%	45%	100.00
FOR		FORG3	6099	95.00	0.00	95%	0%	100.00
BAY	Bayano	BAYG1	6101	82.00	0.00	94%	0%	87.00
BAY		BAYG2	6102	82.00	0.00	94%	0%	87.00
BAY		BAYG3	6110	81.00	0.00	94%	0%	86.00
LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	89%	87%	137.00
LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	89%	87%	137.00
SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	63.00	0.00	84%	0%	75.00
SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0%	0%	75.00
SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0%	0%	75.00
SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0%	0%	156.00
LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0%	0%	108.00
LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0%	0%	
LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0%	0%	
LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0%	0%	
MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	20.50	0.00	52%	0%	39.38
MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0%	0%	39.38
CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0%	0%	17.00
CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0%	0%	17.00
CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0%	0%	17.00
LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	8.50	0.00	83%	0%	10.28
LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0%	0%	10.28
LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0%	0%	10.28



	MAX	MIN
Total	2144.28	1328.08
trasnf	1038.00	907.00

NODO	OFERTA ACP		MAX	MIN	%GEN max	%GEN Min	Inst
ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG2	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG3	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG4	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG5	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG6	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP MAD	MADG1	11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG2	11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG3	11.20	11.20	93%	93%	12.00

NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2022		MAX	MIN	MAX	MAX-SPROY	Inst	
ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	42.90	24.75	78%	45%	55.00
ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	40.95	23.63	78%	45%	52.50
ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	15.60	9.00	78%	45%	20.00
ECO		RDV2G2	6465	23.40	13.50	78%	45%	30.00
ECO	Marañon	MARG1	6466	13.65	7.88	78%	45%	17.50
ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	48.75	28.13	78%	45%	62.50
ECO	Portobelo	PORG1	6469	25.35	14.63	78%	45%	32.50
ANT	Toabre	TOAG1	6785	51.48	29.70	78%	45%	66.00
LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	7.10	0.00	71%	0%	10.00
LSA	Don Felix	DOFG1	6503	7.10	0.00	71%	0%	10.00
MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	7.10	0.00	71%	0%	10.00
LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	7.10	0.00	71%	0%	10.00
LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	7.75	0.00	71%	0%	10.92
LSA	Los Angeles	LANG1	6555	7.10	0.00	71%	0%	10.00
LSA	Cocle	COLG1	6556	7.10	0.00	71%	0%	10.00
PRO	Sol de David	SODG1	6570	7.10	0.00	71%	0%	10.00
PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	4.26	0.00	71%	0%	6.00
MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	2.13	0.00	71%	0%	3.00
LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	3.55	0.00	71%	0%	5.00
LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	7.28	0.00	71%	0%	10.26
LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	5.84	0.00	71%	0%	8.22
LSA	Sol Real	SREG1	6903	7.65	0.00	71%	0%	10.78
LSA	El Espinal	EESG1	6904	6.04	0.00	71%	0%	8.50
LSA	Pocri	POCRG1	6905	11.36	0.00	71%	0%	16.00
LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.68	0.00	71%	0%	0.96
PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	2.13	0.00	71%	0%	3.00
MDN	Ikako	IKAOG1	6640	7.99	0.00	71%	0%	11.25
MDN		IKA1G1	6641	7.99	0.00	71%	0%	11.25
MDN		IKA2G1	6642	7.99	0.00	71%	0%	11.25
MDN		IKA3G1	6643	7.99	0.00	71%	0%	11.25
ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	85.20	0.00	71%	0%	120.00
GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	14.20	0.00	71%	0%	20.00
LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	7.10	0.00	71%	0%	10.00
PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	7.10	0.00	71%	0%	10.00
24DIC	BAJO FRIO PACORA	BFRG1	6977	14.16	0.00	71%	0%	19.95
PRO	LA ESPERANZA	LAEG1	6834	14.19	0.00	71%	0%	19.99
LSA	PROVIDENCIA SOLAR	PROVG1	6553	7.10	0.00	71%	0%	10.00
LSA	PanaSolar	PASG1	6707	7.02	0.00	71%	0%	9.89
LSA	LA MATA SOLAR	LAMG1	6557	1.42	0.00	71%	0%	2.00
BOQIII	Concepción	CONG1	6390	2.50	2.50	50%	50%	5.00
BOQIII		CONG2	6390	0.00	0.00	0%	0%	5.00
CAL	Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	47%	47%	27.40
CAL		LVAG2	6095	0.00	0.00	0%	0%	27.40
CAL	Mendre	MENM1	6306	2.00	2.00	21%	21%	9.38
CAL		MENM2	6306	0.00	0.00	0%	0%	9.38
CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	1.00	1.00	20%	20%	5.10
CAL		ALGA2	6305	0.00	0.00	0%	0%	5.10
MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.30	0.30	29%	29%	1.04
MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
MDN		DOLG3	6420	0.00	0.00	0%	0%	1.04
LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	0.40	0.40	13%	13%	3.00
LSA		YEGG2	6432	0.00	0.00	0%	0%	3.00
LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	95%	95%	1.00
MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	0.50	0.50	40%	40%	1.25
MDN		MMOG2	6422	0.00	0.00	0%	0%	1.25
GUA	Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	32%	32%	12.70
GUA		GLAG2	6362	0.00	0.00	0%	0%	12.70
GUA	Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	24%	24%	16.90
GUA		LORG2	6365	0.00	0.00	0%	0%	16.90
BOQIII	Macano	MACG1	6388	0.50	0.50	28%	28%	1.79
BOQIII		MACG2	6389	0.00	0.00	0%	0%	1.79
MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	0.50	0.50	17%	17%	2.98
MDN		PAAG2	6392	0.00	0.00	0%	0%	2.98
MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	0.80	0.80	50%	50%	1.59
MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
MDN		LP1G3	6421	0.00	0.00	0%	0%	1.59
BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.50	3.50	55%	55%	6.41
BOQIII		PEDIIG2	6387	0.00	0.00	0%	0%	6.41
BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.50	2.50	50%	50%	5.00
BOQIII		LPNG2	6394	0.00	0.00	0%	0%	5.00
BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.50	2.50	50%	50%	5.00
BOQIII		LPSG2	6395	0.00	0.00	0%	0%	5.00
CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	1.50	1.50	39%	39%	3.85
CAL		MENIIG2	6308	0.00	0.00	0%	0%	3.85
LSA	El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	56%	56%	2.67
LSA		EFRG2	6433	0.00	0.00	0%	0%	2.67
LSA		EFRG3	6433	0.00	0.00	0%	0%	1.35
DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	11.00	11.00	66%	66%	16.65
DOM		MLIG2	6450	0.00	0.00	0%	0%	16.65
DOM		MLIG3	6451	0.00	0.00	0%	0%	16.65
BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	0.70	0.70	11%	11%	6.57
BOQIII		RP4G2	6397	0.00	0.00	0%	0%	6.57
MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.20	1.20	58%	58%	2.07
MDN		BU1G2	6424	0.00	0.00	0%	0%	2.07
MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	95%	95%	0.98
PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	3.00	3.00	32%	32%	9.30
PRO		SALG2	6512	0.00	0.00	0%	0%	9.30
PRO		SALG3	6512	0.00	0.00	0%	0%	9.30
MDN	San Andrés	SANDG1	6338	2.30	2.30	46%	46%	5.00
MDN		SANDG2	6338	0.00	0.00	0%	0%	5.00
MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	2.00	2.00	46%	46%	4.31
MDN		LP2G2	6495	0.00	0.00	0%	0%	4.31
MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	1.20	1.20	51%	51%	2.35
MDN		BU2G2	6497	0.00	0.00	0%	0%	2.35
MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	95%	95%	1.16
MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	30%	30%	5.00
BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	2.50	2.50	61%	61%	4.10
BOQIII		LACG2	6744	0.00	0.00	0%	0%	4.10

AP



NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2022			MAX	MIN	MAX	MAX-SPROY	Inst
MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	0.20	0.20	5%	5%	4.41
MDN		SLORG2	6480	0.00	0.00	0%	0%	4.41
CAL	Cochea	COCG1	6307	2.00	2.00	27%	27%	7.50
CAL		COCG2	6307	0.00	0.00	0%	0%	7.50
BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	16%	16%	10.00
BOQIII		PEDIG2	6386	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	4.50	4.50	46%	46%	9.72
SBA		LCRG2	6525	0.00	0.00	0%	0%	9.72
SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	95%	95%	0.99
PRO	La Potra	LPOG1	6514	3.00	3.00	32%	32%	9.30
PRO		LPOG2	6514	0.00	0.00	0%	0%	9.30
PRO		LPOG3	6514	0.00	0.00	0%	0%	9.30
PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	95%	95%	2.10
BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	6.00	6.00	45%	45%	13.32
BVI		BBLG2	6552	0.00	0.00	0%	0%	13.32
BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	95%	95%	1.88
CHA	Bonyic	BONG1	6492	3.00	3.00	29%	29%	10.40
CHA		BONG2	6493	0.00	0.00	0%	0%	10.40
CHA		BONG3	6494	0.00	0.00	0%	0%	10.40
DOM	Pando	PDOG1	6452	11.00	11.00	66%	66%	16.65
DOM		PDOG2	6453	0.00	0.00	0%	0%	16.65
CAL	La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	51%	51%	23.60
CAL		LESG2	6091	0.00	0.00	0%	0%	23.60
GUA	Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	31%	31%	29.33
GUA		PRUG2	6368	0.00	0.00	0%	0%	29.33
PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	54%	54%	28.00
PRO		BAMG2	6334	0.00	0.00	0%	0%	28.00
PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	95%	95%	0.65
DOM	El Alto	ALTG1	6446	8.00	8.00	36%	36%	22.43
DOM		ALTG2	6447	0.00	0.00	0%	0%	22.43
DOM		ALTG3	6448	0.00	0.00	0%	0%	22.43
PRO	Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	59%	59%	44.10
PRO		BAIG2	6336	0.00	0.00	0%	0%	44.10
PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	94%	94%	1.80
GUA	Estí	ESTG1	6176	32.00	32.00	53%	53%	60.00
GUA		ESTG2	6177	0.00	0.00	0%	0%	60.00
ESP	Chan I	CHANG1	6264	65.82	74.52	63%	71%	104.85
ESP		CHANG2	6265	75.00	0.00	72%	0%	104.85
ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	95%	95%	9.12
SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	95%	95%	5.00
SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	95%	95%	5.00
LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	122.50	89%	89%	137.00
LSA		PURG2	6757	122.50	122.50	89%	89%	137.00
SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	71.25	71.25	95%	95%	75.00
SAB		CNOG2	6805	71.25	71.25	95%	95%	75.00
SAB		CNOG3	6806	71.25	71.25	95%	95%	75.00
SAB		CNOV1	6807	147.25	147.25	94%	94%	156.00
SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	46.00	94%	94%	48.95
SAB		GASMG2	6870	46.00	46.00	94%	94%	48.95
SAB		GASMG3	6872	46.00	46.00	94%	94%	48.95
SAB		GASMG4	6873	46.00	46.00	94%	94%	48.95
SAB		GASMG5	6874	46.00	46.00	94%	94%	48.95
SAB		GASMG6	6866	46.00	46.00	94%	94%	48.95
SAB	GASMV1	6871	124.70	124.70	95%	95%	131.00	
LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0%	0%	108.00
LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0%	0%	108.00
LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0%	0%	108.00
LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0%	0%	108.00
FOR	Fortuna	FORG1	6097	55.50	58.00	56%	58%	100.00
FOR		FORG2	6098	55.50	0.00	56%	0%	100.00
FOR		FORG3	6099	55.50	0.00	56%	0%	100.00



	MAX	MIN
Total	2238.73	1139.91
trasnf	1137.00	1002.20

NODO	OFERTA ACP		MAX	MIN	%GEN max	%GEN min	
ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG2	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG3	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP		GATG4	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG5	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP		GATG6	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP MAD	MADG1	11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG2	11.20	11.20	93%	93%	12.00
ACP		MADG3	11.20	11.20	93%	93%	12.00

NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2022		MAX	MIN	%GEN max	%GEN min	Inst	
ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0%	0%	55.00
ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0%	0%	52.50
ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0%	0%	20.00
ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0%	0%	30.00
ECO	Marafion	MARG1	6466	0.00	0.00	0%	0%	17.50
ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0%	0%	62.50
ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0%	0%	32.50
ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0%	0%	66.00
LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Don Felix	DOFG1	6503	4.70	0.00	47%	0%	10.00
MDN	Solar Chiriqui	SOCG1	6504	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	5.13	0.00	47%	0%	10.92
LSA	Los Angeles	LANG1	6555	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	Cocle	COLG1	6556	4.70	0.00	47%	0%	10.00
PRO	Sol de David	SODG1	6570	4.70	0.00	47%	0%	10.00
PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	2.82	0.00	47%	0%	6.00
MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	1.41	0.00	47%	0%	3.00
LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	2.35	0.00	47%	0%	5.00
LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	4.82	0.00	47%	0%	10.26
LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	3.86	0.00	47%	0%	8.22
LSA	Sol Real	SREG1	6903	5.07	0.00	47%	0%	10.78
LSA	El Espinal	EEG1	6904	4.00	0.00	47%	0%	8.50
LSA	Pocri	POCRG1	6905	7.52	0.00	47%	0%	16.00
LSA	Bejoco Solar	BSOG1	6455	0.45	0.00	47%	0%	0.96
PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.41	0.00	47%	0%	3.00
MDN	Ikako	IKA0G1	6640	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA1G1	6641	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA2G1	6642	5.29	0.00	47%	0%	11.25
MDN		IKA3G1	6643	5.29	0.00	47%	0%	11.25
ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	56.40	0.00	47%	0%	120.00
GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	9.40	0.00	47%	0%	20.00
LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	4.70	0.00	47%	0%	10.00
PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	4.70	0.00	47%	0%	10.00
24DIC	BAJO FRIO PACORA	BFRG1	6977	9.38	0.00	47%	0%	19.95
PRO	LA ESPERANZA	LAEG1	6834	9.38	0.00	47%	0%	19.99
LSA	PROVIDENCIA SOLAR	PROVG1	6553	4.70	0.00	47%	0%	10.00
LSA	PanaSolar	PASG1	6707	4.65	0.00	47%	0%	9.89
LSA	LA MATA SOLAR	LAMG1	6557	2.35	0.00	47%	0%	5.00
BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	95%	95%	5.00
CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	95%	95%	27.40
CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	95%	95%	27.40
CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	95%	95%	9.38
CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	95%	95%	9.38
CAL	Algarrobo	ALGA1	6305	4.84	4.84	95%	95%	5.10
CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	95%	95%	5.10
MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	95%	95%	1.04
LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	95%	95%	3.00
LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	95%	95%	3.00
LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	95%	95%	1.00
MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	95%	95%	1.25
MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	95%	95%	1.25
GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	95%	95%	12.70
GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	95%	95%	12.70
GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	95%	95%	16.90
GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	95%	95%	16.90
BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	95%	95%	1.79
BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	95%	95%	1.79
MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	95%	95%	2.98
MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	95%	95%	2.98
MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	95%	95%	1.59
BOQIII	Pedregalito 2	PEDI1G1	6387	6.09	6.09	95%	95%	6.41
BOQIII		PEDI1G2	6387	6.09	6.09	95%	95%	6.41
BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	95%	95%	5.00
BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	95%	95%	5.00
CAL	Mendre 2	MENI1G1	6308	3.65	3.65	95%	95%	3.85
CAL		MENI1G2	6308	3.65	3.65	95%	95%	3.85
LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	95%	95%	2.67
LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	95%	95%	2.67
LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	95%	95%	1.35
DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	95%	95%	16.65
BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	95%	95%	6.57
BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	95%	95%	6.57
MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	95%	95%	2.07
MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	95%	95%	2.07
MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	95%	95%	0.98
PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	95%	95%	9.30
MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	95%	95%	5.00
MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	95%	95%	5.00
MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	95%	95%	4.31
MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	95%	95%	4.31
MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	85%	85%	2.35
MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	85%	85%	2.35
MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	95%	95%	1.16
MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	30%	30%	5.00
BOQIII		La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	95%	95%
BOQIII	LACG2		6744	3.89	3.89	95%	95%	4.10



NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2022			MAX	MIN	%GEN max	%GEN min	Inst
MDN	San Lorenzo	SLOG1	6480	4.18	4.18	95%	95%	4.41
MDN		SLOG2	6480	4.18	4.18	95%	95%	4.41
CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	95%	95%	7.50
CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	95%	95%	7.50
BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	76%	76%	10.00
BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	76%	76%	10.00
SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	95%	95%	9.72
SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	95%	95%	9.72
SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	95%	95%	0.99
PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	95%	95%	9.30
PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	95%	95%	2.10
BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	95%	95%	13.32
BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	95%	95%	13.32
BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	95%	95%	1.88
CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	95%	95%	10.40
CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	95%	95%	10.40
CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	95%	95%	10.40
DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	95%	95%	16.65
DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	95%	95%	16.65
CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	95%	95%	23.60
CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	95%	95%	23.60
GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	95%	95%	29.33
GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	95%	95%	29.33
PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	95%	95%	28.00
PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	95%	95%	28.00
PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	95%	95%	0.65
DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	95%	95%	22.43
DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	95%	95%	22.43
DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	95%	95%	22.43
PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	95%	95%	44.10
PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	95%	95%	44.10
PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	94%	94%	1.80
GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	95%	95%	60.00
GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	95%	95%	60.00
ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.25	99.17	95%	95%	104.85
ESP		CHANG2	6265	99.40	99.40	95%	95%	104.85
ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	95%	95%	9.12
SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	95%	95%	5.00
SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	95%	95%	5.00
FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	36.66	95%	37%	100.00
FOR		FORG2	6098	95.00	36.66	95%	37%	100.00
FOR		FORG3	6099	95.00	36.66	95%	37%	100.00
BAY	Bayano	BAYG1	6101	81.00	0.00	93%	0%	87.00
BAY		BAYG2	6102	81.00	0.00	93%	0%	87.00
BAY		BAYG3	6110	82.00	0.00	95%	0%	86.00
LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	89%	87%	137.00
LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	89%	87%	137.00
SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.25	0.00	75%	0%	75.00
SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0%	0%	75.00
SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0%	0%	75.00
SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0%	0%	156.00
SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0%	0%	48.95
SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0%	0%	48.95
SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0%	0%	48.95
SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0%	0%	48.95
SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0%	0%	48.95
SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0%	0%	48.95
SAB	GASMV1	6871	0.00	0.00	0%	0%	131.00	
LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0%	0%	108.00
LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0%	0%	
LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0%	0%	
LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0%	0%	
MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	19.00	0.00	48%	0%	39.38



ANEXO III-4

REPORTES DE VOLTAJE



2019	Lluviosa		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje (pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0134	1.013
6001	PAN230	230	1.0207	1.0002
6002	PAN115	115	1.0219	1.0183
6003	PANII230	230	1.0277	1.0156
6004	PANII115	115	1.0146	1.0259
6005	CHO230	230	1.0163	0.9971
6006	CHO115	115	1.016	0.9927
6008	LSA230	230	1.005	1.005
6009	LSA115	115	1.0063	0.9933
6011	MDN230	230	1.0012	1.000
6012	MDN115	115	1.0099	1.0067
6014	PRO230	230	1.0129	1.0125
6015	PRO115	115	1.0118	1.0116
6018	CAC115	115	1.0215	1.0173
6024	CHI115	115	1.0064	0.9869
6059	LM1115	115	1.011	0.9871
6060	LM2115	115	1.011	0.9872
6087	CAL115	115	1.0185	1.0166
6096	FOR230	230	1.0031	1.0044
6170	CPA115	115	1.0137	0.9984
6173	STR115	115	1.0123	0.9905
6179	GUA230	230	1.0012	1.0004
6182	VEL230	230	0.9984	0.9954
6240	EHIG230	230	1.0088	0.9956
6260	CHA230	230	1.0198	1.0189
6261	CHA115	115	1.02	1.02
6263	ESP230	230	1.02	1.0197
6290	CATII115	115	1.0112	0.9875
6340	CAN230	230	1.0068	1.0043
6380	BOQIII230	230	1.0071	1.0063
6400	FRONTCHA	230	1.0208	1.02
6401	PM230-29	230	1.003	1.0015
6440	DOM230	230	1.0107	1.0102
6441	PRIM230	230	1.0113	1.0109
6460	ECO230	230	1.0218	1.018
6500	FRONTDOM	230	1.0117	1.0112
6520	SBA230	230	1.0003	0.9978
6521	SBA115	115	1.0047	1.0029
6550	BEV230	230	0.9996	0.9966
6713	BUR230	230	1.0311	1.0187
6802	PM1-SAB	230	1.0311	1.0145
6803	PM2-SAB	230	1.0311	1.0145
6811	STAT-LSA	230	1.0049	1.0057



2020	Seca		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje (pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0286	1.0279
6001	PAN230	230	1.0247	1.0194
6002	PAN115	115	1.0097	0.9983
6003	PANII230	230	1.03	1.03
6004	PANII115	115	1.0008	1.0011
6005	CHO230	230	1.0269	1.0227
6006	CHO115	115	1.0267	1.0186
6008	LSA230	230	1.025	1.03
6009	LSA115	115	1.0239	1.0215
6011	MDN230	230	1.0322	1.0312
6012	MDN115	115	1.0471	1.0377
6014	PRO230	230	1.0285	1.0276
6015	PRO115	115	1.0277	1.0249
6018	CAC115	115	1.0091	0.9973
6024	CHI115	115	0.9917	0.9632
6059	LM1115	115	0.9943	0.96
6060	LM2115	115	0.9943	0.96
6087	CAL115	115	1.0437	1.0362
6096	FOR230	230	1.0355	1.0353
6170	CPA115	115	0.9989	0.9747
6171	PAC230	230	1.0317	1.0314
6173	STR115	115	0.9961	0.9643
6179	GUA230	230	1.0341	1.0345
6182	VEL230	230	1.0327	1.0369
6240	EHIG230	230	1.0267	1.0249
6243	VHE230	230	1.031	1.0309
6260	CHA230	230	1.0373	1.0358
6261	CHA115	115	1.0314	1.0275
6263	ESP230	230	1.0378	1.0367
6290	CATII115	115	0.9945	0.9605
6340	CAN230	230	1.0355	1.0339
6380	BOQIII230	230	1.03	1.0289
6400	FRONTCHA	230	1.0367	1.0353
6401	PM230-29	230	1.0348	1.0346
6440	DOM230	230	1.0267	1.0275
6441	PRIM230	230	1.0258	1.0265
6460	ECO230	230	1.0368	1.035
6470	24DIC230	230	1.0308	1.0307
6500	FRONTDOM	230	1.0272	1.0277
6520	SBA230	230	1.0314	1.0359
6521	SBA115	115	1.0286	1.0332
6550	BEV230	230	1.0326	1.0368
6713	BUR230	230	1.0381	1.0353
6802	PM1-SAB	230	1.021	1.021
6803	PM2-SAB	230	1.021	1.021
6811	SVC-LSA	230	1.025	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0299	1.0303



2020	Lluviosa		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje (pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0148	1.0135
6001	PAN230	230	1.0212	1.0133
6002	PAN115	115	1.019	1.0171
6003	PANII230	230	1.0275	1.0275
6004	PANII115	115	1.0075	1.0133
6005	CHO230	230	1.0214	1.0133
6006	CHO115	115	1.0211	1.009
6008	LSA230	230	1.01	1.01
6009	LSA115	115	1.012	1.0001
6011	MDN230	230	1.0052	1.0011
6012	MDN115	115	1.0128	1.0074
6014	PRO230	230	1.0144	1.0131
6015	PRO115	115	1.0135	1.0121
6018	CAC115	115	1.0185	1.016
6024	CHI115	115	1.0018	0.9826
6059	LM1115	115	1.0047	0.9799
6060	LM2115	115	1.0047	0.98
6087	CAL115	115	1.0203	1.017
6096	FOR230	230	1.0094	1.0098
6170	CPA115	115	1.0089	0.9936
6171	PAC230	230	1.0285	1.0279
6173	STR115	115	1.0064	0.9839
6179	GUA230	230	1.007	1.0034
6182	VEL230	230	1.0143	1.0056
6240	EHIG230	230	1.0133	1.0054
6243	VHE230	230	1.0279	1.027
6260	CHA230	230	1.0219	1.0205
6261	CHA115	115	1.02	1.02
6263	ESP230	230	1.0223	1.0217
6290	CATII115	115	1.0049	0.9804
6340	CAN230	230	1.011	1.0067
6380	BOQIII230	230	1.0098	1.0076
6400	FRONTCHA	230	1.0227	1.0214
6401	PM230-29	230	1.0081	1.0043
6440	DOM230	230	1.012	1.0104
6441	PRIM230	230	1.0122	1.011
6460	ECO230	230	1.0249	1.0227
6470	24DIC230	230	1.0278	1.0269
6500	FRONTDOM	230	1.0129	1.0114
6520	SBA230	230	1.0188	1.0117
6521	SBA115	115	1.0183	1.0131
6550	BEV230	230	1.0142	1.0059
6713	BUR230	230	1.0313	1.0279
6802	PM1-SAB	230	1.0309	1.0252
6803	PM2-SAB	230	1.0309	1.0252
6811	SVC-LSA	230	1.01	1.01
6816	SVC-PAN2	230	1.0276	1.0277
6830	ANT230	230	1.0143	1.009



2021	Seca		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje (pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0314	1.0277
6001	PAN230	230	1.0329	1.0199
6002	PAN115	115	1.0286	1.0229
6003	PANII230	230	1.035	1.0275
6004	PANII115	115	1.0147	1.0103
6005	CHO230	230	1.0373	1.0275
6006	CHO115	115	1.0373	1.0244
6008	LSA230	230	1.035	1.03
6009	LSA115	115	1.0367	1.0191
6011	MDN230	230	1.035	1.0303
6012	MDN115	115	1.0502	1.0362
6014	PRO230	230	1.0311	1.0272
6015	PRO115	115	1.0303	1.0228
6018	CAC115	115	1.0285	1.0225
6024	CHI115	115	1.0138	0.9947
6059	LM1115	115	1.0188	0.9982
6060	LM2115	115	1.0188	0.9982
6087	CAL115	115	1.0462	1.0351
6096	FOR230	230	1.0369	1.0343
6170	CPA115	115	1.0214	1.0074
6171	PAC230	230	1.036	1.0285
6173	STR115	115	1.0199	1.0009
6179	GUA230	230	1.0359	1.0348
6182	VEL230	230	1.0401	1.0393
6240	EHIG230	230	1.0381	1.0283
6243	VHE230	230	1.0353	1.0279
6260	CHA230	230	1.0384	1.0356
6261	CHA115	115	1.0324	1.0272
6263	ESP230	230	1.0387	1.0364
6290	CATII115	115	1.0189	0.9985
6340	CAN230	230	1.0371	1.034
6380	BOQIII230	230	1.0325	1.0283
6400	FRONTCHA	230	1.0378	1.0352
6401	PM230-29	230	1.0366	1.0348
6440	DOM230	230	1.0312	1.0285
6441	PRIM230	230	1.0303	1.0275
6460	ECO230	230	1.0387	1.0331
6470	24DIC230	230	1.0351	1.0278
6500	FRONTDOM	230	1.0314	1.0286
6520	SBA230	230	1.0404	1.0379
6521	SBA115	115	1.0373	1.0348
6550	BEV230	230	1.0403	1.0391
6713	BUR230	230	1.0398	1.0335
6802	PM1-SAB	230	1.0281	1.0236
6803	PM2-SAB	230	1.0281	1.0236
6811	SVC-LSA	230	1.035	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0345	1.0275
6830	ANT230	230	1.0394	1.0304



2021	Lluviosa		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje (pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.016	1.0136
6001	PAN230	230	1.0335	1.0249
6002	PAN115	115	1.0189	1.0147
6003	PANII230	230	1.04	1.04
6004	PANII115	115	1.0098	1.0218
6005	CHO230	230	1.0333	1.0264
6006	CHO115	115	1.0332	1.0233
6008	LSA230	230	1.03	1.0292
6009	LSA115	115	1.0319	1.0184
6011	MDN230	230	1.0134	1.008
6012	MDN115	115	1.0199	1.0132
6014	PRO230	230	1.0155	1.0128
6015	PRO115	115	1.0147	1.0119
6018	CAC115	115	1.0185	1.0139
6024	CHI115	115	1.0019	0.9809
6059	LM1115	115	1.0021	0.9742
6060	LM2115	115	1.0021	0.9743
6087	CAL115	115	1.0248	1.0205
6096	FOR230	230	1.0167	1.014
6170	CPA115	115	1.0063	0.9876
6171	PAC230	230	1.0412	1.0401
6173	STR115	115	1.0039	0.9783
6179	GUA230	230	1.0126	1.0073
6182	VEL230	230	1.0236	1.0169
6240	EHIG230	230	1.0287	1.0211
6243	VHE230	230	1.0403	1.0389
6260	CHA230	230	1.0238	1.0218
6261	CHA115	115	1.02	1.02
6263	ESP230	230	1.0248	1.0232
6290	CATII115	115	1.0023	0.9747
6340	CAN230	230	1.0154	1.0098
6380	BOQIII230	230	1.0144	1.0105
6400	FRONTCHA	230	1.0244	1.0226
6401	PM230-29	230	1.0133	1.008
6440	DOM230	230	1.0134	1.0118
6441	PRIM230	230	1.0133	1.0121
6460	ECO230	230	1.0429	1.0393
6470	24DIC230	230	1.0401	1.0388
6500	FRONTDOM	230	1.0143	1.0126
6520	SBA230	230	1.0316	1.0256
6521	SBA115	115	1.0276	1.0233
6550	BEV230	230	1.0241	1.0175
6713	BUR230	230	1.0412	1.04
6802	PM1-SAB	230	1.0435	1.0418
6803	PM2-SAB	230	1.0435	1.0418
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.0292
6816	SVC-PAN2	230	1.0398	1.0406
6830	ANT230	230	1.0312	1.0257
6861	CHE230	230	1.0429	1.0417



2022	Seca		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje (pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0246	1.0274
6001	PAN230	230	1.0279	1.0232
6002	PAN115	115	1.0295	1.0171
6003	PANII230	230	1.0275	1.0275
6004	PANII115	115	1.0232	1.0164
6005	CHO230	230	1.031	1.0304
6006	CHO115	115	1.0308	1.0272
6008	LSA230	230	1.03	1.03
6009	LSA115	115	1.0357	1.0318
6011	MDN230	230	1.0227	1.0283
6012	MDN115	115	1.0224	1.0347
6014	PRO230	230	1.0241	1.027
6015	PRO115	115	1.023	1.0221
6018	CAC115	115	1.0292	1.0164
6024	CHI115	115	1.0113	0.9858
6059	LM1115	115	1.0088	0.9842
6060	LM2115	115	1.0088	0.9843
6087	CAL115	115	1.0244	1.034
6096	FOR230	230	1.0255	1.0321
6170	CPA115	115	1.0143	0.9941
6173	STR115	115	1.011	0.9895
6179	GUA230	230	1.0244	1.0315
6182	VEL230	230	1.0304	1.0364
6240	EHIG230	230	1.0311	1.0293
6260	CHA230	230	1.0193	1.0318
6261	CHA115	115	1.0199	1.0277
6263	ESP230	230	1.0232	1.0324
6290	CATII115	115	1.0091	0.9848
6340	CAN230	230	1.0234	1.03
6380	BOQIII230	230	1.0234	1.0273
6400	FRONTCHA	230	1.0205	1.0317
6401	PM230-29	230	1.0243	1.0311
6440	DOM230	230	1.0244	1.027
6441	PRIM230	230	1.0234	1.026
6460	ECO230	230	1.0401	1.0283
6500	FRONTDOM	230	1.0247	1.0272
6520	SBA230	230	1.0323	1.0357
6521	SBA115	115	1.0296	1.033
6550	BEV230	230	1.0312	1.0364
6713	BUR230	230	1.0326	1.0255
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0271	1.0278
6830	ANT230	230	1.0338	1.0306
6840	PAN3 230	230	1.0283	1.0242
6841	PAN3 115	115	1.0283	1.0242
6861	CHE230	230	1.0298	1.0294
6867	PM-2	230	1.0227	1.0215
6875	PM-1	230	1.0227	1.0215



2022	Lluviosa		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje (pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0157	1.0126
6001	PAN230	230	1.0249	1.0224
6002	PAN115	115	1.021	1.0178
6003	PANII230	230	1.0275	1.0275
6004	PANII115	115	1.0039	1.0223
6005	CHO230	230	1.0255	1.0248
6006	CHO115	115	1.0256	1.0214
6008	LSA230	230	1.025	1.03
6009	LSA115	115	1.0324	1.0293
6011	MDN230	230	1.0128	1.0066
6012	MDN115	115	1.0183	1.0124
6014	PRO230	230	1.0151	1.0117
6015	PRO115	115	1.0141	1.0092
6018	CAC115	115	1.0208	1.0173
6024	CHI115	115	1.0051	0.9867
6059	LM1115	115	1.0041	0.9852
6060	LM2115	115	1.0041	0.9852
6087	CAL115	115	1.0238	1.02
6096	FOR230	230	1.0173	1.0129
6170	CPA115	115	1.0081	0.995
6173	STR115	115	1.0059	0.9904
6179	GUA230	230	1.0124	1.006
6182	VEL230	230	1.0211	1.0134
6240	EHIG230	230	1.0211	1.0203
6260	CHA230	230	1.0241	1.0214
6261	CHA115	115	1.02	1.02
6263	ESP230	230	1.0251	1.0228
6290	CATII115	115	1.0043	0.9858
6340	CAN230	230	1.0161	1.0086
6380	BOQIII230	230	1.0139	1.0093
6400	FRONTCHA	230	1.0247	1.0221
6401	PM230-29	230	1.0135	1.0067
6440	DOM230	230	1.0131	1.0113
6441	PRIM230	230	1.0131	1.0117
6460	ECO230	230	1.0348	1.0328
6500	FRONTDOM	230	1.014	1.0121
6520	SBA230	230	1.0281	1.0237
6521	SBA115	115	1.0251	1.0218
6550	BEV230	230	1.021	1.014
6713	BUR230	230	1.0278	1.0238
6811	SVC-LSA	230	1.025	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0275	1.0271
6830	ANT230	230	1.025	1.0254
6840	PAN3 230	230	1.0258	1.0235
6841	PAN3 115	115	1.0258	1.0235
6861	CHE230	230	1.0299	1.0277
6867	PM-2	230	1.0296	1.0278
6875	PM-1	230	1.0296	1.0278



ANEXO III-5

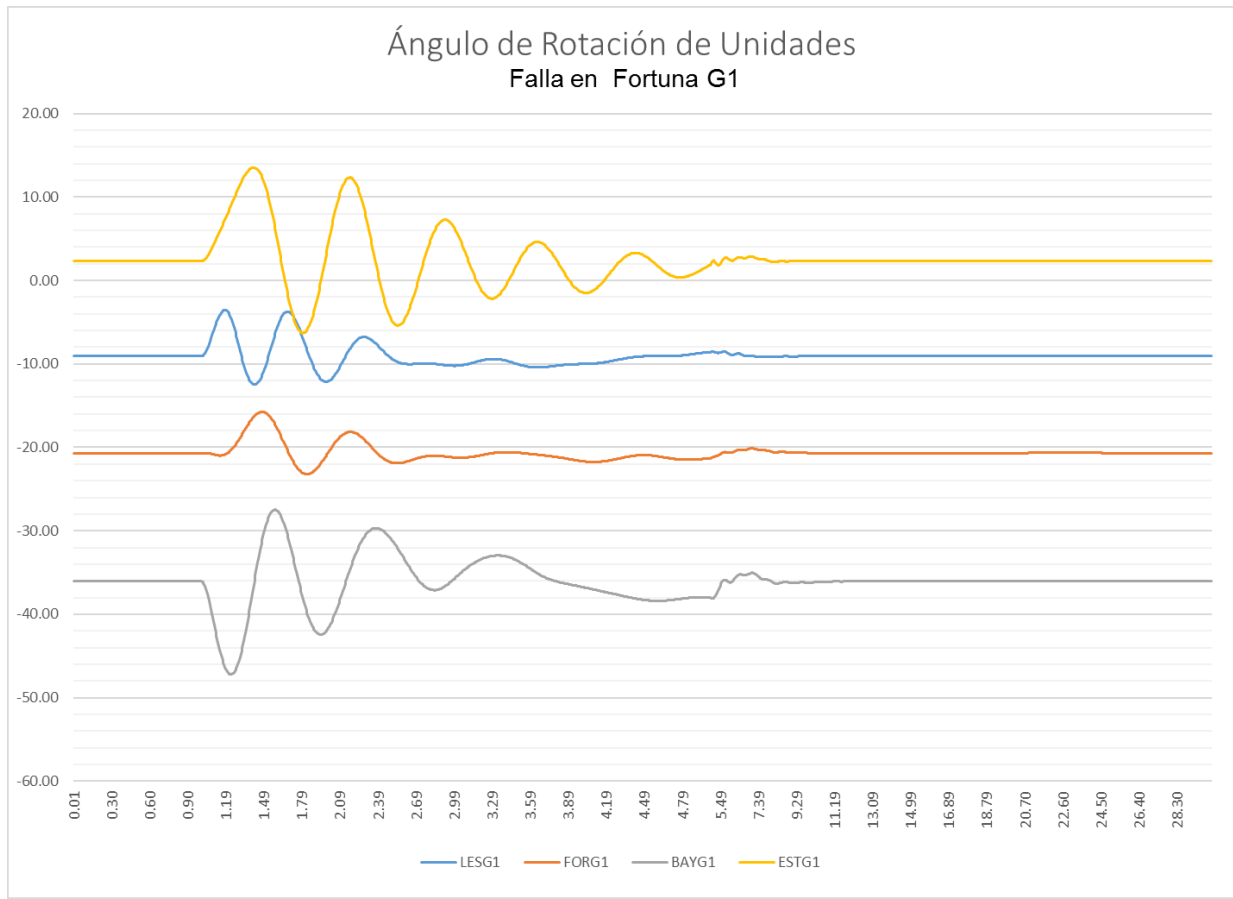
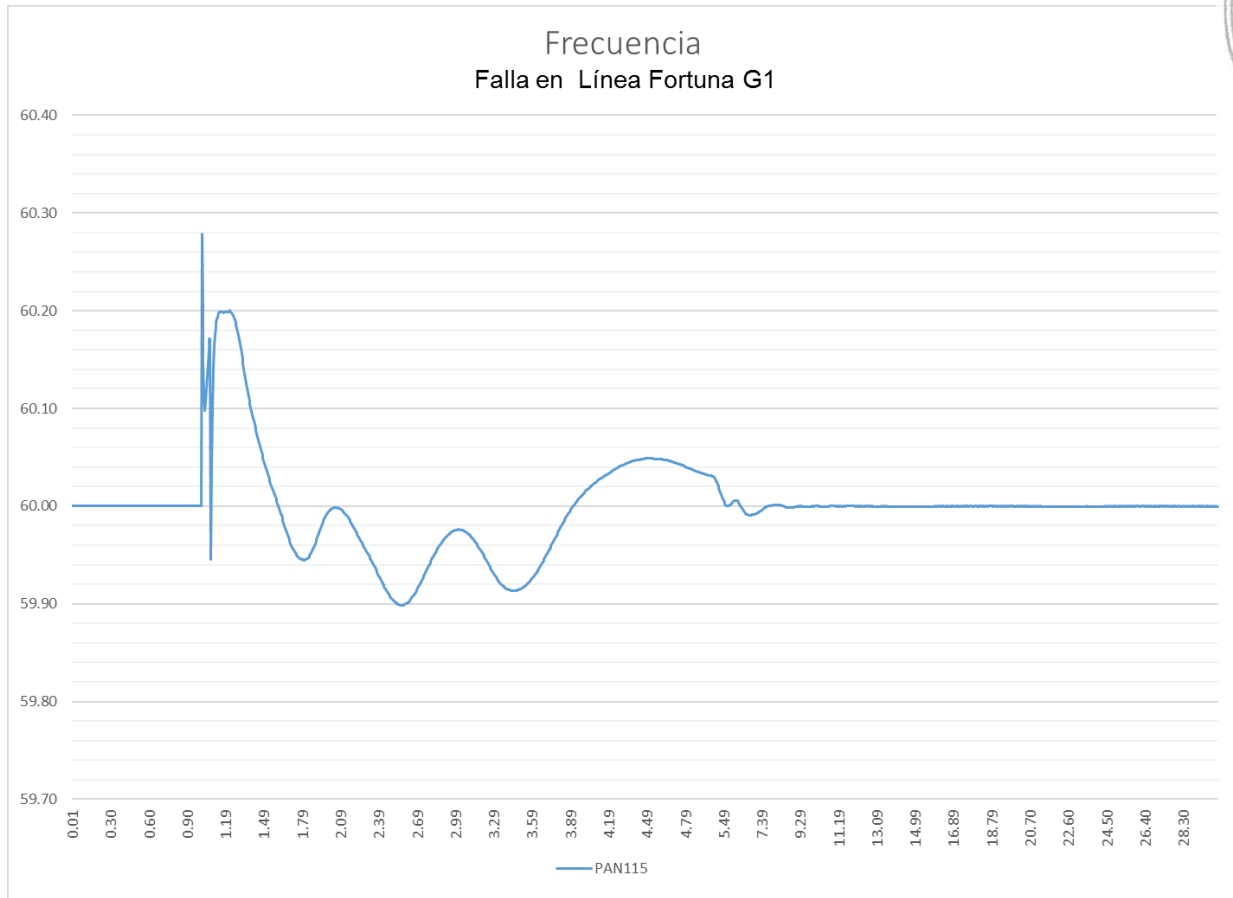
REPORTES DE ESTABILIDAD DINÁMICA

AP



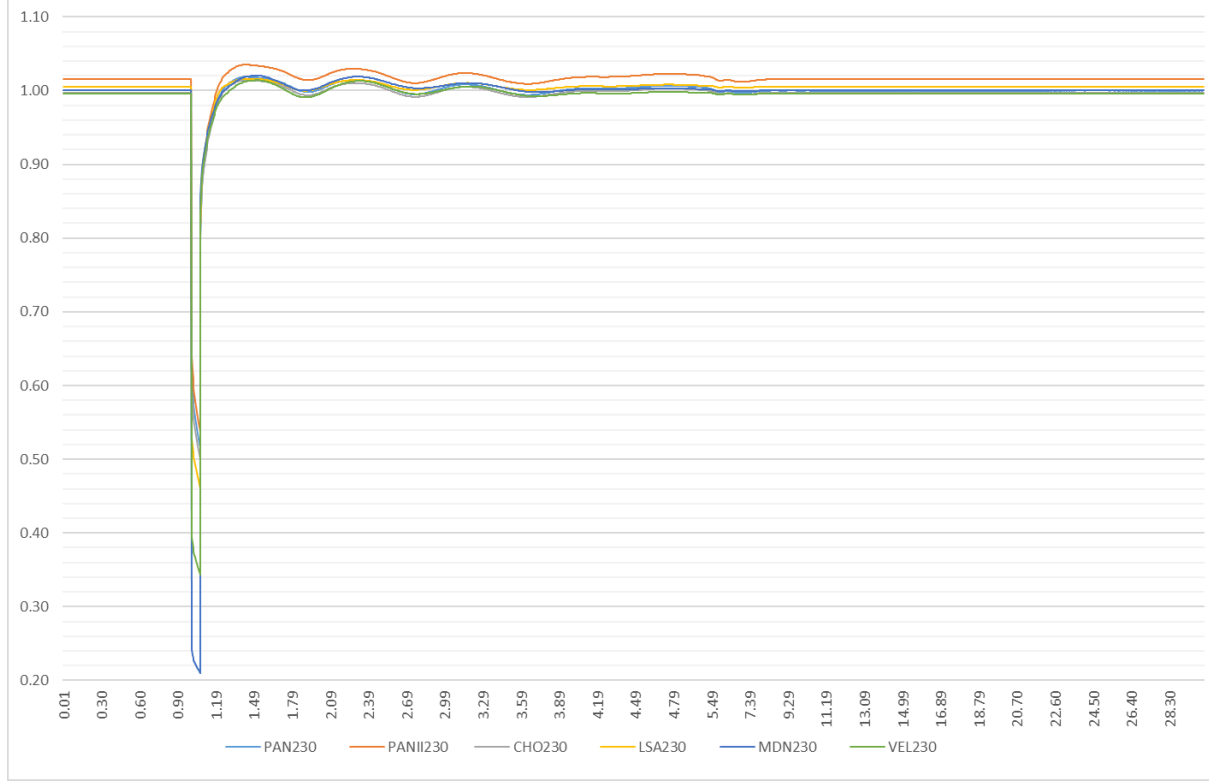
899

2019 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

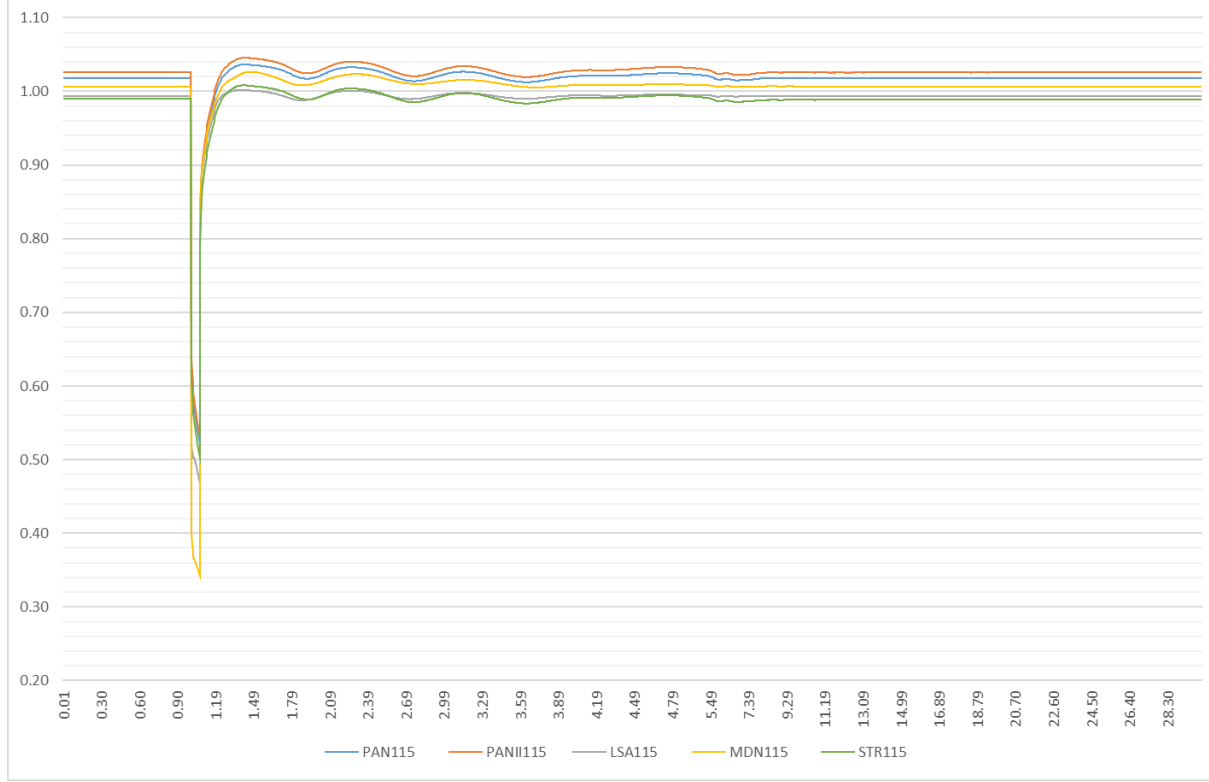




Voltajes en Barras de 230 KV Falla en Fortuna G1



Voltajes en Barras de 115 KV Falla en Fortuna G1

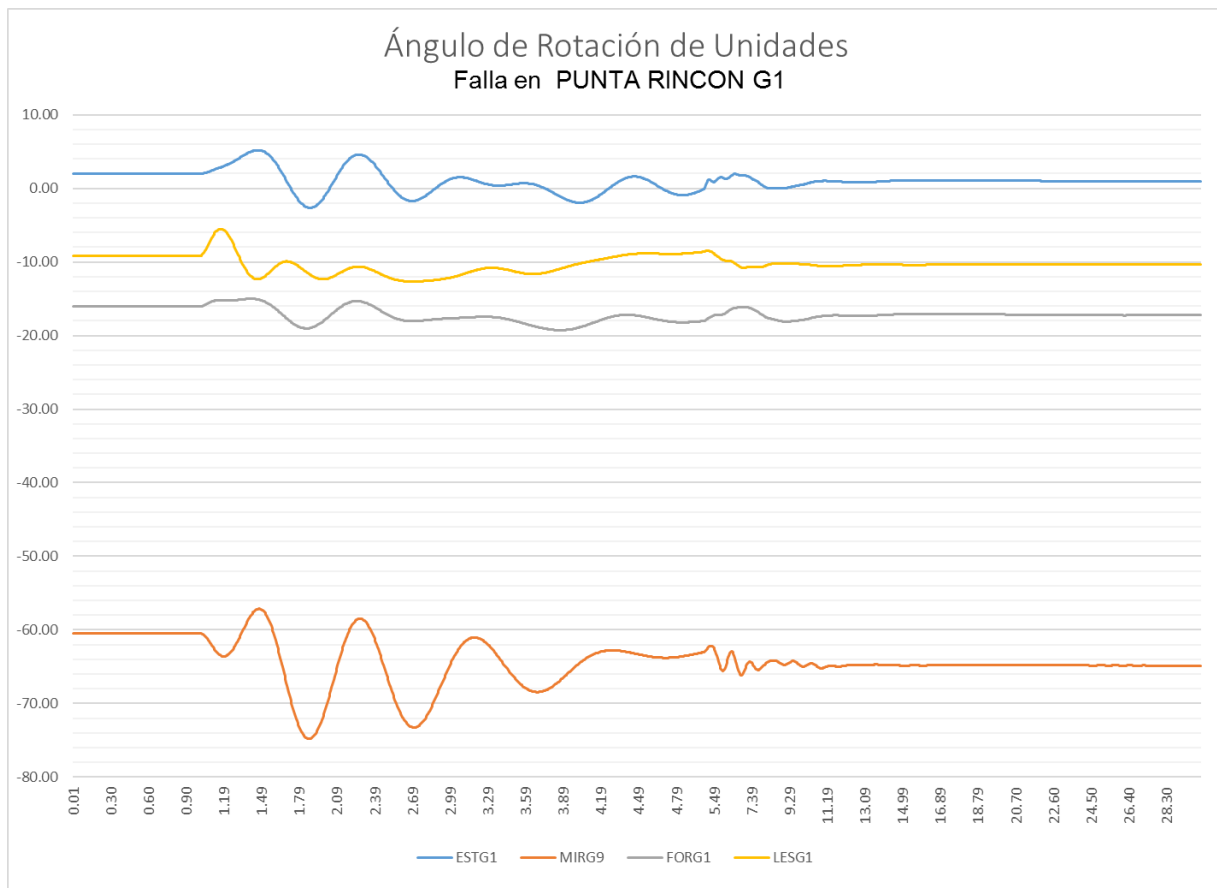
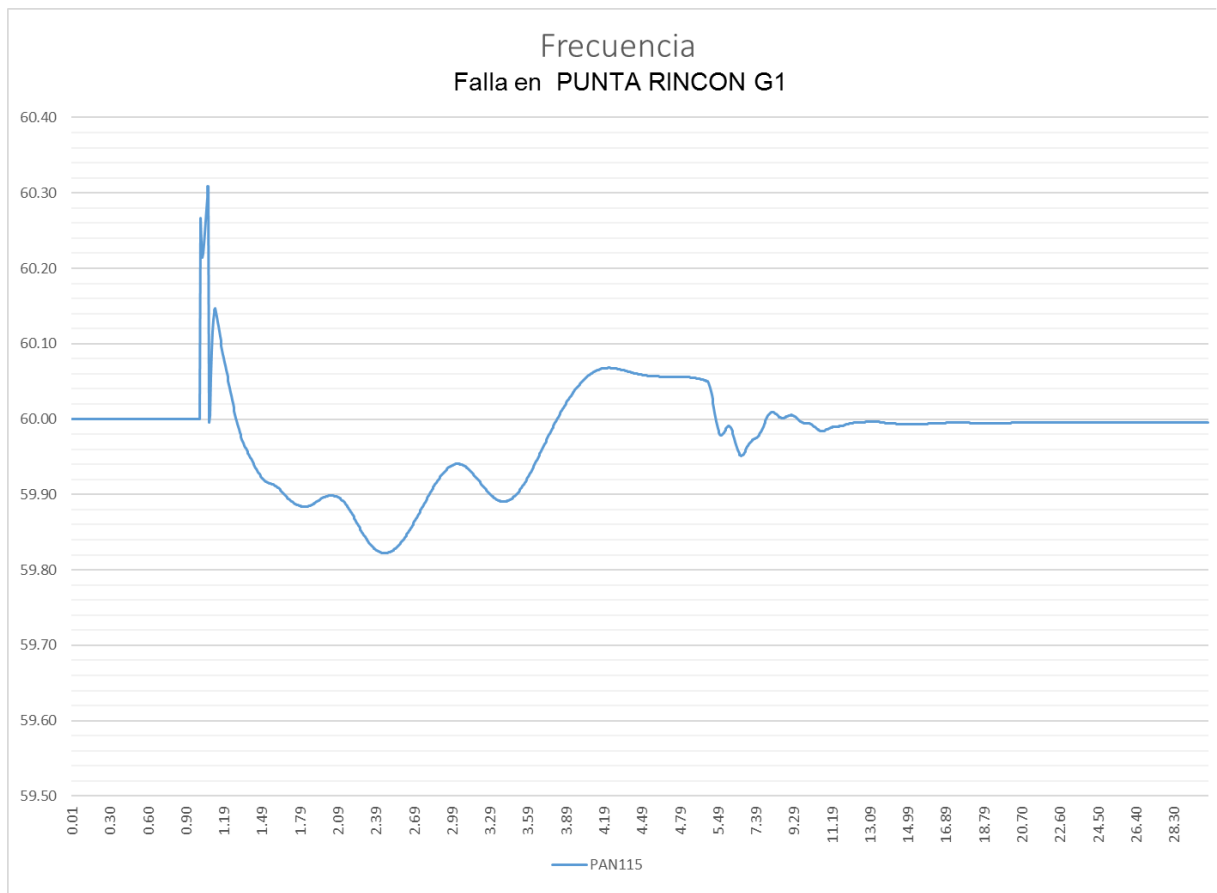


Handwritten signature or initials.



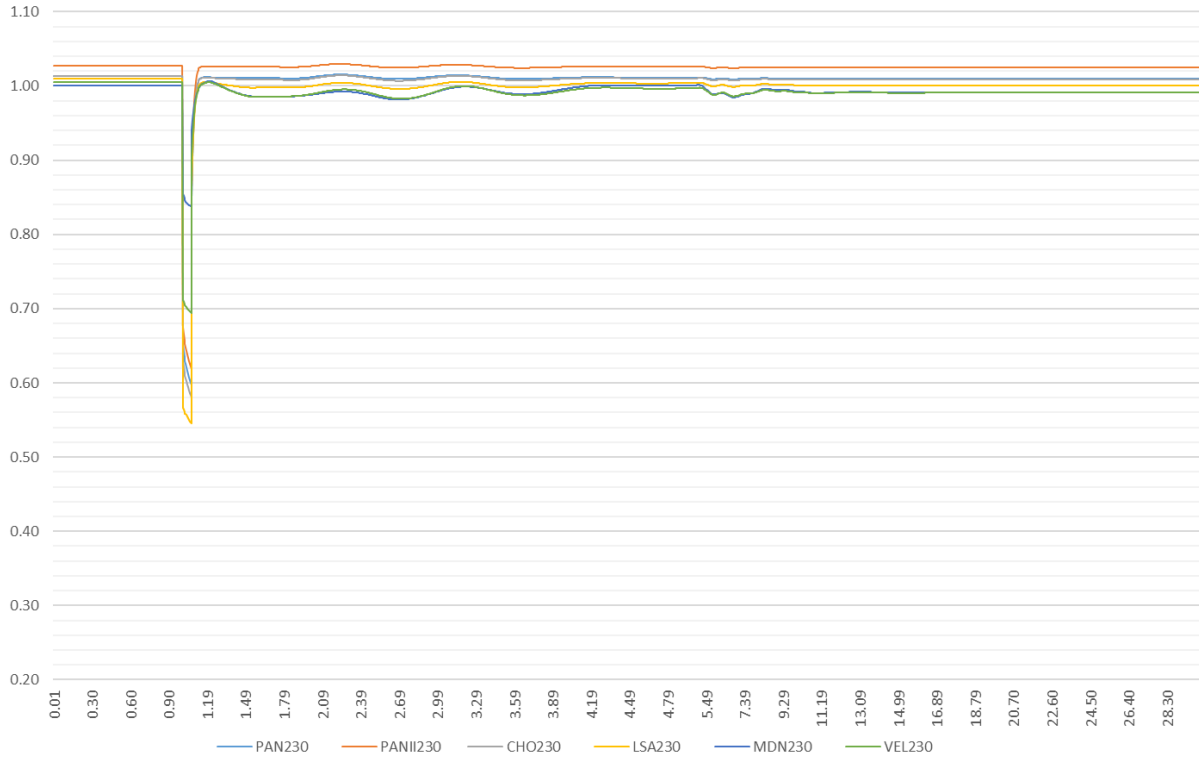
901

2020 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

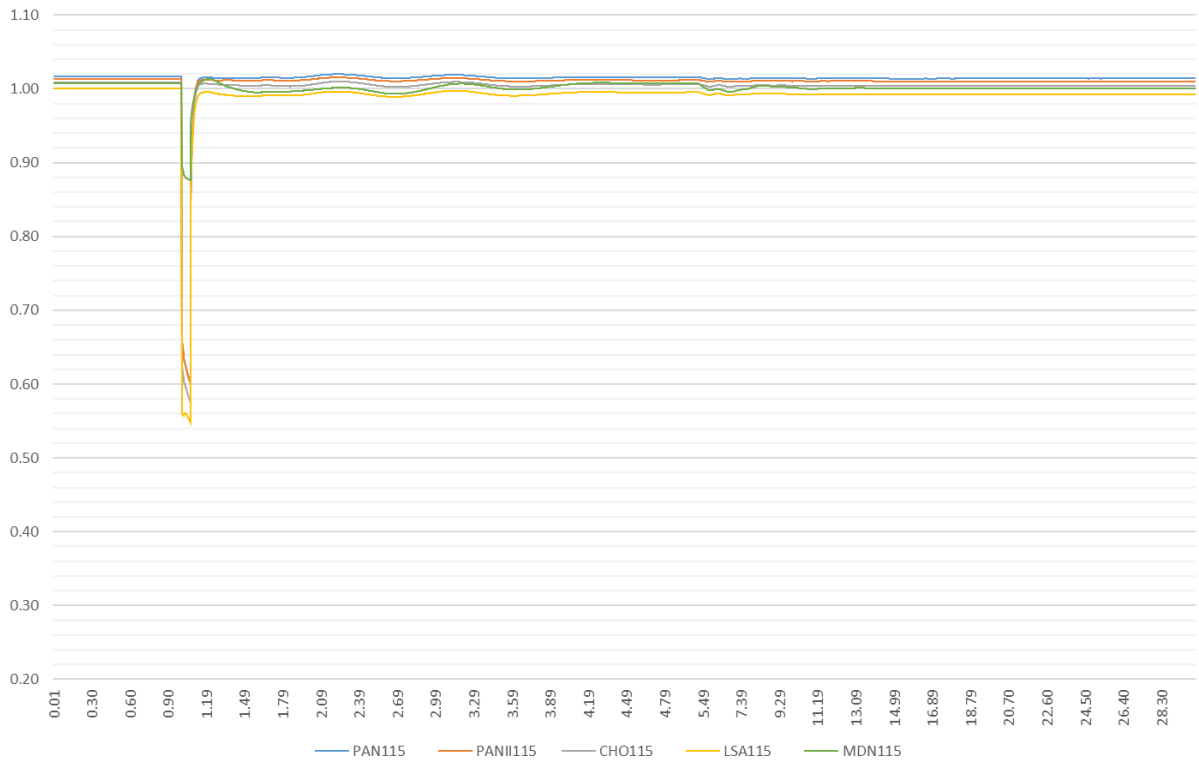




Voltajes en Barras de 230 KV Falla en PUNTA RINCON G1



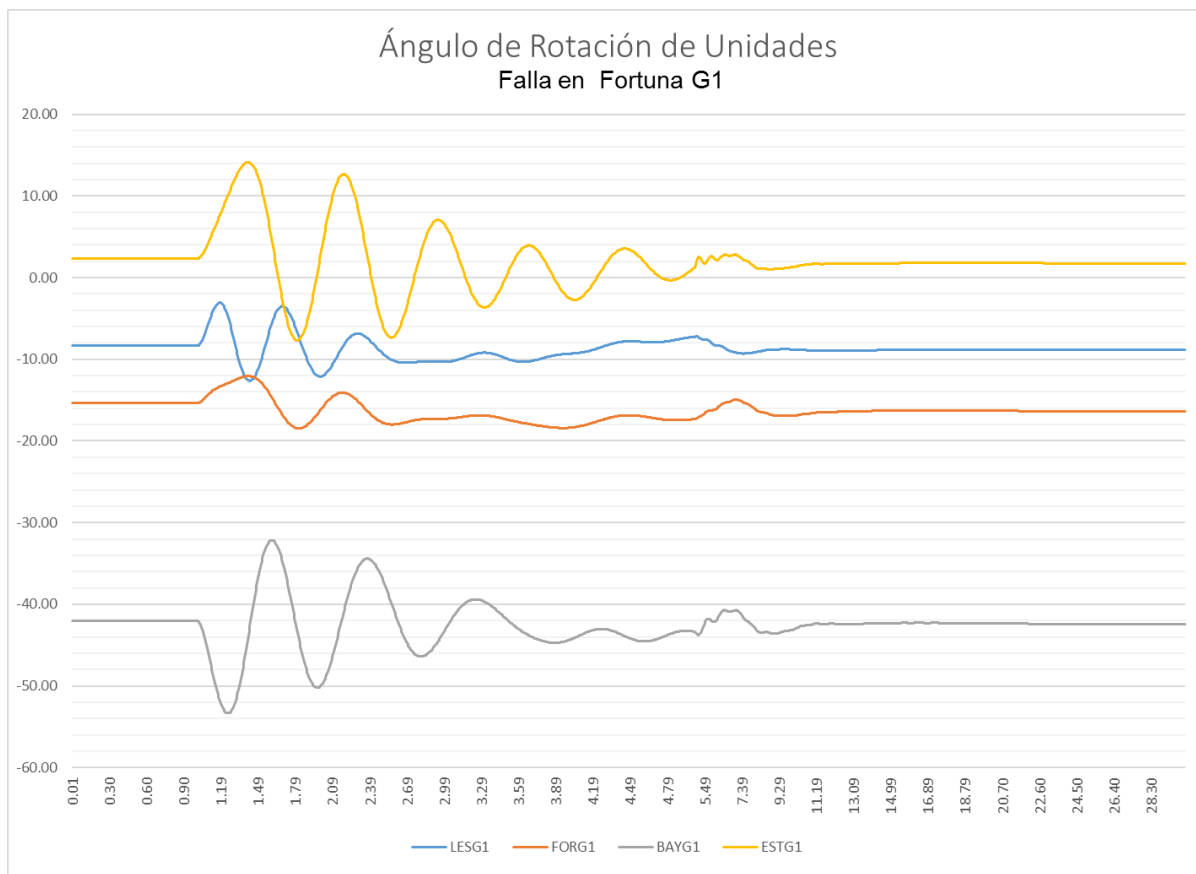
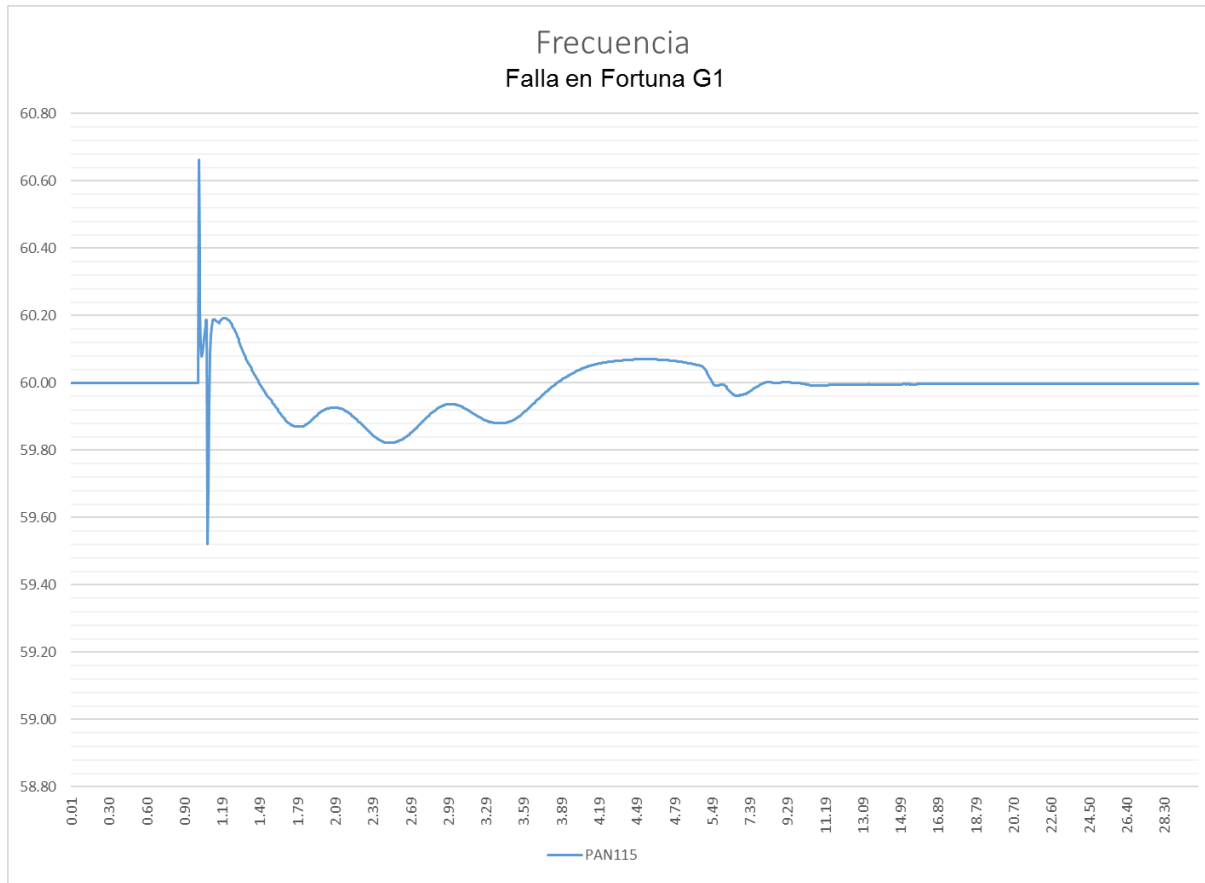
Voltajes en Barras de 115 KV Falla en PUNTA RINCON G1





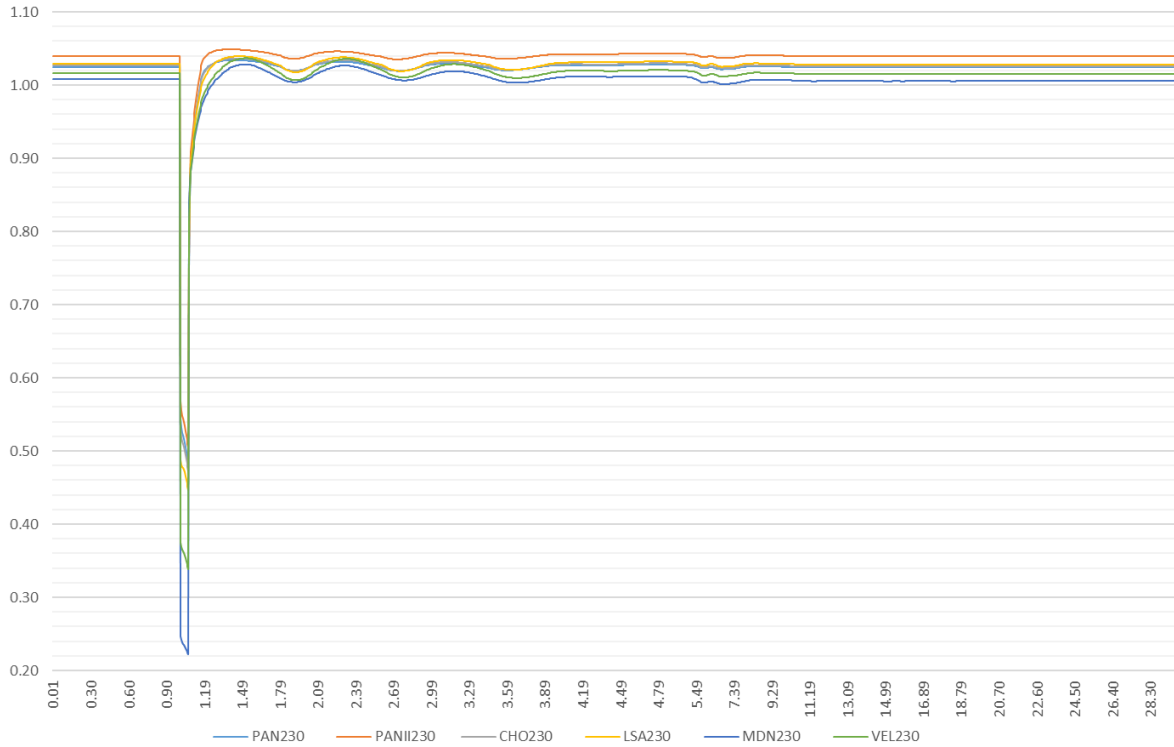
903

2021 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

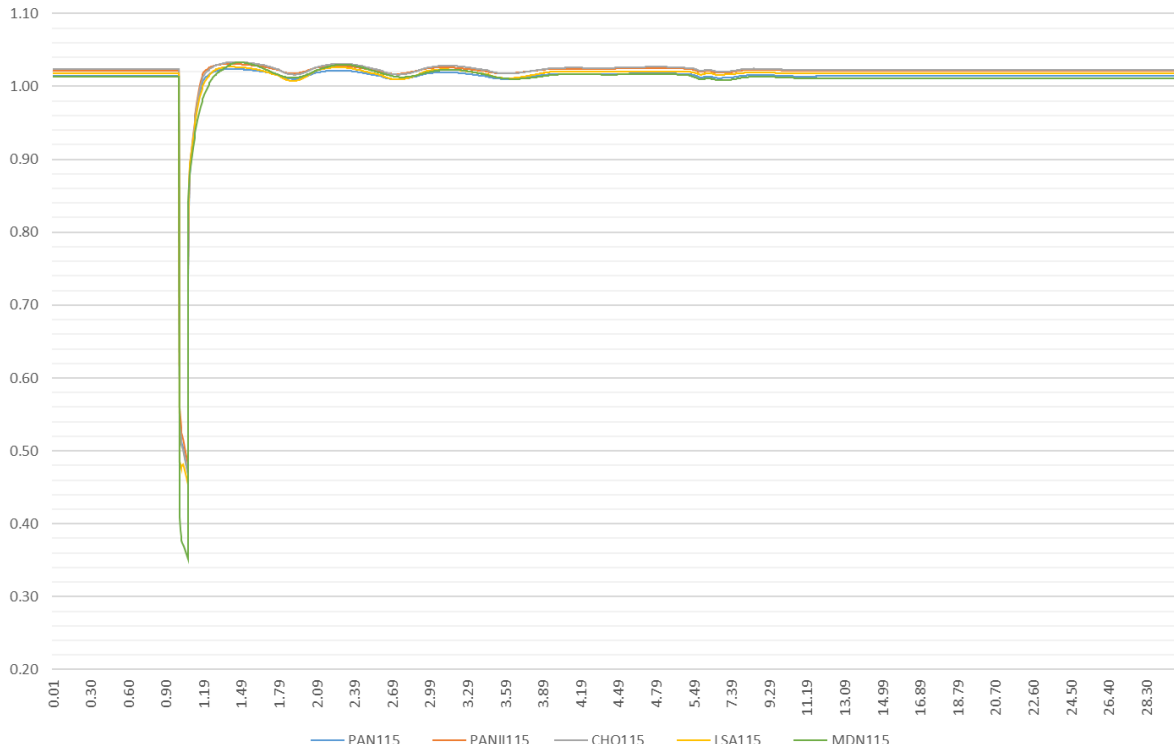




Voltajes en Barras de 230 KV Falla en Fortuna G1



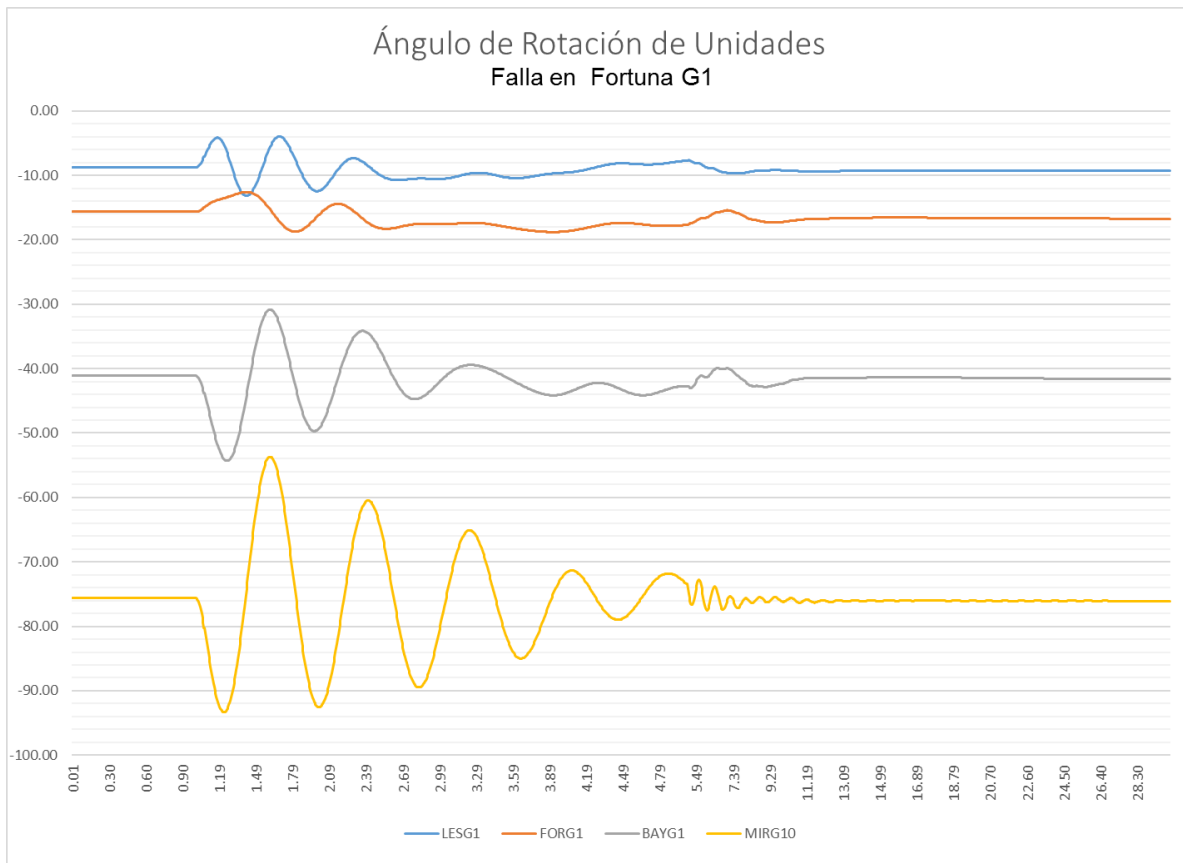
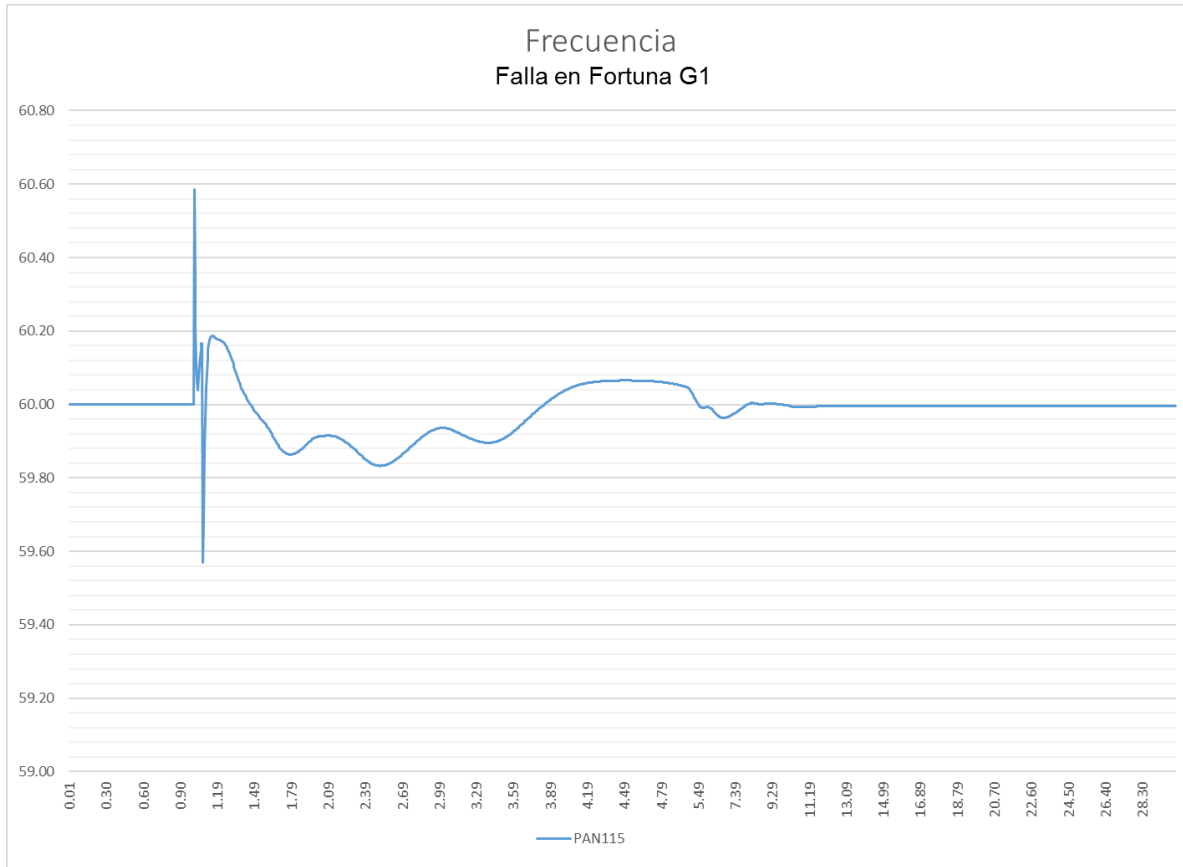
Voltajes en Barras de 115 KV Falla en Fortuna G1



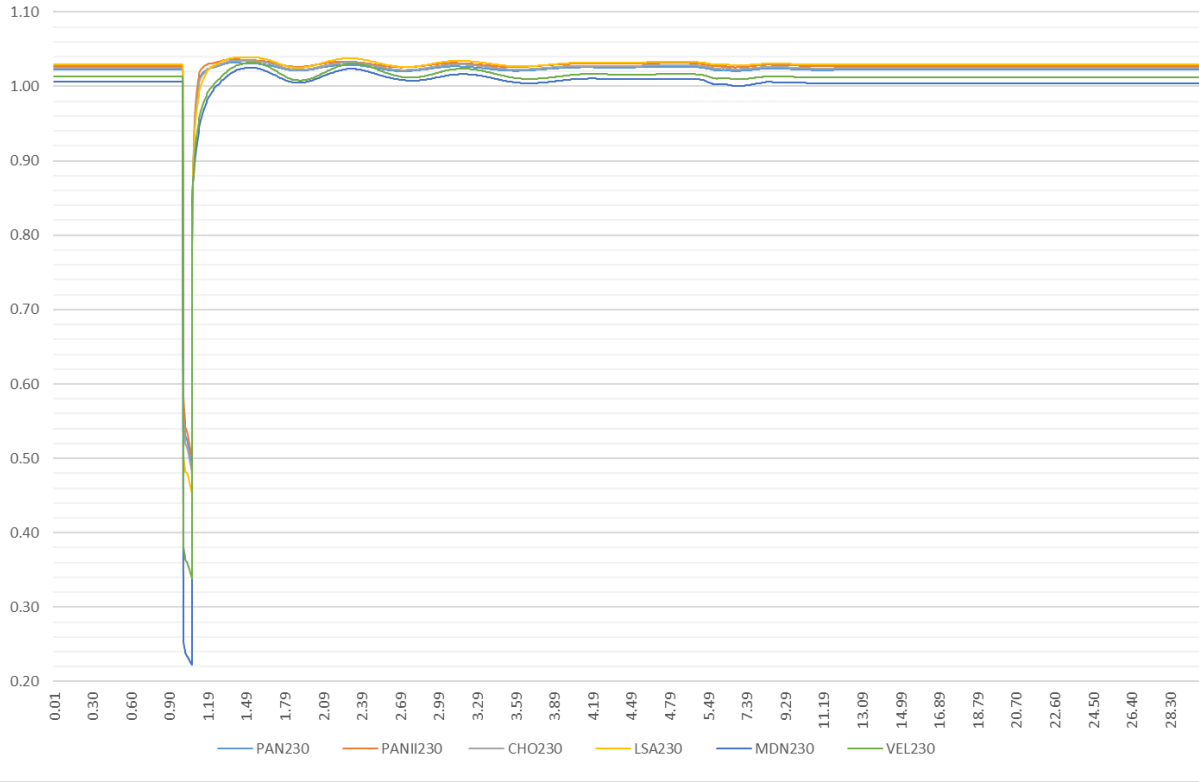


905

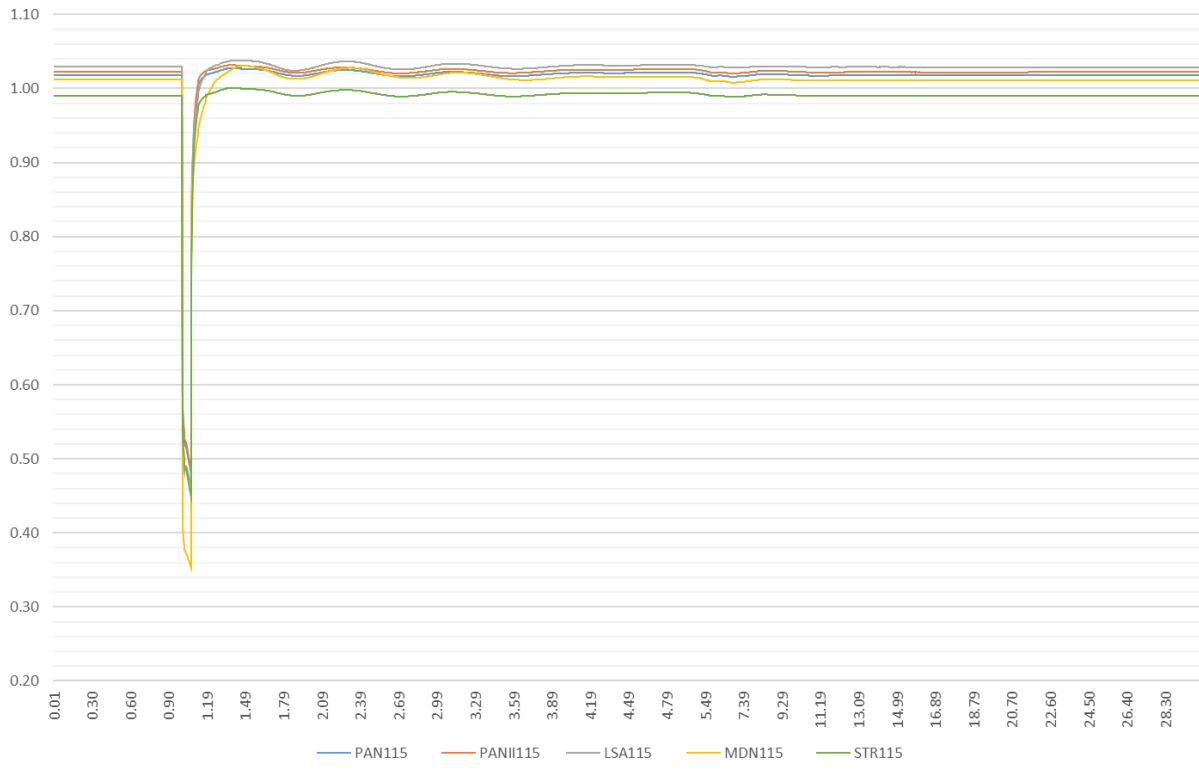
2022 DEMANDA MÁXIMA



Voltajes en Barras de 230 KV Falla en Fortuna G1



Voltajes en Barras de 115 KV Falla en Fortuna G1



Handwritten signature or initials.



Tomo III - Anexo - 6

Reportes de Cortocircuito



908

2019 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

		MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
X-----	BUS -----X			
6000	[FRONTPRO 230.00] 3PH	2679.63	6726.5	-87.32
	LG	741.08	1860.3	-80.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/19.924/81.724, 6.87505 Z-:/19.924/81.724, 6.87505 Z0:/176.635/73.274, 3.32775				

-----<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

		MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
X-----	BUS -----X			
6001	[PAN230 230.00] 3PH	3088.74	7753.4	-107.49
	LG	3441.25	8638.3	-111.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.922/61.002, 1.80417 Z-:/16.922/61.002, 1.80417 Z0:/12.008/75.574, 3.88754				

-----<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

		MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
X-----	BUS -----X			
6002	[PAN115 115.00] 3PH	2717.79	13644.5	-109.42
	LG	1121.84	5632.1	-130.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.898/59.490, 1.69696 Z-:/4.898/59.490, 1.69696 Z0:/26.662/87.731, 25.23288				

-----<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

		MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
X-----	BUS -----X			
6003	[PANII230 230.00] 3PH	3117.99	7826.8	-108.50
	LG	3204.63	8044.3	-112.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.030/62.658, 1.93396 Z-:/17.030/62.658, 1.93396 Z0:/15.904/75.097, 3.75754				

-----<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

		MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
X-----	BUS -----X			
6004	[PANIII115 115.00] 3PH	2272.71	11410.0	-114.10



LG 992.97 4985.2 -128.72
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.900/65.457, 2.18991 Z-:/5.900/65.457, 2.18991 Z0:/29.248/85.932, 14.05975

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6005 [CHO230 230.00] 3PH 2885.76 7243.9 -107.90
 LG 4126.57 10358.6 -109.18
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.034/63.957, 2.04643 Z-:/18.034/63.957, 2.04643 Z0:/1.949/89.623, 151.94179

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6006 [CHO115 115.00] 3PH 1764.06 8856.4 -117.69
 LG 2158.33 10835.7 -120.88
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.343/72.372, 3.14709 Z-:/7.343/72.372, 3.14709 Z0:/3.440/89.307, 82.62713

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6008 [LSA230 230.00] 3PH 3558.31 8932.1 -102.26
 LG 2386.90 5991.6 -104.36
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.679/70.692, 2.85428 Z-:/14.679/70.692, 2.85428 Z0:/36.327/74.482, 3.60155

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6009 [LSA115 115.00] 3PH 1750.89 8790.3 -110.86
 LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.377/77.502, 4.51127 Z-:/7.377/77.502, 4.51127 Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6011 [MDN230 230.00] 3PH 3768.20 9459.0 -91.60
 LG 1384.78 3476.1 -87.05
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.949/80.693, 6.10192 Z-:/13.949/80.693, 6.10192 Z0:/86.093/74.660, 3.64548

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

AP



```

X----- BUS -----X
 6012 [MDN115      115.00] 3PH 2156.27 10825.4 -92.22
                               LG   0.00      0.0      0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/6.145/83.956, 9.44443 Z-:/6.145/83.956, 9.44443 Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6014 [PRO230     230.00] 3PH 2818.19  7074.3 -87.48
                               LG   797.08 2000.9 -80.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.933/82.110, 7.21563 Z-:/18.933/82.110, 7.21563 Z0:/163.315/73.335, 3.34067

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6015 [PRO115     115.00] 3PH 1050.23  5272.6 -92.01
                               LG   0.00      0.0      0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.691/86.574, 16.70283 Z-:/12.691/86.574, 16.70283 Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6018 [CAC115     115.00] 3PH 2669.61 13402.6 -109.73
                               LG  1105.86  5551.9 -130.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.981/59.676, 1.70965 Z-:/4.981/59.676, 1.70965 Z0:/26.964/87.542, 23.29691

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6087 [CAL115     115.00] 3PH 1618.37  8124.9 -89.25
                               LG   860.94  4322.3 -92.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.279/84.817, 11.02529 Z-:/8.279/84.817, 11.02529 Z0:/30.173/90.000, 9999.999

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6173 [STR115     115.00] 3PH 1241.08  6230.8 -120.58
                               LG   0.00      0.0      0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.437/66.709, 2.32301 Z-:/10.437/66.709, 2.32301 Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

```




911

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH   3534.72  8872.9  -92.98
                                LG   1424.61  3576.1  -88.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.873/81.798, 6.93806 Z-:/14.873/81.798, 6.93806 Z0:/81.089/75.604, 3.89594

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH   3737.80  9382.7  -97.58
                                LG   1895.53  4758.2  -96.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.925/76.808, 4.26610 Z-:/13.925/76.808, 4.26610 Z0:/54.535/75.201, 3.78507

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH   2361.75  5928.5 -108.04
                                LG   2049.58  5144.9 -110.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.960/68.916, 2.59376 Z-:/21.960/68.916, 2.59376 Z0:/32.056/73.613, 3.40046

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH   2338.41  5869.9  -87.89
                                LG   1096.84  2753.3  -86.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.969/82.597, 7.69586 Z-:/22.969/82.597, 7.69586 Z0:/100.986/80.686, 6.09707

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH   809.18   4062.5  -91.68
                                LG   755.96   3795.2  -90.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.625/87.312, 21.29993 Z-:/16.625/87.312, 21.29993 Z0:/20.145/85.270, 12.08588

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG

```

AB



6340 [CAN230 230.00] 3PH 1993.93 5005.2 -90.53
 LG 966.67 2426.6 -87.17
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/26.502/81.254, 6.50034 Z-:/26.502/81.254, 6.50034 Z0:/111.125/76.284, 4.09706

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6380 [BOQIII230 230.00] 3PH 2923.11 7337.6 -89.04
 LG 988.92 2482.4 -83.10
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.123/81.450, 6.65156 Z-:/18.123/81.450, 6.65156 Z0:/124.710/73.795, 3.44084

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6400 [FRONTCHA 230.00] 3PH 2038.01 5115.8 -87.44
 LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/26.389/82.128, 7.23217 Z-:/26.389/82.128, 7.23217 Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6401 [PM230-29 230.00] 3PH 2615.86 6566.4 -92.59
 LG 1169.79 2936.4 -88.21
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.129/82.086, 7.19371 Z-:/20.129/82.086, 7.19371 Z0:/94.947/75.852, 3.96702

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6440 [DOM230 230.00] 3PH 2491.73 6254.8 -90.09
 LG 1057.26 2653.9 -83.73
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.362/83.290, 8.49925 Z-:/21.362/83.290, 8.49925 Z0:/108.679/74.442, 3.59179

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6441 [PRIM230 230.00] 3PH 1860.51 4670.3 -88.86
 LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/28.632/82.336, 7.43165 Z-:/28.632/82.336, 7.43165 Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

AB



913

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
 6500 [FRONTDOM 230.00] 3PH 2508.40 6296.6 -89.47
                LG      0.00      0.0      0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.244/82.818, 7.93550 Z-:/21.244/82.818, 7.93550 Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
 6520 [SBA230 230.00] 3PH 2819.94 7078.7 -101.68
                LG      1720.93 4319.9 -101.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.463/77.086, 4.36132 Z-:/18.463/77.086, 4.36132 Z0:/53.838/76.423, 4.14088

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
 6521 [SBA115 115.00] 3PH 724.62 3637.9 -110.28
                LG      743.08 3730.6 -109.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.075/87.153, 20.10904 Z-:/18.075/87.153, 20.10904 Z0:/16.741/84.488, 10.36198

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
 6713 [BUR230 230.00] 3PH 1903.61 4778.5 -115.20
                LG      1481.65 3719.3 -116.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/27.947/71.247, 2.94533 Z-:/27.947/71.247, 2.94533 Z0:/51.857/74.050, 3.49889

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
 6802 [PM1-SAB 230.00] 3PH 2108.70 5293.3 -118.94
                LG      2095.28 5259.6 -120.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/25.197/74.506, 3.60733 Z-:/25.197/74.506, 3.60733 Z0:/25.713/78.032, 4.71768

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
 6803 [PM2-SAB 230.00] 3PH 2108.70 5293.3 -118.94
                LG      2095.28 5259.6 -120.13

```

AB



THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/25.197/74.506, 3.60733 Z-:/25.197/74.506, 3.60733 Z0:/25.713/78.032, 4.71768

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6811 [STAT-LSA 230.00] 3PH 3429.72 8609.3 -102.99
 LG 0.00 0.0 0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.230/71.416, 2.97417 Z-:/15.230/71.416, 2.97417 Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

AB



915

2020 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/	AN (I)
	AMP	DEG	
6000 [FRONTPRO 230.00] 3PH	2804.28	7039.4	-89.95
LG	2228.58	5594.2	-88.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/19.101/81.867, 6.99706	Z-:/19.102/81.931, 7.05390	Z0:/33.934/78.593, 4.95646

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/	AN (I)
	AMP	DEG	
6001 [PAN230 230.00] 3PH	2927.72	7349.2	-113.13
LG	3504.27	8796.5	-118.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/18.169/58.654, 1.64174	Z-:/17.969/61.290, 1.82576	Z0:/9.853/79.389, 5.33785

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/	AN (I)
	AMP	DEG	
6002 [PAN115 115.00] 3PH	2677.04	13439.9	-115.18
LG	3156.07	15844.9	-121.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/4.988/57.216, 1.55265	Z-:/4.945/59.703, 1.71147	Z0:/2.955/82.083, 7.19051

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/	AN (I)
	AMP	DEG	
6003 [PANII230 230.00] 3PH	2899.21	7277.7	-114.17
LG	3434.60	8621.6	-119.21
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/18.598/60.079, 1.73756	Z-:/18.452/62.409, 1.91358	Z0:/10.444/79.010, 5.14948

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/	AN (I)
	AMP	DEG	
6004 [PANIII115 115.00] 3PH	2211.24	11101.4	-120.10
LG	2037.81	10230.7	-126.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/6.013/63.112, 1.97214	Z-:/6.001/64.943, 2.13895	Z0:/7.728/79.279, 5.28188

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/	AN (I)
	AMP	DEG	

AB



6005 [CHO230 230.00] 3PH 2760.38 6929.1 -113.25
 LG 3759.11 9436.2 -117.27
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/19.274/61.662, 1.85427 Z-:/18.982/64.567, 2.10286 Z0:/4.590/87.692, 24.81355

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6006 [CHO115 115.00] 3PH 1739.87 8734.9 -123.49
 LG 1907.11 9574.5 -130.32
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.613/70.552, 2.83205 Z-:/7.371/74.204, 3.53491 Z0:/6.062/89.891, 524.75830

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6008 [LSA230 230.00] 3PH 3508.92 8808.1 -106.71
 LG 3184.21 7993.1 -110.13
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.131/69.014, 2.60695 Z-:/15.099/70.471, 2.81933 Z0:/19.877/76.527, 4.17388

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6009 [LSA115 115.00] 3PH 1785.23 8962.6 -115.75
 LG 867.36 4354.5 -124.29
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.364/76.199, 4.07103 Z-:/7.376/76.893, 4.29474 Z0:/30.952/88.628, 41.75719

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6011 [MDN230 230.00] 3PH 4198.63 10539.5 -94.13
 LG 3639.63 9136.3 -93.05
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.594/81.356, 6.57803 Z-:/12.597/81.593, 6.76638 Z0:/18.406/78.637, 4.97586

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6012 [MDN115 115.00] 3PH 2244.23 11267.0 -94.69
 LG 1899.23 9535.0 -95.36
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.930/84.551, 10.48356 Z-:/5.932/84.630, 10.63763 Z0:/9.162/86.045, 14.46536

AB



```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH  2981.71  7484.7  -90.11
                        LG    2833.66  7113.1  -90.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/17.958/82.339, 7.43459  Z-:/17.959/82.411, 7.50517  Z0:/20.772/82.433, 7.52780

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH  1159.15  5819.4  -94.38
                        LG    1211.43  6081.9  -94.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/11.537/86.683, 17.25288  Z-:/11.538/86.710, 17.39726  Z0:/10.045/88.259, 32.89029

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH  2634.23  13225.0 -115.53
                        LG    3081.27  15469.3 -121.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/5.063/57.450, 1.56667  Z-:/5.021/59.902, 1.72521  Z0:/3.051/78.982, 5.13589

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH  1623.39  8150.2  -91.20
                        LG    1184.64  5947.4  -90.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/8.279/84.929, 11.26932  Z-:/8.279/84.962, 11.34313  Z0:/17.481/83.148, 8.32156

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH  1220.38  6126.8  -127.31
                        LG    1451.09  7285.1  -130.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/10.586/64.935, 2.13818  Z-:/10.440/67.253, 2.38504  Z0:/5.770/77.043, 4.34629

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH  4237.12  10636.1 -95.63
                        LG    4051.53  10170.2 -96.03

```



THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.507/82.310, 7.40579 Z-:/12.511/82.564, 7.66236 Z0:/14.222/83.195, 8.37977

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6182 [VEL230 230.00] 3PH 3865.06 9702.1 -101.57
 LG 2970.12 7455.7 -101.41
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.712/76.141, 4.05312 Z-:/13.716/76.915, 4.30217 Z0:/26.108/75.419, 3.84434

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6240 [EHIG230 230.00] 3PH 2318.08 5818.9 -113.36
 LG 1731.58 4346.6 -116.38
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.785/67.216, 2.38078 Z-:/22.672/68.983, 2.60272 Z0:/46.117/72.339, 3.14078

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6260 [CHA230 230.00] 3PH 2389.63 5998.5 -89.57
 LG 1798.76 4515.3 -87.46
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.573/82.418, 7.51281 Z-:/22.573/82.466, 7.56081 Z0:/44.881/78.153, 4.76731

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6261 [CHA115 115.00] 3PH 745.19 3741.2 -93.32
 LG 428.09 2149.2 -93.70
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.090/87.098, 19.72421 Z-:/18.091/87.108, 19.79694 Z0:/58.292/87.708, 24.98928

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6340 [CAN230 230.00] 3PH 2137.64 5365.9 -92.70
 LG 1823.27 4576.8 -91.97
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/24.881/81.373, 6.59131 Z-:/24.883/81.465, 6.66338 Z0:/37.759/79.622, 5.46061

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

AB



```

X----- BUS -----X
 6380 [BOQIII230 230.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)
MVA      AMP      DEG
3075.81  7721.0   -91.50
2837.78  7123.5   -91.25
Z+:/17.309/81.655, 6.81707  Z-:/17.310/81.766, 6.91065  Z0:/21.664/80.909, 6.24972

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
/I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X
 6400 [FRONTCHA 230.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)
MVA      AMP      DEG
2073.05  5203.8   -89.21
867.75   2178.2   -83.67
Z+:/26.044/81.993, 7.10917  Z-:/26.045/82.029, 7.14138  Z0:/134.911/74.308, 3.55942

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
/I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X
 6401 [PM230-29 230.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)
MVA      AMP      DEG
2942.20  7385.6   -95.08
2475.67  6214.5   -93.41
Z+:/18.030/82.461, 7.55583  Z-:/18.034/82.619, 7.71952  Z0:/28.257/78.566, 4.94418

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
/I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X
 6440 [DOM230 230.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)
MVA      AMP      DEG
2539.18  6373.9   -93.11
2007.09  5038.2   -89.02
Z+:/21.029/83.254, 8.45369  Z-:/21.030/83.327, 8.54750  Z0:/37.981/74.589, 3.62766

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
/I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X
 6441 [PRIM230 230.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)
MVA      AMP      DEG
1887.03  4736.9   -91.87
1532.37  3846.6   -88.63
Z+:/28.314/82.294, 7.39032  Z-:/28.315/82.346, 7.44116  Z0:/48.174/75.198, 3.78418

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
/I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X
 6500 [FRONTDOM 230.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)
MVA      AMP      DEG
2559.78  6425.6   -92.42
1888.39  4740.3   -88.32
Z+:/20.880/82.794, 7.90940  Z-:/20.882/82.862, 7.98579  Z0:/43.363/74.714, 3.65896

```

AB



920

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA   AMP   DEG
 6520 [SBA230      230.00] 3PH  2863.80  7188.8  -106.05
                        LG   1907.79  4789.0  -105.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/18.603/76.222, 4.07799  Z-:/18.610/76.992, 4.32871  Z0:/46.566/75.630, 3.90334

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA   AMP   DEG
 6521 [SBA115      115.00] 3PH  771.26  3872.1  -115.42
                        LG   0.00    0.0    0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/17.302/87.013, 19.16131  Z-:/17.312/87.177, 20.28230  Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA   AMP   DEG
 6713 [BUR230      230.00] 3PH  1850.62  4645.4  -121.16
                        LG   1543.80  3875.3  -123.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/29.154/69.341, 2.65222  Z-:/29.141/70.718, 2.85841  Z0:/46.637/74.634, 3.63897

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA   AMP   DEG
 6802 [PM1-SAB     230.00] 3PH  2282.42  5729.4  -124.98
                        LG   2248.94  5645.3  -126.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/23.611/73.732, 3.42677  Z-:/23.609/74.905, 3.70745  Z0:/24.704/78.044, 4.72233

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA   AMP   DEG
 6803 [PM2-SAB     230.00] 3PH  2282.42  5729.4  -124.98
                        LG   2248.94  5645.3  -126.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/23.611/73.732, 3.42677  Z-:/23.609/74.905, 3.70745  Z0:/24.704/78.044, 4.72233

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA   AMP   DEG
 6811 [SVC-LSA     230.00] 3PH  3508.92  8808.1  -106.71

```

AB



LG 3184.21 7993.1 -110.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.131/69.014, 2.60695 Z-:/15.099/70.471, 2.81933 Z0:/19.877/76.527, 4.17388

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6816 [SVC-PAN2 230.00] 3PH 2822.34 7084.7 -115.04
 LG 0.00 0.0 0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/19.104/60.949, 1.80029 Z-:/18.970/63.223, 1.98167 Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6830 [ANT230 230.00] 3PH 2331.11 5851.6 -114.27
 LG 1997.09 5013.1 -116.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.743/71.112, 2.92274 Z-:/22.688/72.620, 3.19492 Z0:/34.242/74.908, 3.70812

AB



2021 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6000 [FRONTPRO   230.00] 3PH   3218.18  8078.3  -96.51
                                LG   2487.75  6244.8  -94.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.550/82.513, 7.60952 Z-:/16.555/82.614, 7.71466 Z0:/31.162/78.583, 4.95179

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6001 [PAN230     230.00] 3PH   2720.97  6830.2 -114.56
                                LG   3294.27  8269.3 -120.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/19.155/55.983, 1.48161 Z-:/19.004/58.742, 1.64745 Z0:/9.892/79.369, 5.32760

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6002 [PAN115     115.00] 3PH   2467.17 12386.3 -116.98
                                LG   2944.59 14783.1 -124.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.232/54.468, 1.40027 Z-:/5.207/57.079, 1.54454 Z0:/2.957/82.081, 7.18943

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6003 [PANII230   230.00] 3PH   2719.53  6826.6 -115.62
                                LG   3255.73  8172.6 -121.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/19.439/57.578, 1.57439 Z-:/19.344/60.030, 1.73413 Z0:/10.451/79.074, 5.18012

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6004 [PANII115   115.00] 3PH   2097.05 10528.1 -121.93
                                LG   1958.54  9832.7 -129.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/6.194/60.706, 1.78241 Z-:/6.199/62.636, 1.93216 Z0:/7.728/79.283, 5.28393

```




THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.810/84.802, 10.99296 Z-:/5.812/84.879, 11.15763 Z0:/8.952/86.385, 15.82842

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6014 [PRO230 230.00] 3PH 3574.55 8972.9 -96.68
 LG 3337.42 8377.7 -96.42
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.886/82.866, 7.98969 Z-:/14.892/82.984, 8.12594 Z0:/18.055/82.085, 7.19282

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6015 [PRO115 115.00] 3PH 1233.35 6192.0 -100.94
 LG 1274.09 6396.5 -101.32
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.777/87.203, 20.46757 Z-:/10.779/87.243, 20.76527 Z0:/9.742/88.368, 35.09658

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6018 [CAC115 115.00] 3PH 2444.20 12270.9 -117.22
 LG 2890.12 14509.7 -123.66
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.278/54.613, 1.40783 Z-:/5.253/57.204, 1.55191 Z0:/3.054/79.065, 5.17609

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6087 [CAL115 115.00] 3PH 1636.33 8215.1 -95.20
 LG 1190.80 5978.3 -94.24
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.208/84.992, 11.41247 Z-:/8.209/85.024, 11.48583 Z0:/17.426/83.117, 8.28410

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6173 [STR115 115.00] 3PH 1196.83 6008.6 -130.74
 LG 1414.90 7103.4 -134.61
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.397/63.493, 2.00508 Z-:/10.325/65.863, 2.23169 Z0:/5.772/77.052, 4.34964

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

AB



X----- BUS -----X
 6179 [GUA230 230.00] 3PH MVA AMP DEG
 4290.77 10770.8 -99.28
 LG 4083.15 10249.6 -99.72
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.295/82.132, 7.23668 Z-:/12.305/82.394, 7.48894 Z0:/14.162/83.103, 8.26737

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

X----- BUS -----X
 6182 [VEL230 230.00] 3PH MVA AMP DEG
 3850.48 9665.5 -104.61
 LG 2971.94 7460.2 -104.81
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.654/75.385, 3.83496 Z-:/13.674/76.200, 4.07113 Z0:/25.743/75.366, 3.82974

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

X----- BUS -----X
 6240 [EHIG230 230.00] 3PH MVA AMP DEG
 2236.84 5615.0 -115.59
 LG 1687.71 4236.5 -119.40
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/23.221/65.629, 2.20743 Z-:/23.154/67.494, 2.41348 Z0:/46.077/72.333, 3.13962

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

X----- BUS -----X
 6260 [CHA230 230.00] 3PH MVA AMP DEG
 2399.20 6022.5 -93.87
 LG 1799.72 4517.7 -91.78
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.414/82.351, 7.44565 Z-:/22.416/82.399, 7.49367 Z0:/44.872/78.143, 4.76303

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

X----- BUS -----X
 6261 [CHA115 115.00] 3PH MVA AMP DEG
 1091.72 5480.9 -97.42
 LG 680.23 3415.1 -97.32
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.299/86.330, 15.59086 Z-:/12.300/86.348, 15.66961 Z0:/34.619/86.160, 14.89733

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

X----- BUS -----X
 6340 [CAN230 230.00] 3PH MVA AMP DEG
 2144.63 5383.5 -96.64
 LG 1824.00 4578.6 -95.93
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/24.706/81.291, 6.52779 Z-:/24.713/81.384, 6.59982 Z0:/37.739/79.601, 5.44907

AB



926

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
6380 [BOQIII230  230.00] 3PH  3216.27  8073.5  -97.38
                LG      2914.72  7316.6  -96.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.493/82.744, 7.85458 Z-:/16.500/82.875, 7.99999 Z0:/21.610/81.351, 6.57380

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
6400 [FRONTCHA  230.00] 3PH  2076.82  5213.3  -93.63
                LG      866.36  2174.7  -88.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/25.921/81.939, 7.06102 Z-:/25.923/81.976, 7.09347 Z0:/134.902/74.304, 3.55853

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
6401 [PM230-29  230.00] 3PH  2962.22  7435.8  -98.86
                LG      2481.91  6230.1  -97.21
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.834/82.349, 7.44437 Z-:/17.843/82.511, 7.60672 Z0:/28.215/78.520, 4.92414

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
6440 [DOM230    230.00] 3PH  2576.74  6468.2  -98.40
                LG      2027.22  5088.8  -94.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.624/83.182, 8.36366 Z-:/20.630/83.269, 8.47278 Z0:/37.616/74.544, 3.61675

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
6441 [PRIM230   230.00] 3PH  1903.63  4778.5  -97.17
                LG      1541.46  3869.4  -93.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/27.930/82.222, 7.32148 Z-:/27.934/82.284, 7.38056 Z0:/47.809/75.167, 3.77614

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
6500 [FRONTDOM  230.00] 3PH  2614.27  6562.4  -97.80

```

AB



LG 1911.55 4798.4 -93.67
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.350/82.753, 7.86365 Z-:/20.355/82.836, 7.95547 Z0:/42.998/74.677, 3.64954

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6520 [SBA230 230.00] 3PH 2834.17 7114.4 -109.04
 LG 1893.44 4752.9 -109.31
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.610/75.462, 3.85618 Z-:/18.641/76.272, 4.09359 Z0:/46.319/75.610, 3.89748

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6521 [SBA115 115.00] 3PH 763.20 3831.6 -119.11
 LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.293/86.848, 18.16108 Z-:/17.310/87.019, 19.20037 Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6713 [BUR230 230.00] 3PH 2249.97 5647.9 -119.38
 LG 2118.54 5318.0 -124.16
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/23.498/64.031, 2.05311 Z-:/23.497/65.881, 2.23351 Z0:/28.164/75.271, 3.80397

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6802 [PM1-SAB 230.00] 3PH 1793.86 4503.0 -127.48
 LG 1900.91 4771.7 -130.31
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/29.619/70.084, 2.76009 Z-:/29.674/71.453, 2.98052 Z0:/24.705/78.049, 4.72451

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6803 [PM2-SAB 230.00] 3PH 1793.86 4503.0 -127.48
 LG 1900.91 4771.7 -130.31
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/29.619/70.084, 2.76009 Z-:/29.674/71.453, 2.98052 Z0:/24.705/78.049, 4.72451

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

AB



928

```

X----- BUS -----X
 6811 [SVC-LSA      230.00] 3PH
                               LG
MVA      /I/      AN(I)
3421.52  AMP      DEG
3125.36  8588.8   -109.01
7845.3   -112.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/15.311/67.613, 2.42780  Z-:/15.309/69.153, 2.62608  Z0:/19.789/76.507, 4.16737

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6816 [SVC-PAN2    230.00] 3PH
                               LG
MVA      /I/      AN(I)
2652.18  AMP      DEG
0.00     6657.6   -116.51
0.00     0.0      0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/19.933/58.475, 1.63022  Z-:/19.850/60.869, 1.79435  Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6830 [ANT230      230.00] 3PH
                               LG
MVA      /I/      AN(I)
2262.33  AMP      DEG
1950.39  5679.0   -116.64
4895.9   -119.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/23.065/69.688, 2.70154  Z-:/23.054/71.280, 2.95096  Z0:/34.206/74.901, 3.70629

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6861 [CHE230      230.00] 3PH
                               LG
MVA      /I/      AN(I)
2120.38  AMP      DEG
2301.56  5322.6   -124.51
5777.4   -127.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/25.126/69.252, 2.63975  Z-:/25.163/70.686, 2.85331  Z0:/19.335/79.077, 5.18177

```




2022 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X-----	BUS	-----X		MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG	
6000	[FRONTPRO	230.00]	3PH	3224.13	8093.3	-96.78	
			LG	2493.16	6258.4	-94.98	
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)				Z+:/16.565/82.358,	7.45310	Z-:/16.574/82.470,	7.56503 Z0:/31.161/78.582, 4.95152

-----<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X-----	BUS	-----X		MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG	
6001	[PAN230	230.00]	3PH	2783.47	6987.1	-113.60	
			LG	3461.28	8688.6	-119.60	
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)				Z+:/19.356/53.470,	1.34994	Z-:/19.237/56.455,	1.50824 Z0:/8.779/79.701, 5.50341

-----<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X-----	BUS	-----X		MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG	
6002	[PAN115	115.00]	3PH	2516.25	12632.7	-116.13	
			LG	3022.45	15174.0	-123.56	
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)				Z+:/5.330/52.517,	1.30401	Z-:/5.308/55.377,	1.44834 Z0:/2.953/82.106, 7.21208

-----<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X-----	BUS	-----X		MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG	
6003	[PANII230	230.00]	3PH	2721.31	6831.1	-114.64	
			LG	3346.04	8399.3	-120.55	
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)				Z+:/19.915/54.465,	1.40014	Z-:/19.827/57.282,	1.55656 Z0:/9.509/79.536, 5.41432

-----<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X-----	BUS	-----X		MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG	
6004	[PANII115	115.00]	3PH	2108.21	10584.1	-121.39	
			LG	1999.36	10037.7	-129.97	
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)				Z+:/6.393/58.296,	1.61885	Z-:/6.407/60.502,	1.76765 Z0:/7.715/79.330, 5.30780

-----<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->



930

```

X----- BUS -----X
 6005 [CHO230      230.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)

```

	MVA	/I/ AMP	AN (I) DEG
	2678.27	6723.0	-114.16
	3673.98	9222.5	-118.58

Z+:/20.123/57.029, 1.54155 Z-:/19.912/60.264, 1.75062 Z0:/4.490/87.409, 22.09846

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6006 [CHO115      115.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)

```

	MVA	/I/ AMP	AN (I) DEG
	1847.21	9273.8	-124.50
	2003.00	10056.0	-132.75

Z+:/7.270/66.264, 2.27420 Z-:/7.102/69.998, 2.74725 Z0:/6.055/89.880, 477.32657

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6008 [LSA230      230.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)

```

	MVA	/I/ AMP	AN (I) DEG
	3407.68	8554.0	-108.82
	3164.45	7943.5	-113.36

Z+:/15.781/66.028, 2.24896 Z-:/15.806/67.738, 2.44292 Z0:/19.568/76.519, 4.17141

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6009 [LSA115      115.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)

```

	MVA	/I/ AMP	AN (I) DEG
	1921.61	9647.3	-117.39
	903.13	4534.1	-127.22

Z+:/6.995/74.574, 3.62408 Z-:/7.022/75.452, 3.85343 Z0:/30.904/88.647, 42.32744

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6011 [MDN230      230.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)

```

	MVA	/I/ AMP	AN (I) DEG
	4492.44	11277.0	-98.29
	3977.95	9985.5	-97.53

Z+:/11.805/81.204, 6.46261 Z-:/11.820/81.474, 6.67080 Z0:/16.377/79.156, 5.22042

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
 6012 [MDN115      115.00] 3PH
                               LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)

```

	MVA	/I/ AMP	AN (I) DEG
	2297.58	11534.9	-99.25
	1946.64	9773.0	-100.05

Z+:/5.810/84.601, 10.58021 Z-:/5.813/84.684, 10.74746 Z0:/8.951/86.386, 15.83078

AB



931

```

-----
                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                        /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH   3580.67   8988.3   -96.93
                        LG      3344.13   8394.5   -96.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.901/82.682, 7.78705 Z-:/14.911/82.813, 7.93071 Z0:/18.054/82.084, 7.19202

```

```

-----
                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                        /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH   1234.47   6197.6  -101.05
                        LG      1275.29   6402.5  -101.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.779/87.125, 19.91012 Z-:/10.782/87.169, 20.21964 Z0:/9.742/88.368, 35.09422

```

```

-----
                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                        /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH   2494.31  12522.5 -116.36
                        LG      2967.63  14898.8 -123.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.374/52.670, 1.31124 Z-:/5.353/55.510, 1.45555 Z0:/3.051/79.084, 5.18530

```

```

-----
                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                        /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH   1639.60   8231.5  -95.71
                        LG      1193.20   5990.4  -94.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.209/84.910, 11.22658 Z-:/8.211/84.945, 11.30504 Z0:/17.426/83.117, 8.28387

```

```

-----
                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                        /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH   1196.11   6005.0  -130.18
                        LG      1431.22   7185.3  -134.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.911/61.669, 1.85483 Z-:/10.818/64.319, 2.07957 Z0:/5.770/77.055, 4.35042

```

```

-----
                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                        /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG

```

AB



6179 [GUA230 230.00] 3PH 4299.31 10792.2 -99.61
 LG 4094.50 10278.1 -100.19
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.325/81.749, 6.89610 Z-:/12.342/82.039, 7.15068 Z0:/14.159/83.102, 8.26594

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6182 [VEL230 230.00] 3PH 3856.15 9679.8 -104.66
 LG 2993.84 7515.2 -105.43
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.782/74.279, 3.55259 Z-:/13.824/75.183, 3.78022 Z0:/25.650/75.386, 3.83527

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6240 [EHIG230 230.00] 3PH 2275.50 5712.0 -115.56
 LG 1729.20 4340.7 -120.14
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/23.503/64.079, 2.05752 Z-:/23.483/66.091, 2.25569 Z0:/45.992/72.324, 3.13802

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6260 [CHA230 230.00] 3PH 2403.91 6034.3 -94.23
 LG 1803.53 4527.3 -92.18
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.423/82.272, 7.36858 Z-:/22.428/82.326, 7.42108 Z0:/44.871/78.143, 4.76300

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6261 [CHA115 115.00] 3PH 1094.49 5494.8 -97.79
 LG 681.94 3423.6 -97.73
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.299/86.279, 15.37748 Z-:/12.300/86.300, 15.46217 Z0:/34.618/86.160, 14.89752

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6340 [CAN230 230.00] 3PH 2150.44 5398.1 -97.11
 LG 1829.36 4592.1 -96.47
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/24.723/81.142, 6.41638 Z-:/24.735/81.246, 6.49375 Z0:/37.738/79.600, 5.44879

AB



933

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6380 [BOQIII230  230.00] 3PH   3222.68  8089.6  -97.72
                        LG    2921.57  7333.8  -97.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.511/82.543, 7.64022 Z-:/16.523/82.688, 7.79294 Z0:/21.608/81.349, 6.57293

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA  230.00] 3PH   2080.79  5223.2  -93.97
                        LG    868.18  2179.3  -88.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/25.929/81.880, 7.00898 Z-:/25.933/81.921, 7.04468 Z0:/134.901/74.304, 3.55852

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6401 [PM230-29  230.00] 3PH   2970.02  7455.4  -99.30
                        LG    2489.60  6249.4  -97.76
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.858/82.107, 7.21299 Z-:/17.874/82.286, 7.38213 Z0:/28.213/78.520, 4.92373

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6440 [DOM230    230.00] 3PH   2583.78  6485.9  -98.77
                        LG    2035.64  5109.9  -94.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.641/83.054, 8.20854 Z-:/20.650/83.151, 8.32516 Z0:/37.523/74.556, 3.61968

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6441 [PRIM230   230.00] 3PH   1909.25  4792.6  -97.57
                        LG    1547.68  3885.0  -94.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/27.947/82.133, 7.23765 Z-:/27.955/82.202, 7.30188 Z0:/47.716/75.178, 3.77895

```

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/   AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM  230.00] 3PH   2620.95  6579.2  -98.16
                        LG    1919.08  4817.3  -94.10

```

AB



THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.366/82.631, 7.73217 Z-:/20.375/82.723, 7.83068 Z0:/42.905/74.687, 3.65222

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6520 [SBA230 230.00] 3PH 2849.09 7151.8 -109.20
 LG 1917.23 4812.7 -110.10
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.812/74.333, 3.56546 Z-:/18.870/75.236, 3.79449 Z0:/46.188/75.610, 3.89752

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6521 [SBA115 115.00] 3PH 773.14 3881.5 -120.03
 LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.318/86.577, 16.71976 Z-:/17.342/86.765, 17.69131 Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6713 [BUR230 230.00] 3PH 2483.83 6235.0 -116.86
 LG 2591.92 6506.3 -123.05
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.694/58.743, 1.64747 Z-:/21.668/61.230, 1.82126 Z0:/19.540/75.981, 4.00515

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6811 [SVC-LSA 230.00] 3PH 3407.68 8554.0 -108.82
 LG 3164.45 7943.5 -113.36
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.781/66.028, 2.24896 Z-:/15.806/67.738, 2.44292 Z0:/19.568/76.519, 4.17141

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6816 [SVC-PAN2 230.00] 3PH 2657.74 6671.5 -115.59
 LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.391/55.415, 1.45041 Z-:/20.319/58.169, 1.61086 Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

AB



X----- BUS -----X
 6830 [ANT230 230.00] 3PH 2292.84 5755.5 -116.68
 LG 1991.01 4997.9 -119.97
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/23.411/68.260, 2.50773 Z-:/23.444/69.989, 2.74576 Z0:/34.129/74.888, 3.70310

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

X----- BUS -----X
 6840 [PAN3 230 230.00] 3PH 2798.86 7025.7 -113.64
 LG 3492.28 8766.4 -119.46
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/19.269/53.850, 1.36884 Z-:/19.152/56.823, 1.52948 Z0:/8.540/79.564, 5.42951

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

X----- BUS -----X
 6841 [PAN3 115 115.00] 3PH 1723.47 8652.6 -128.49
 LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.823/68.700, 2.56491 Z-:/7.856/70.518, 2.82666 Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

X----- BUS -----X
 6861 [CHE230 230.00] 3PH 2141.82 5376.4 -124.51
 LG 2339.94 5873.8 -128.32
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/25.317/67.273, 2.38745 Z-:/25.392/68.936, 2.59644 Z0:/19.065/78.993, 5.14095

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

X----- BUS -----X
 6867 [PM-2 230.00] 3PH 2026.37 5086.6 -123.87
 LG 2146.76 5388.8 -128.44
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/26.740/64.189, 2.06762 Z-:/26.793/66.184, 2.26554 Z0:/22.548/77.269, 4.42605

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

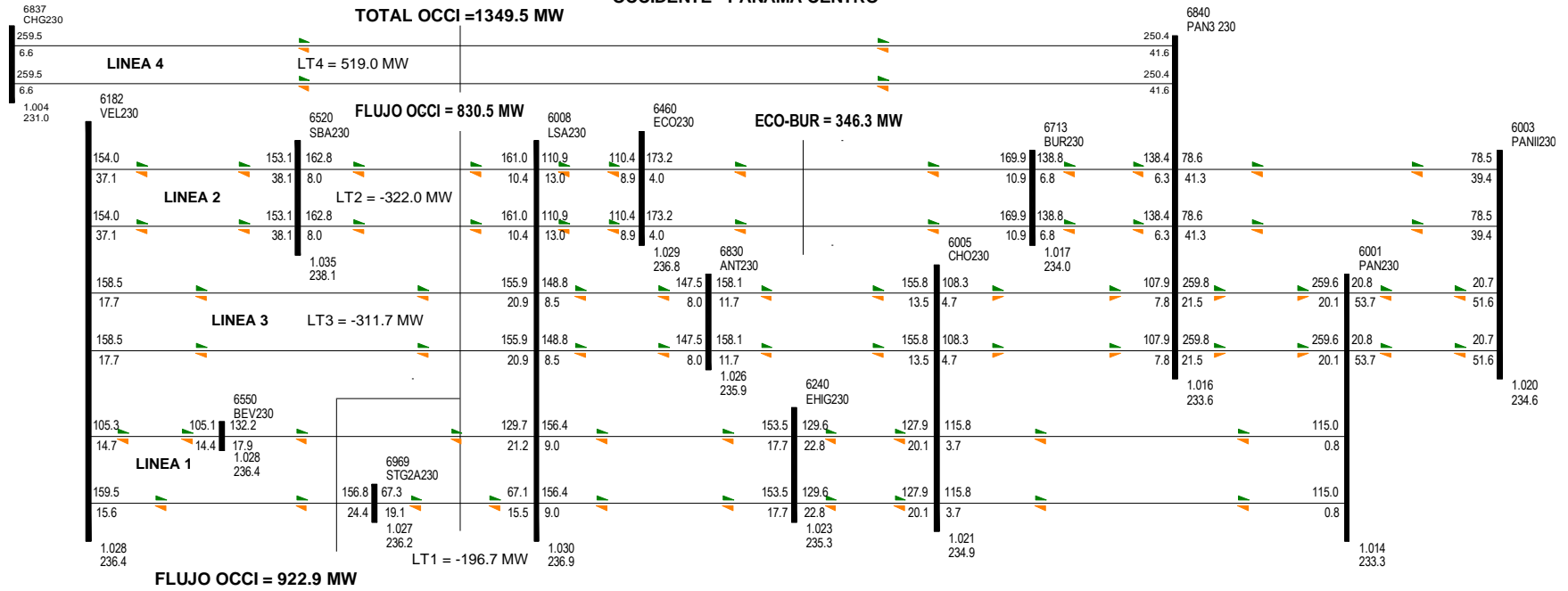
X----- BUS -----X
 6875 [PM-1 230.00] 3PH 2026.37 5086.6 -123.87
 LG 2146.76 5388.8 -128.44
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/26.740/64.189, 2.06762 Z-:/26.793/66.184, 2.26554 Z0:/22.548/77.269, 4.42605

AB

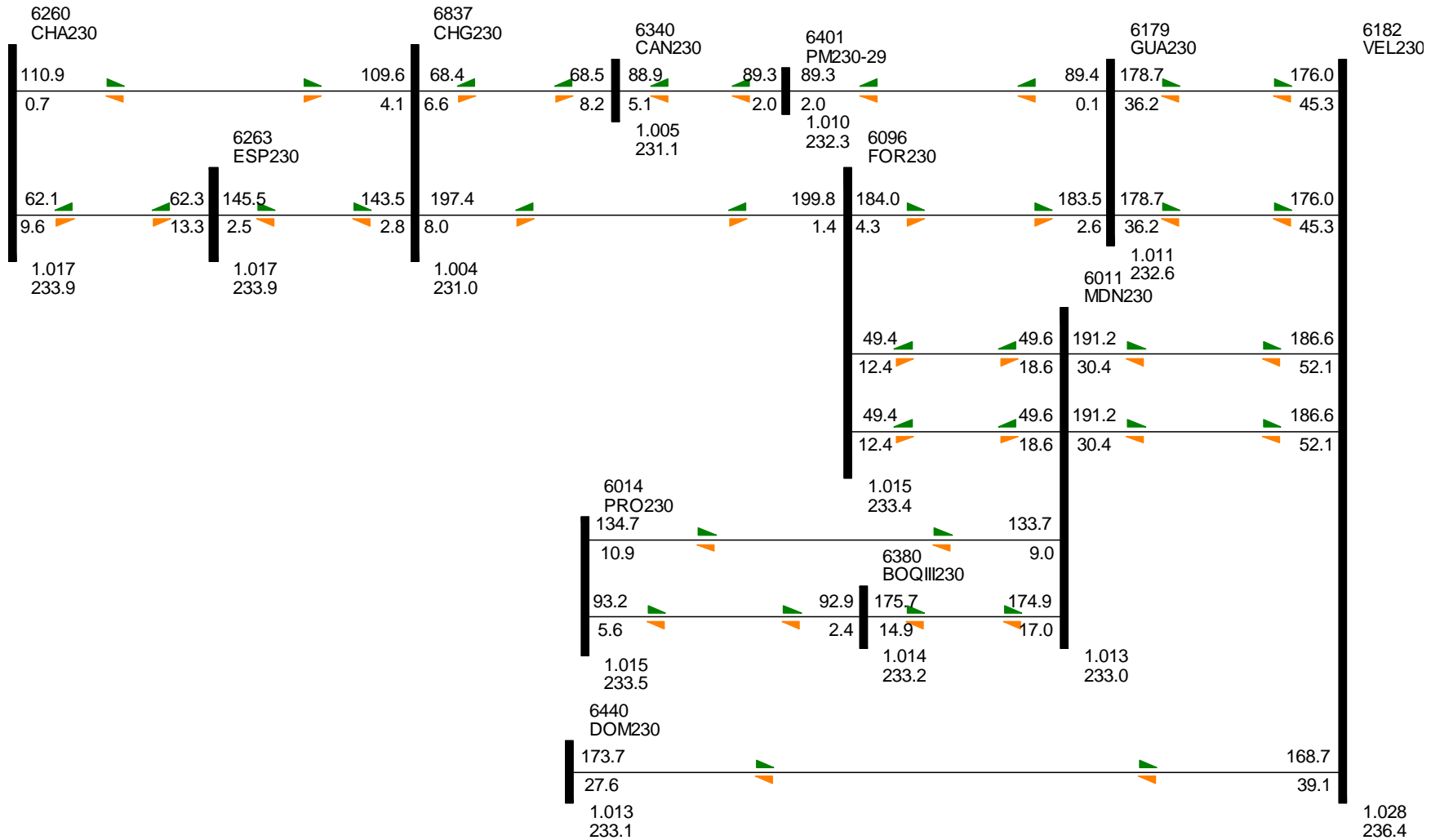
ANEXOIII-7 DIAGRAMAS UNIFILARES LARGO PLAZO

Demanda Alta – 2023 Con 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

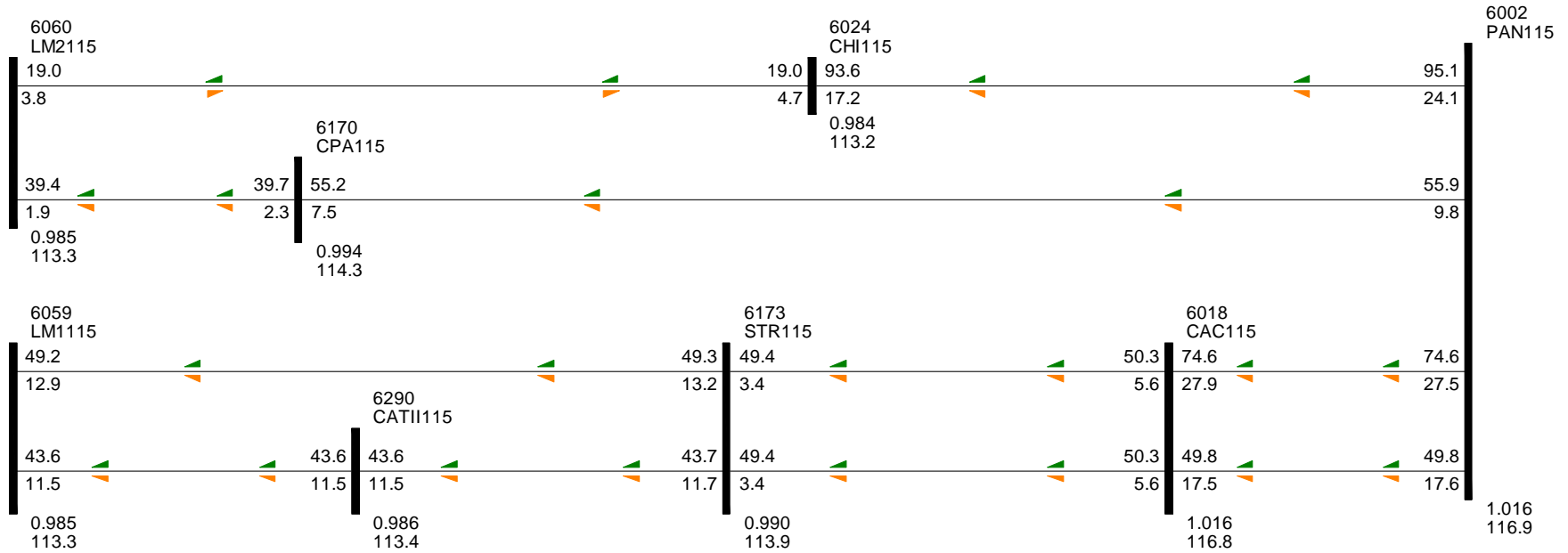


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

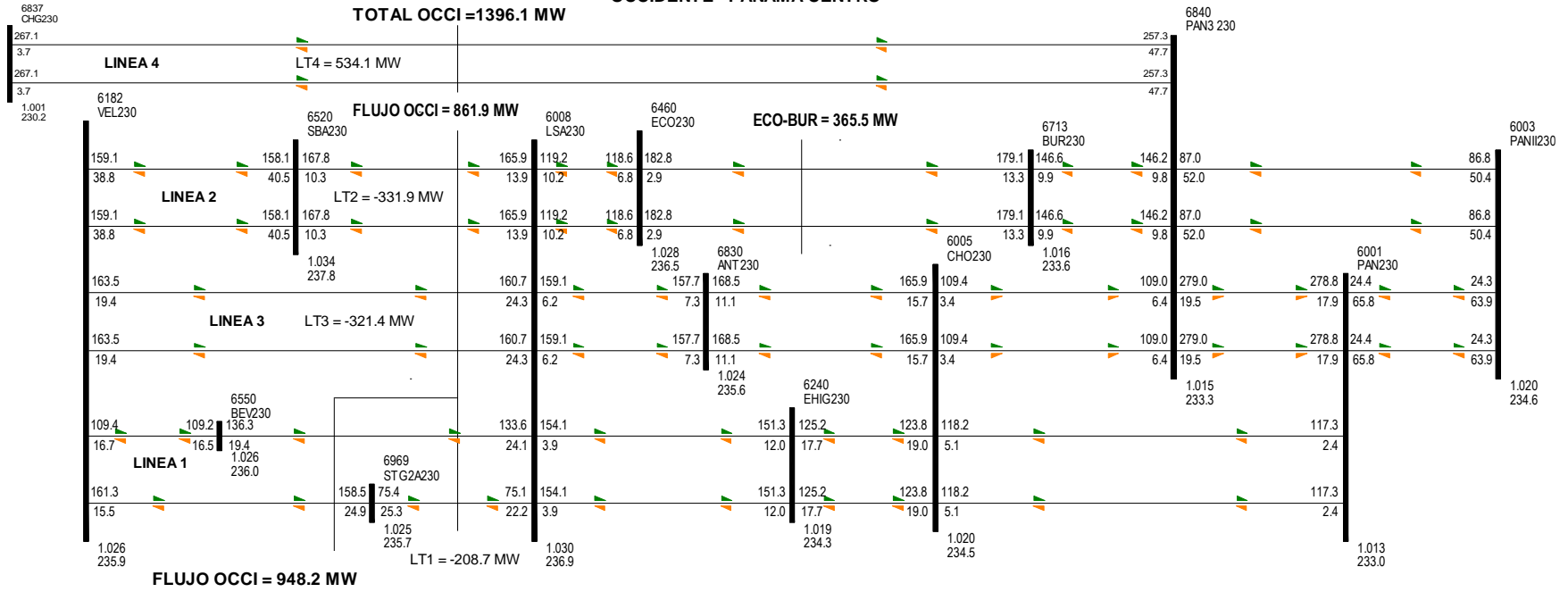
AREA COLON - PANAMA





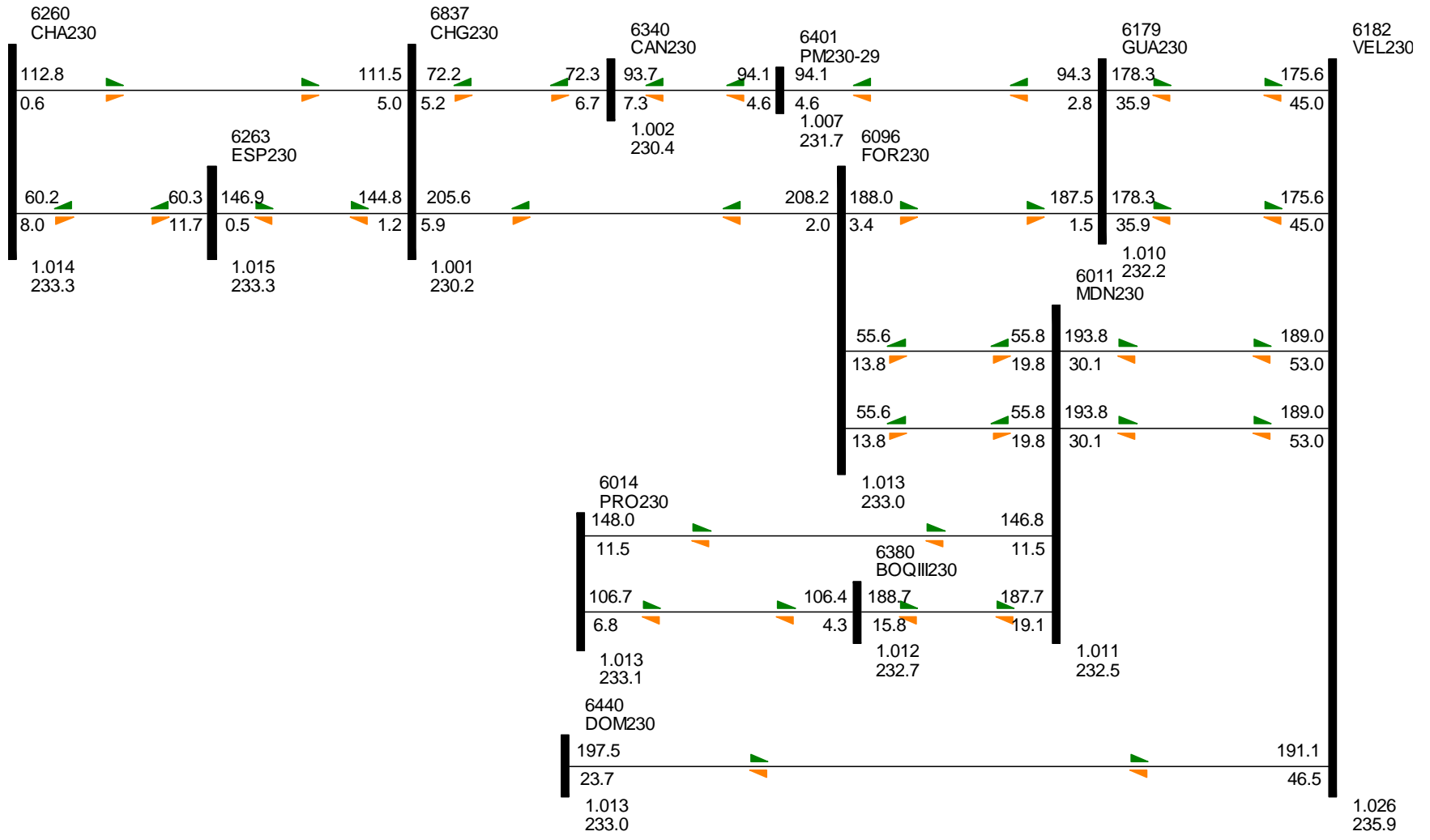
Demanda Alta – 2024 Con 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO



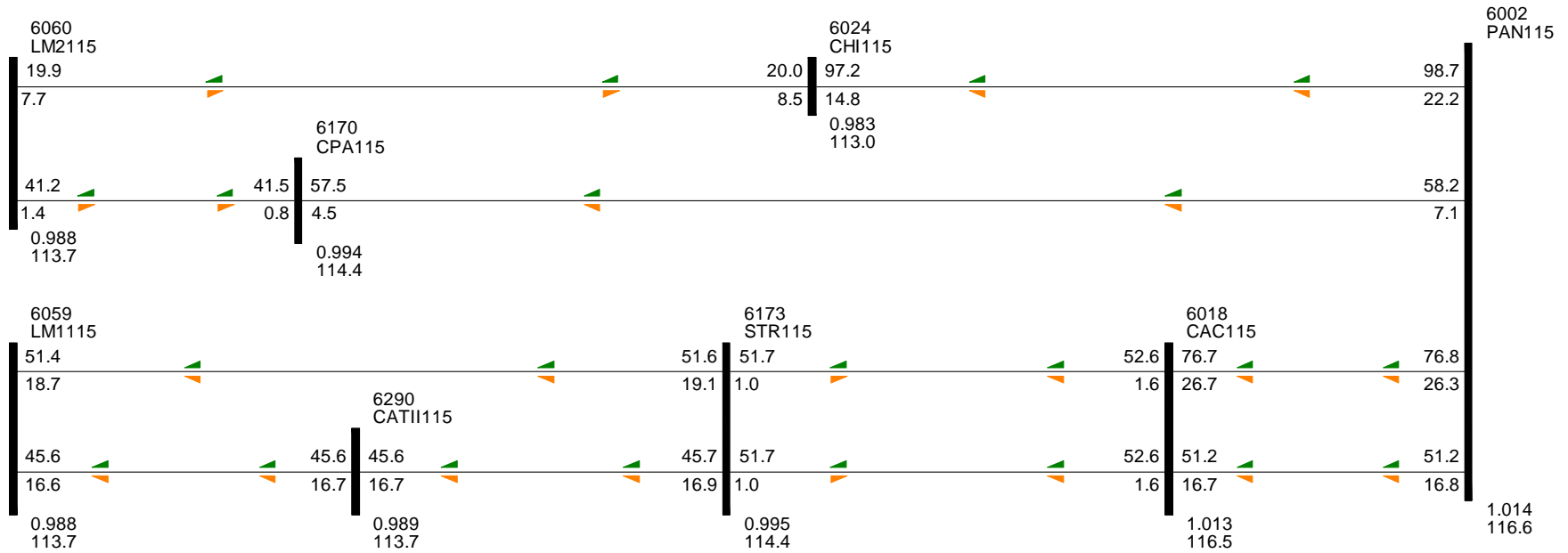
AP

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



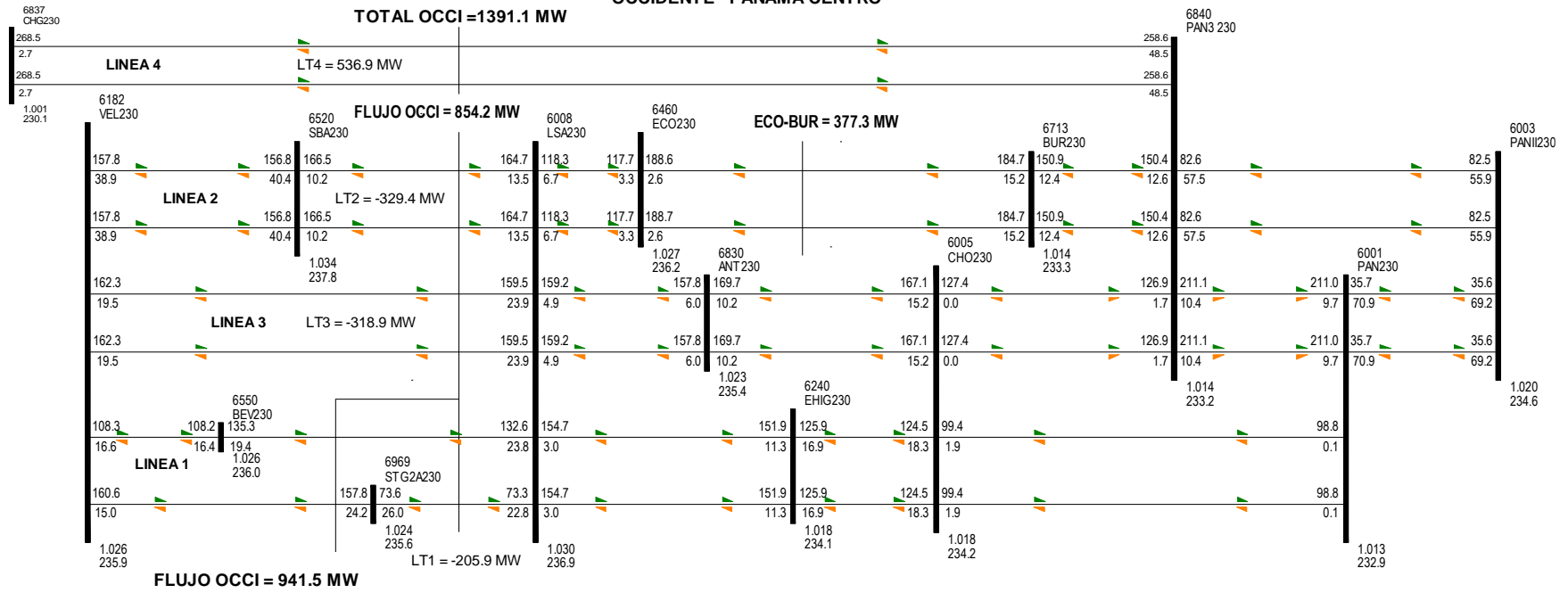
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

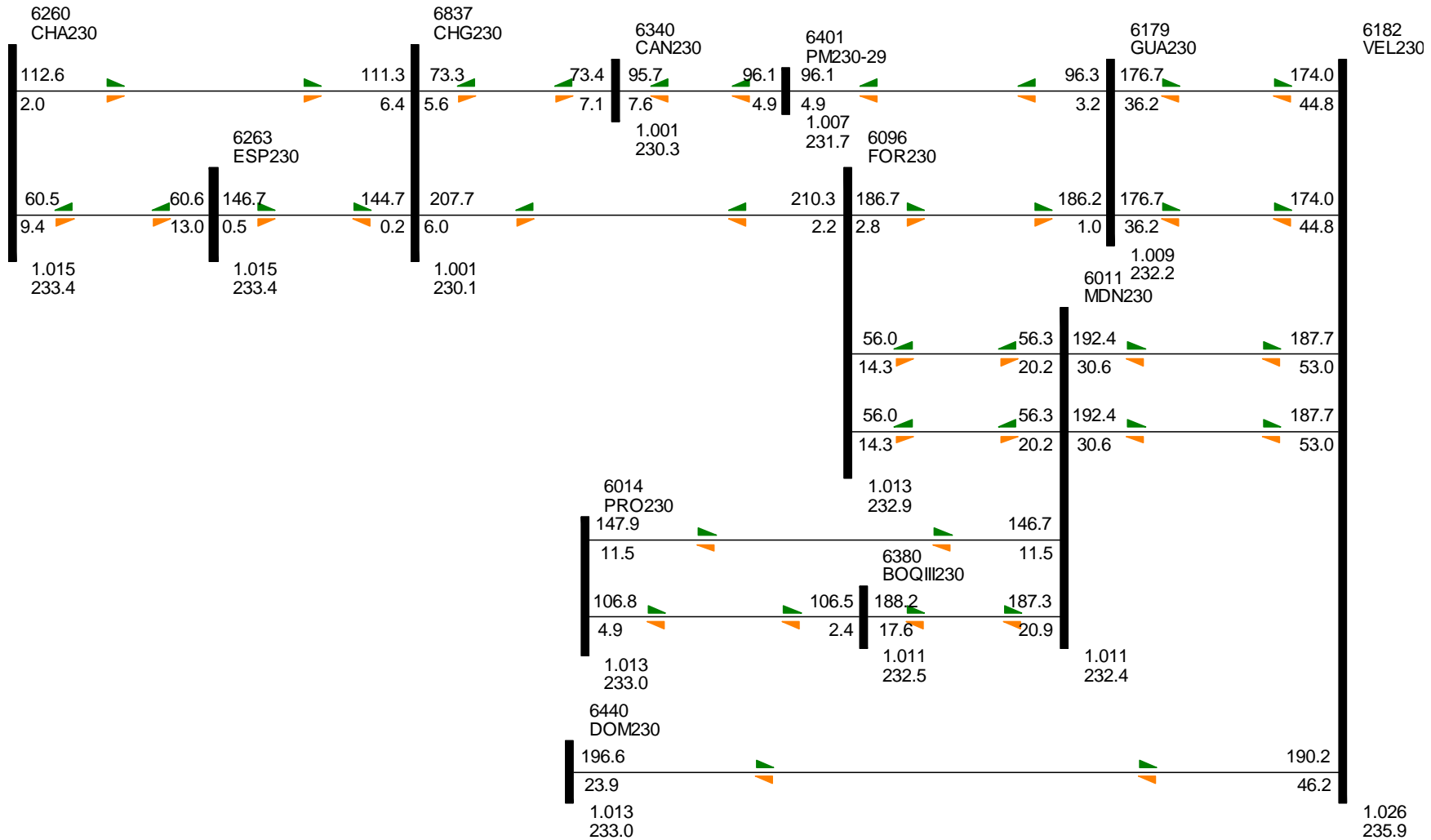


Demanda Alta – 2025 Con 4ta Línea

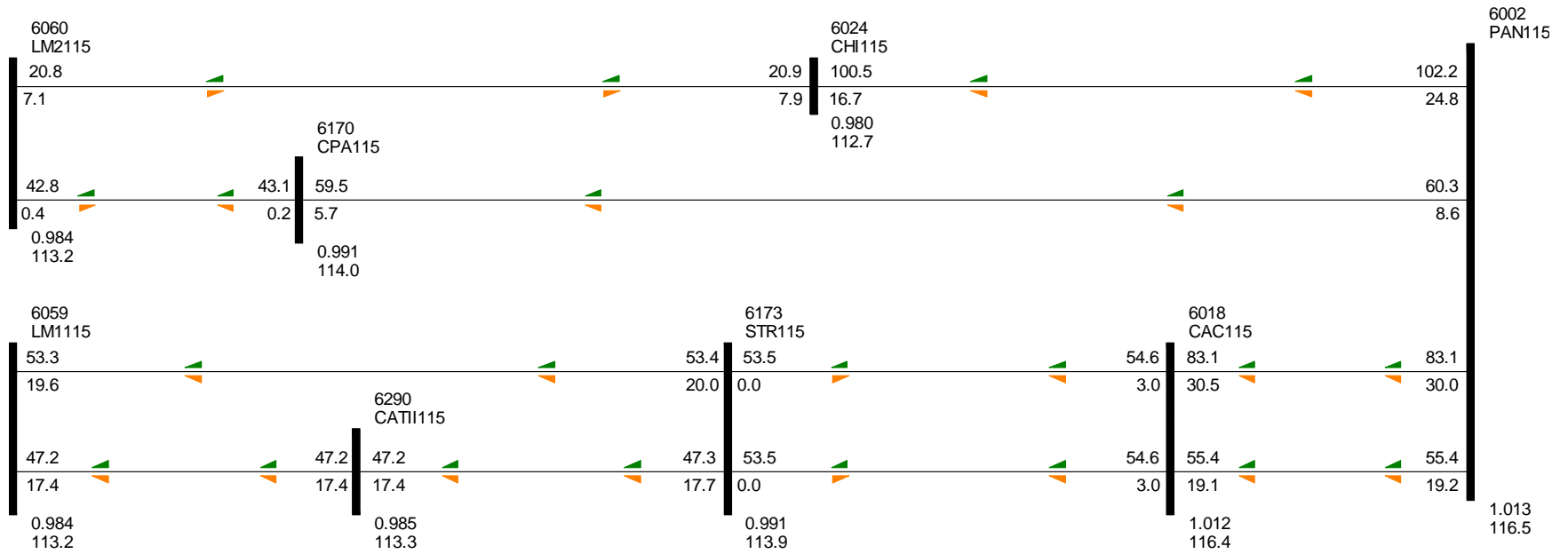
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO



SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE

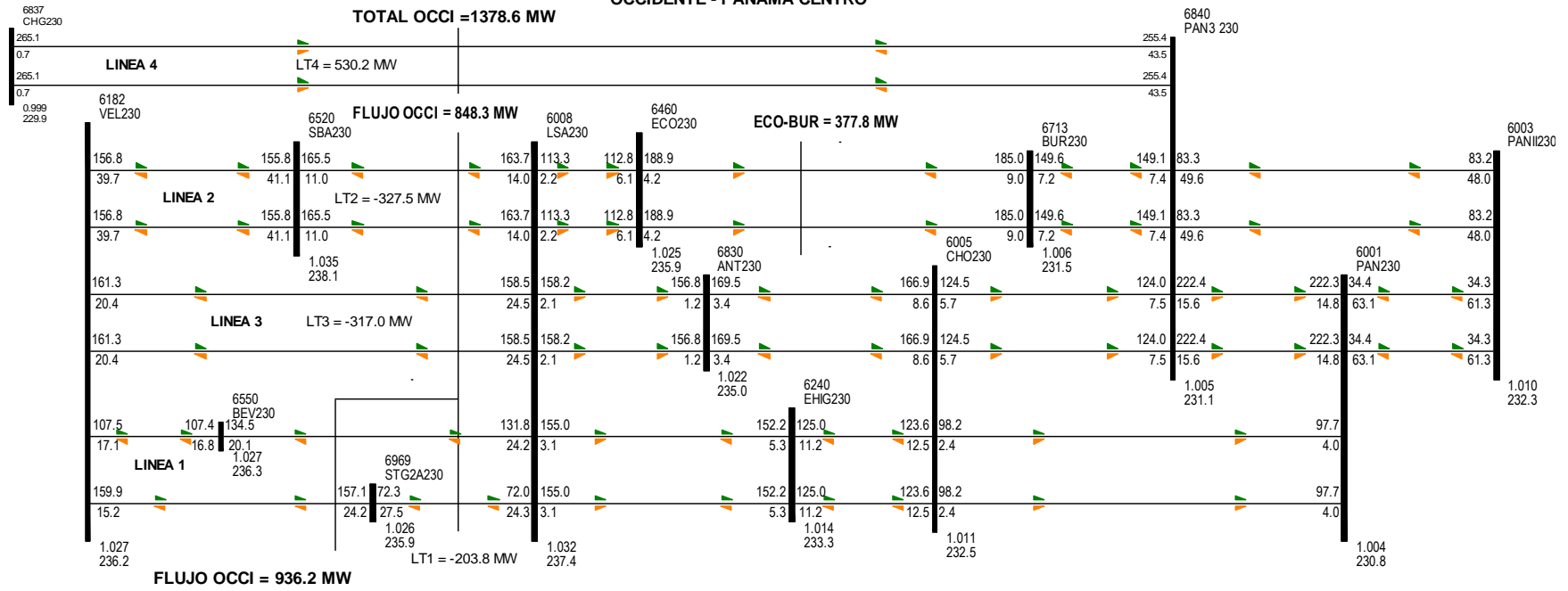


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV) AREA COLON - PANAMA



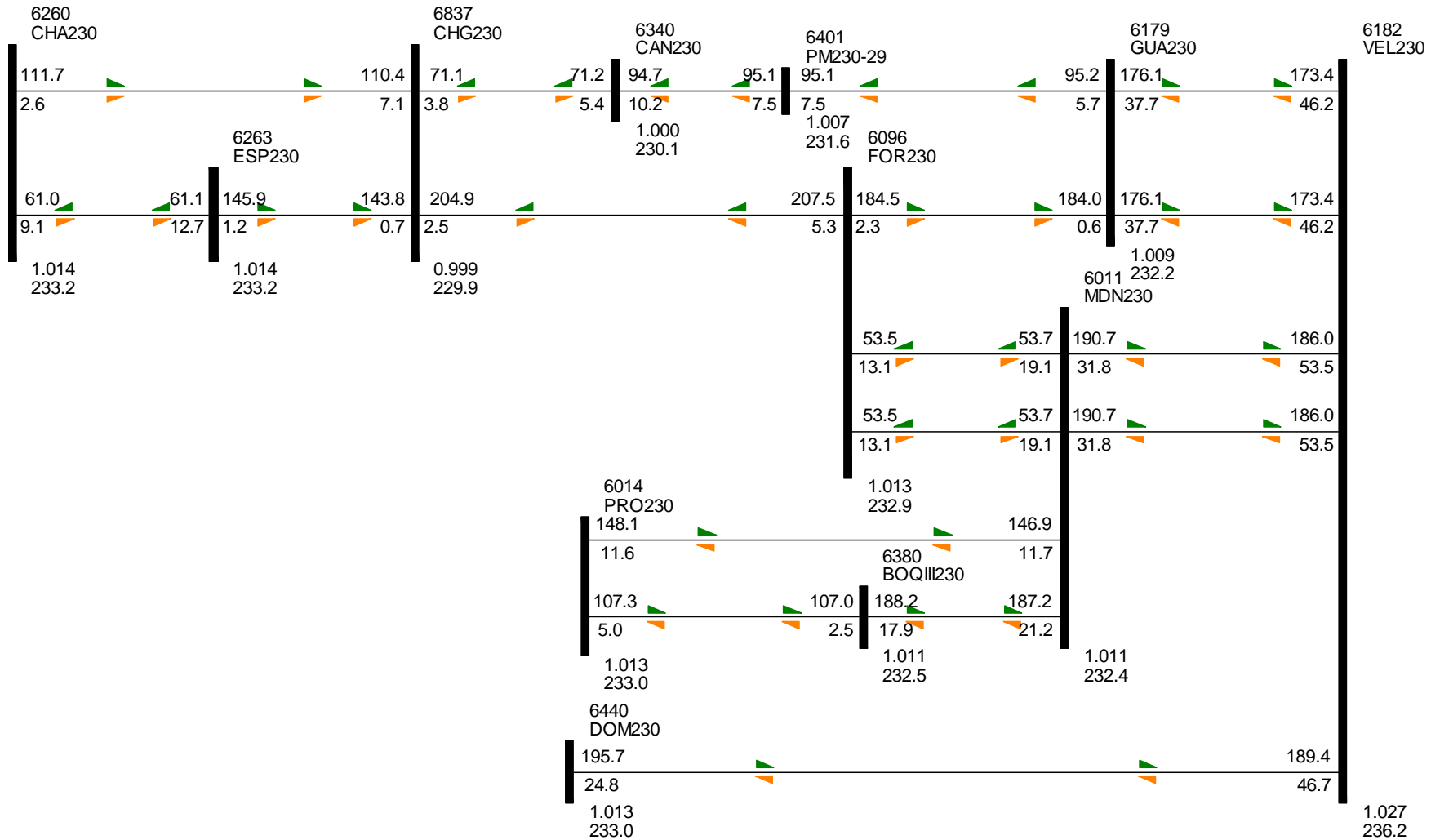
Demanda Alta – 2026 Con 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO



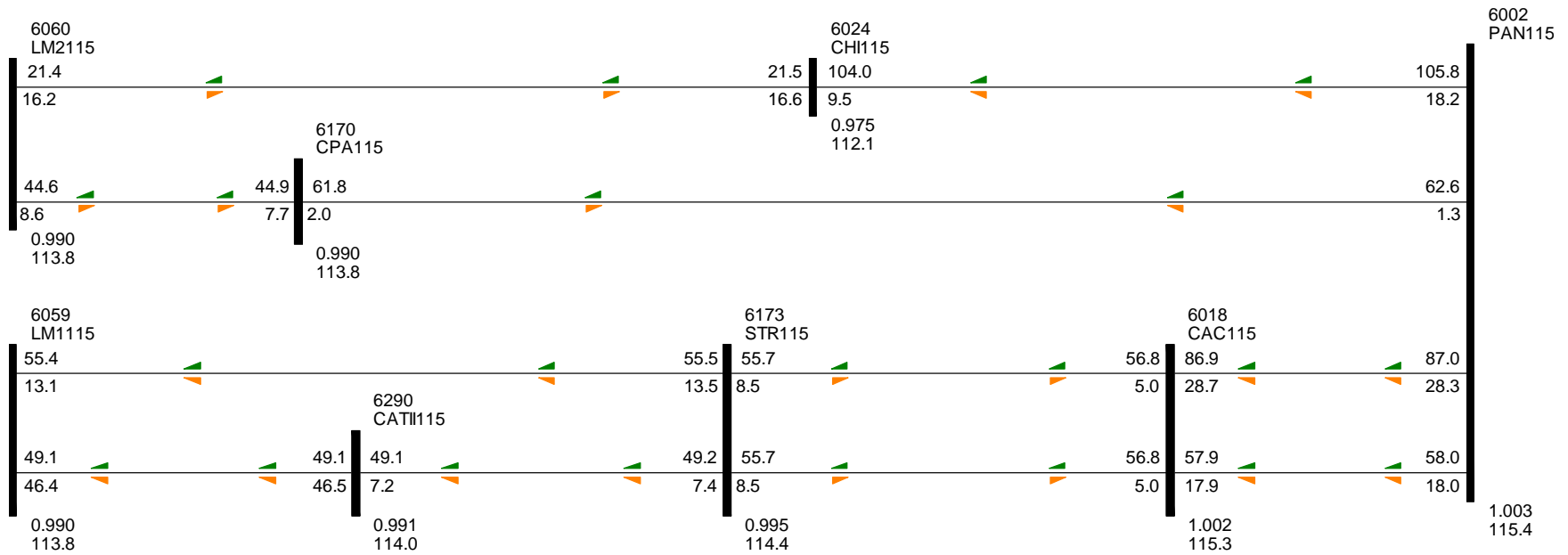
AP

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



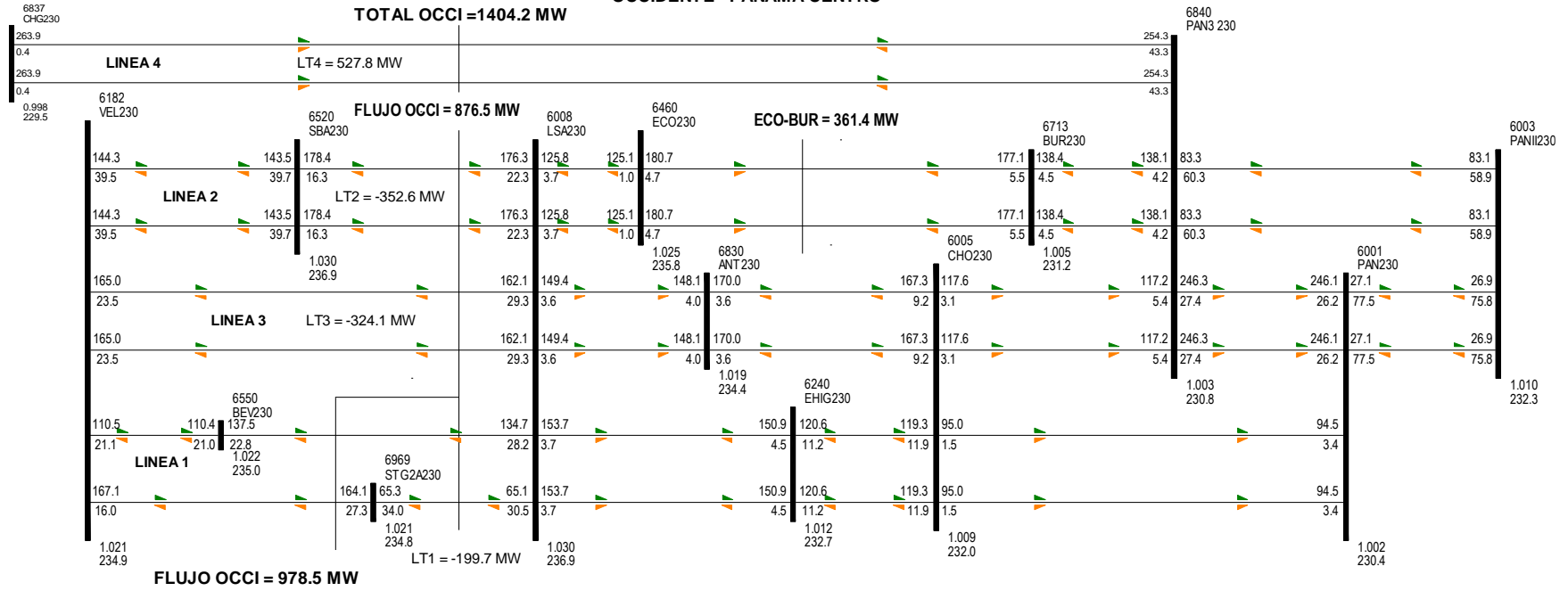
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

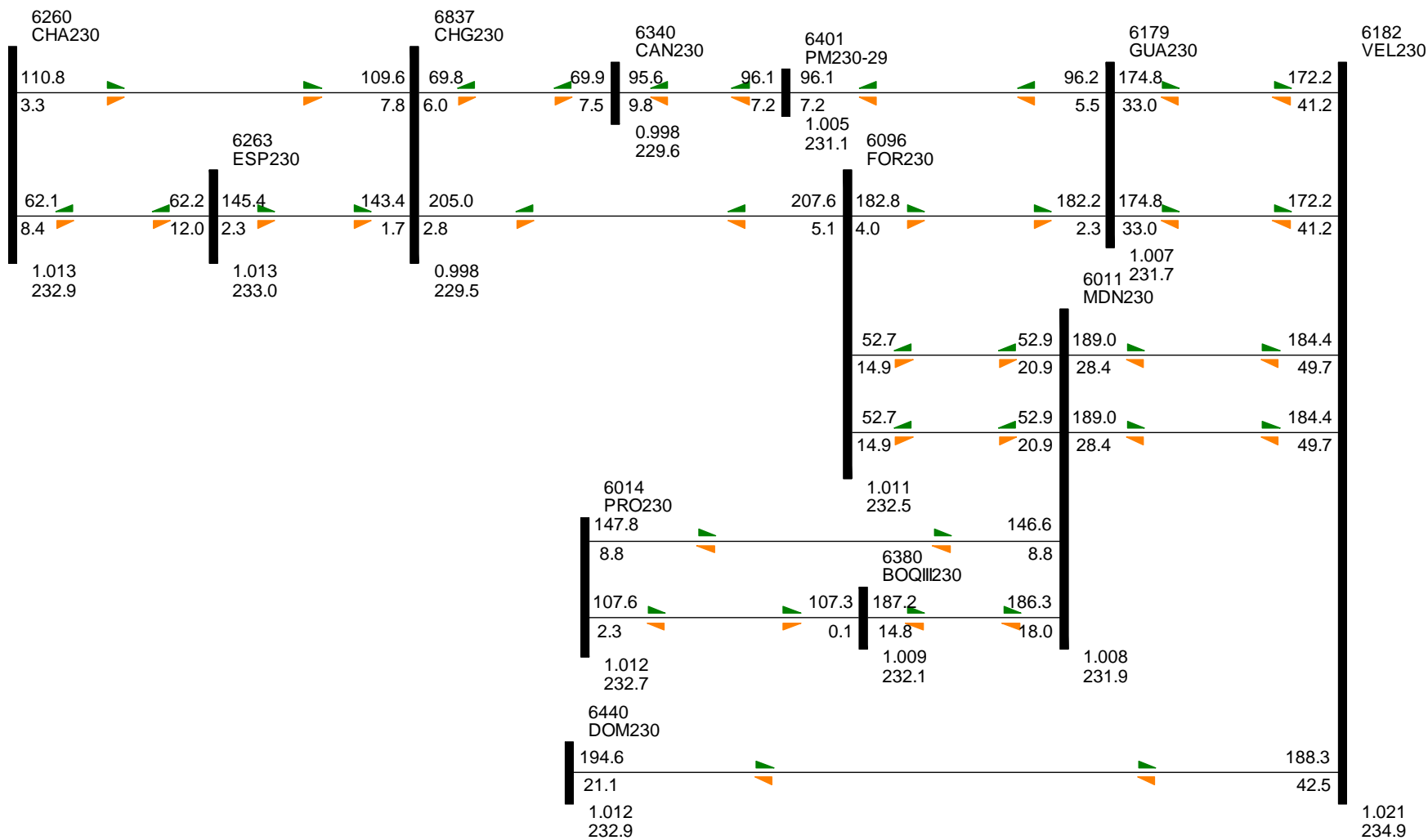


Demanda Alta – 2028 Con 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

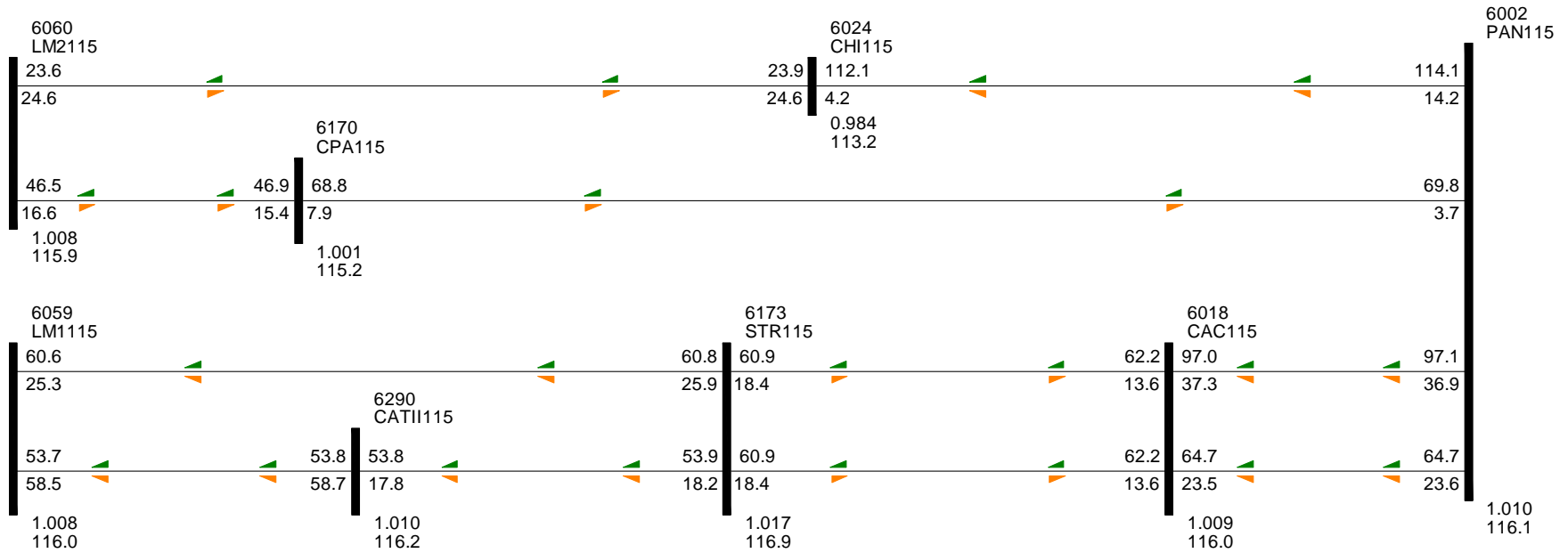


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



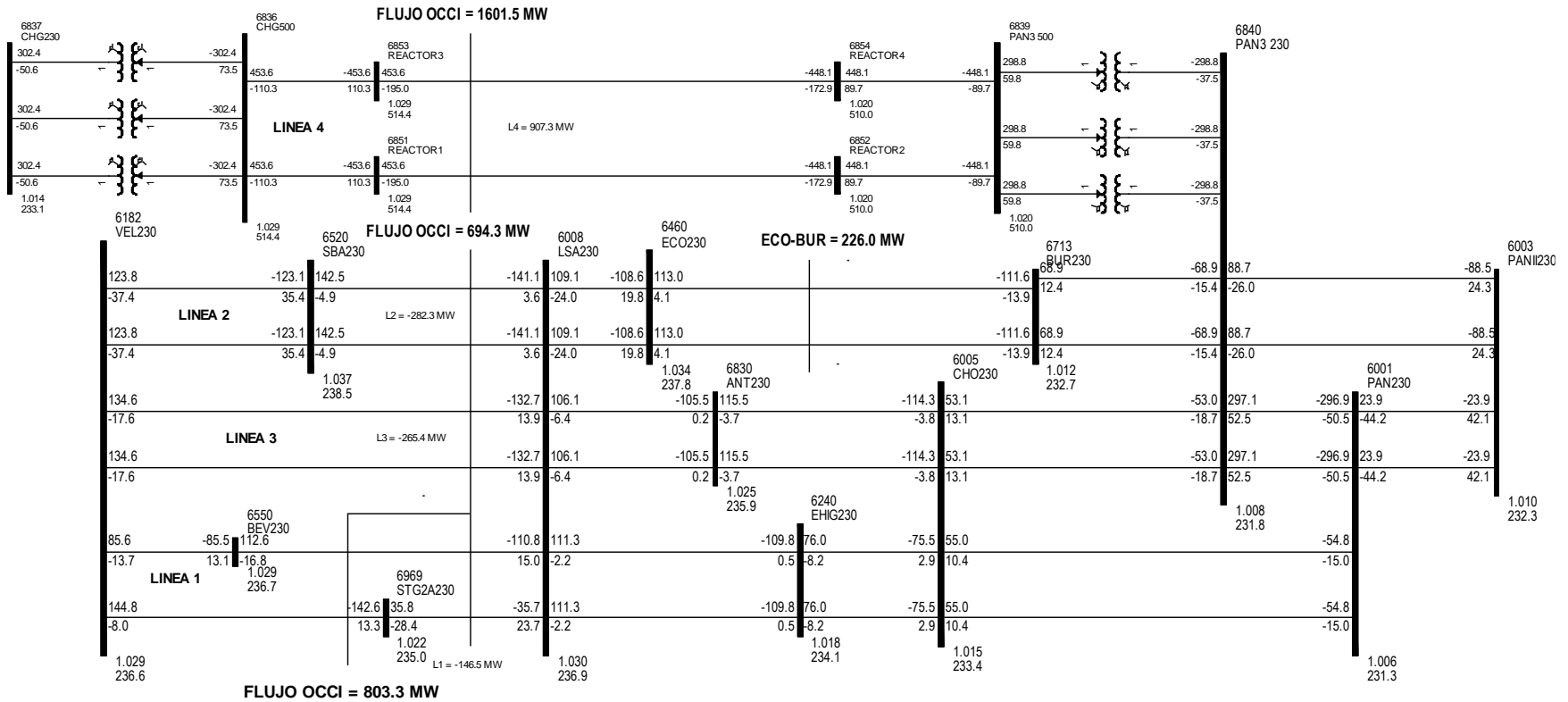
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

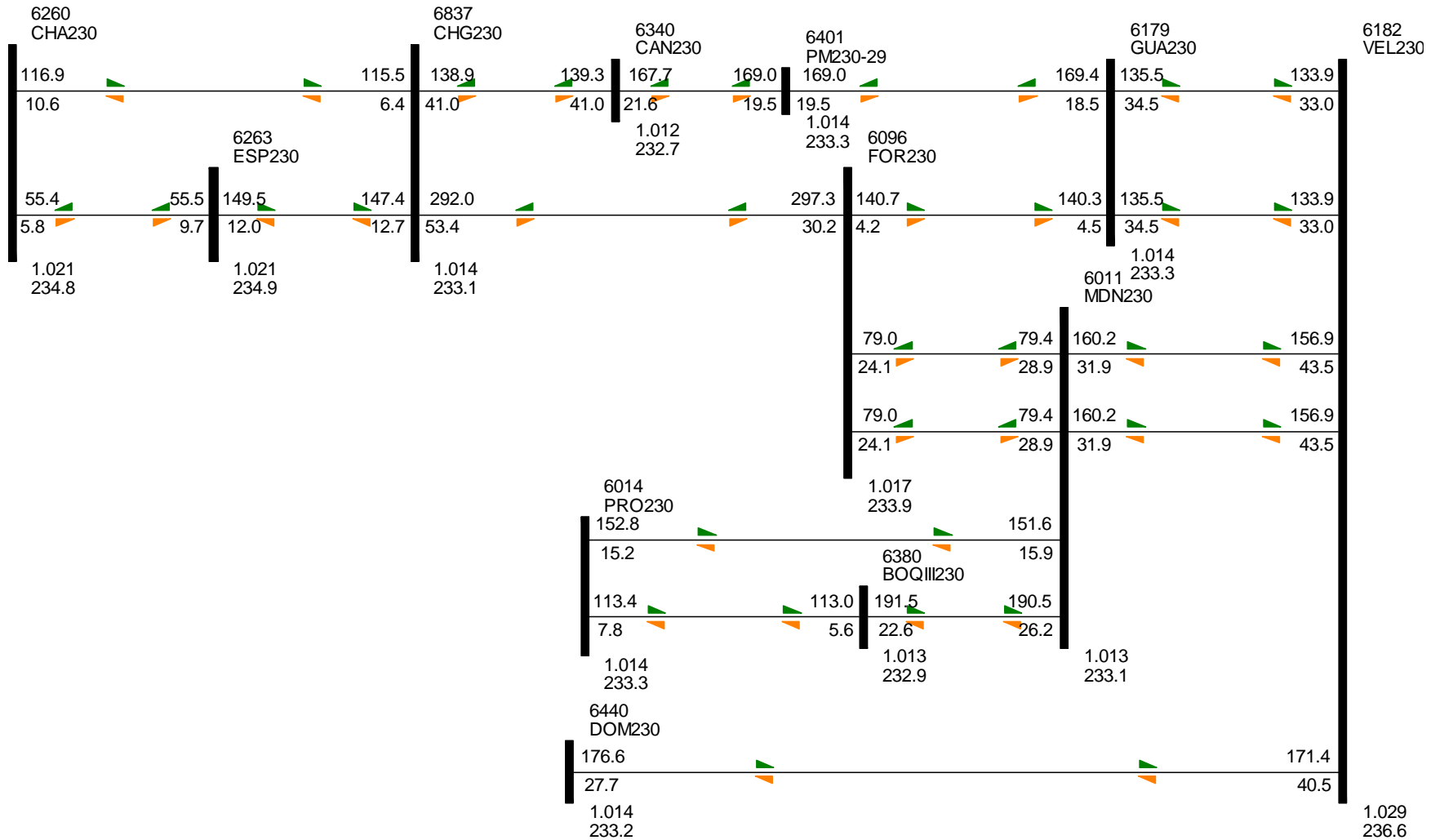


Demanda Alta – 2030 Con 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

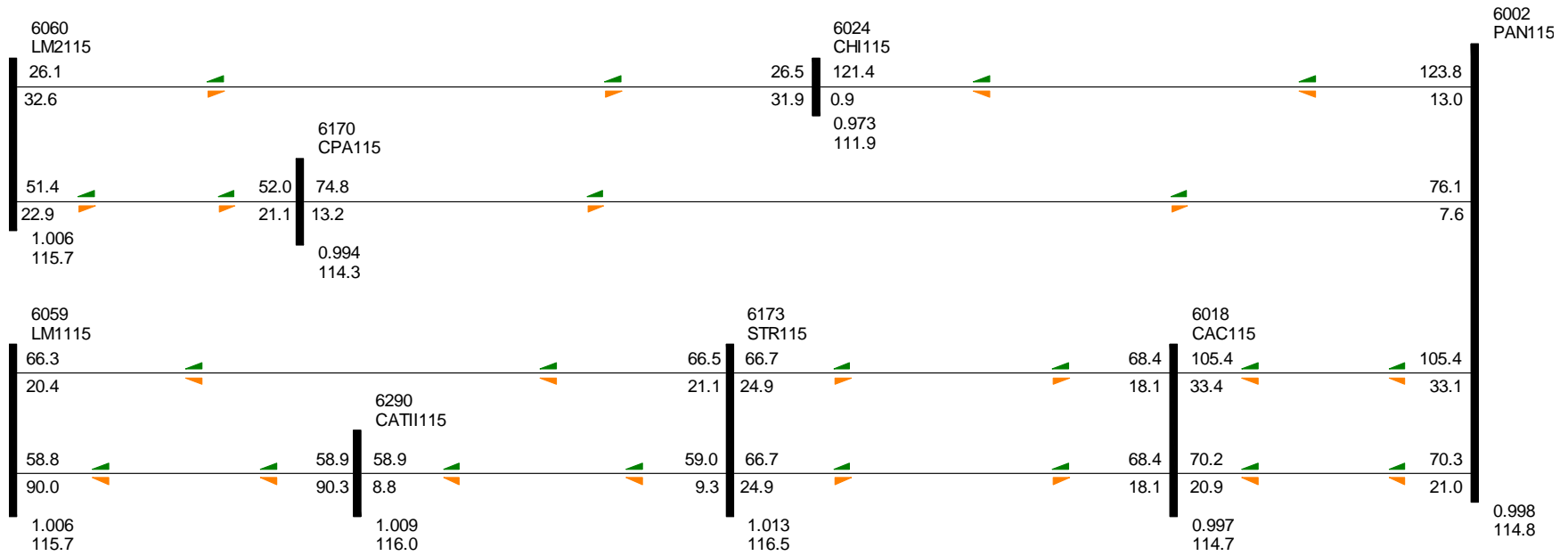


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



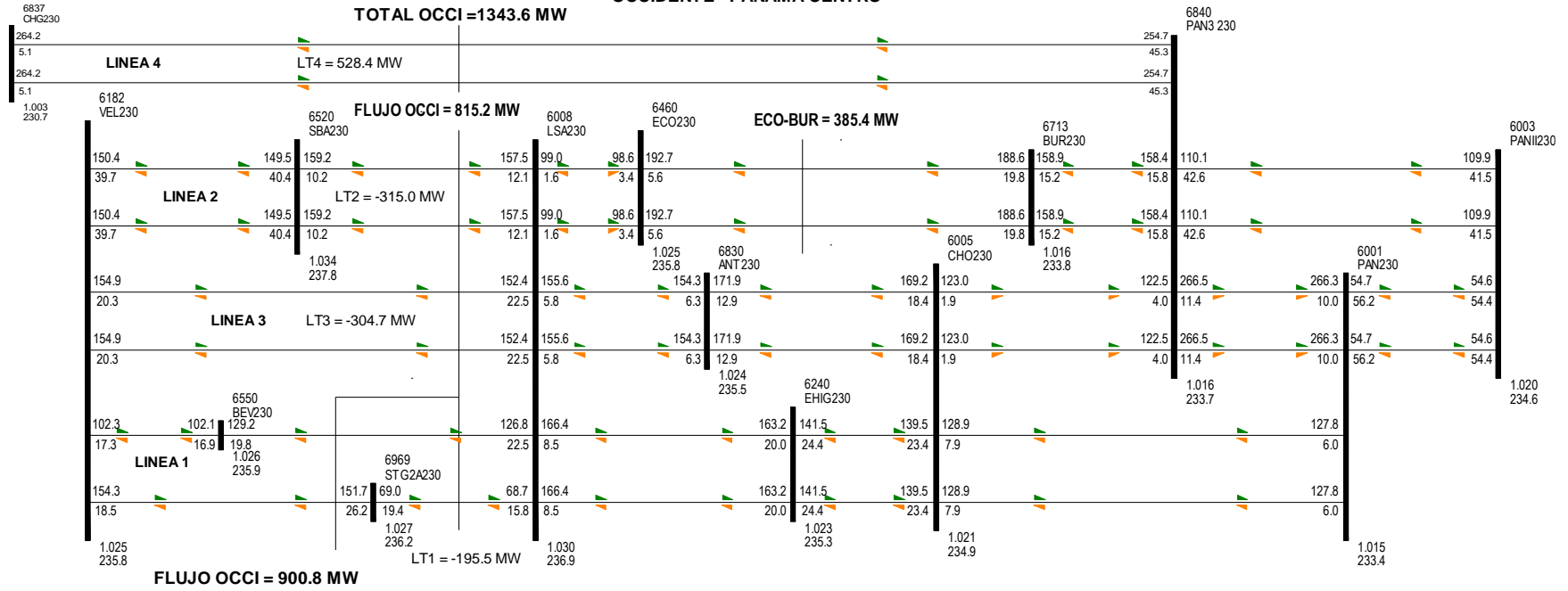
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

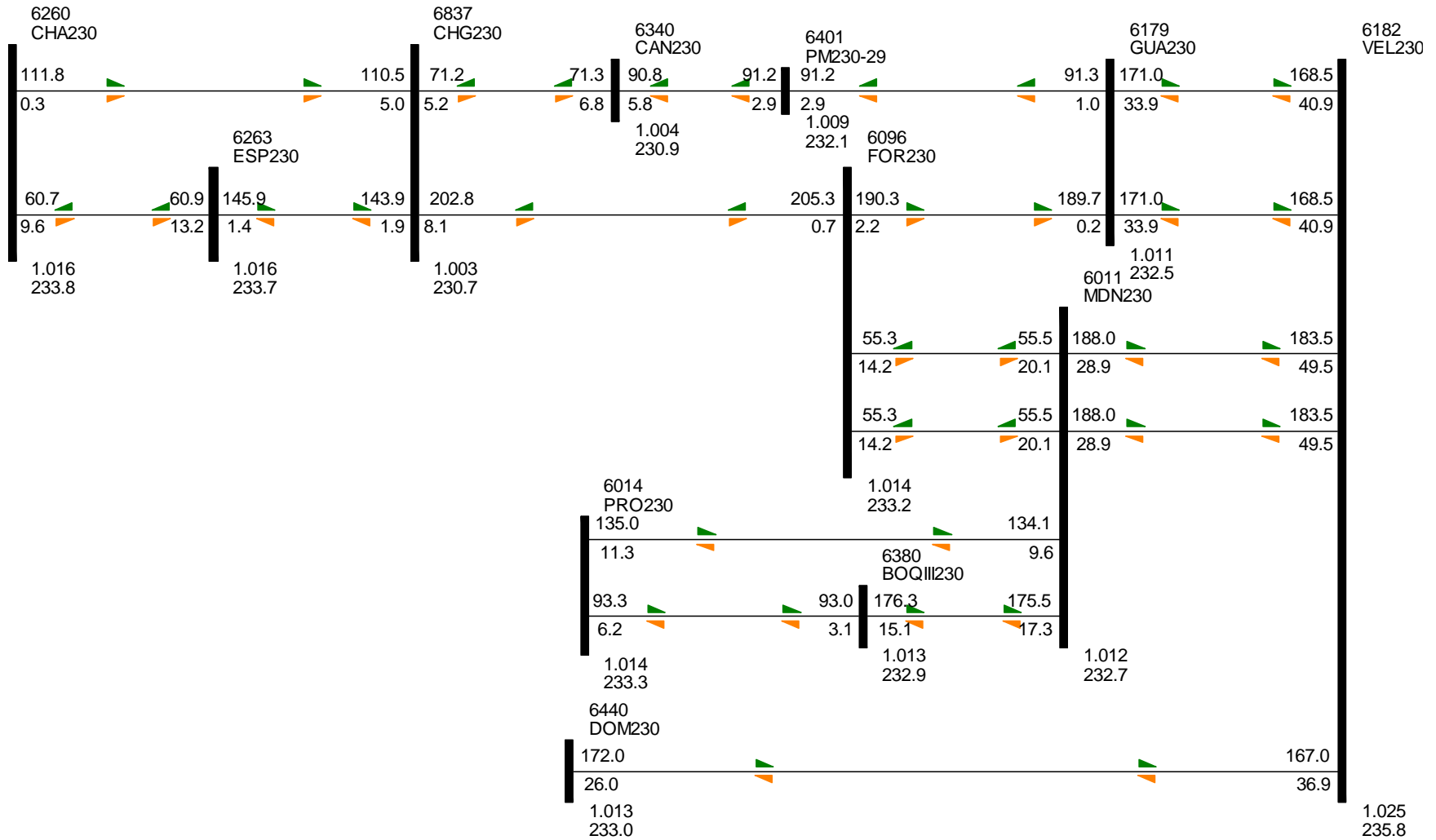


Referencia – 2023 Con 4ta Línea

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**

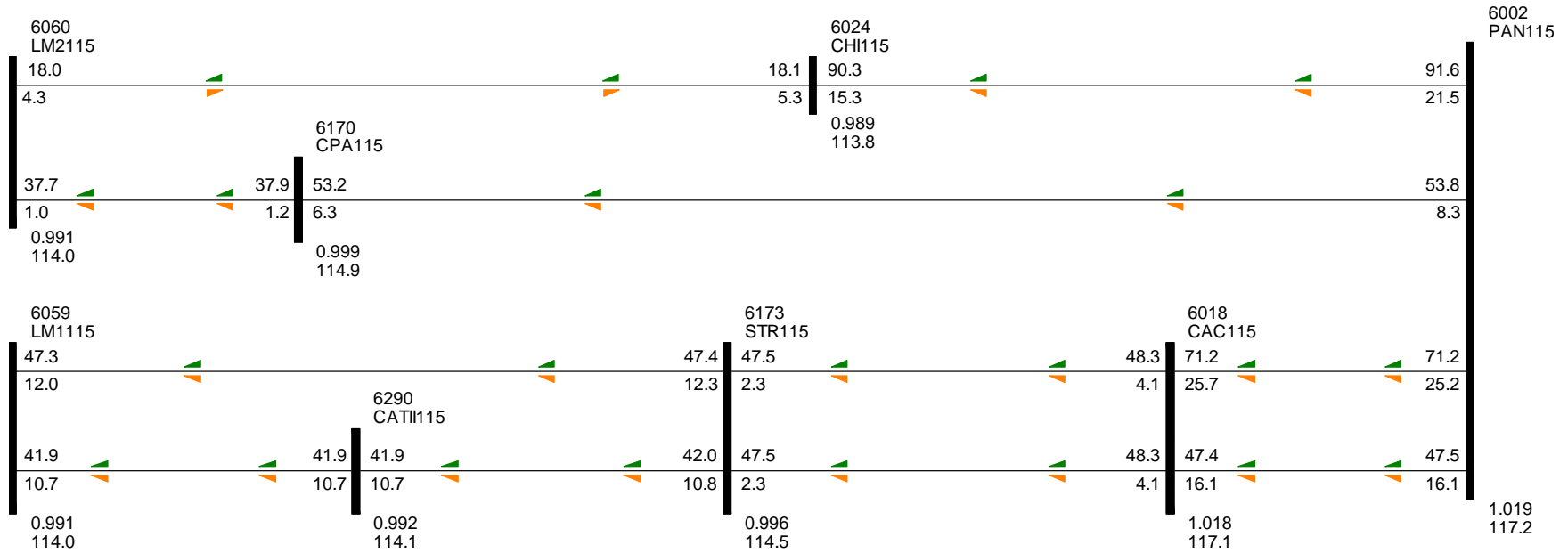


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



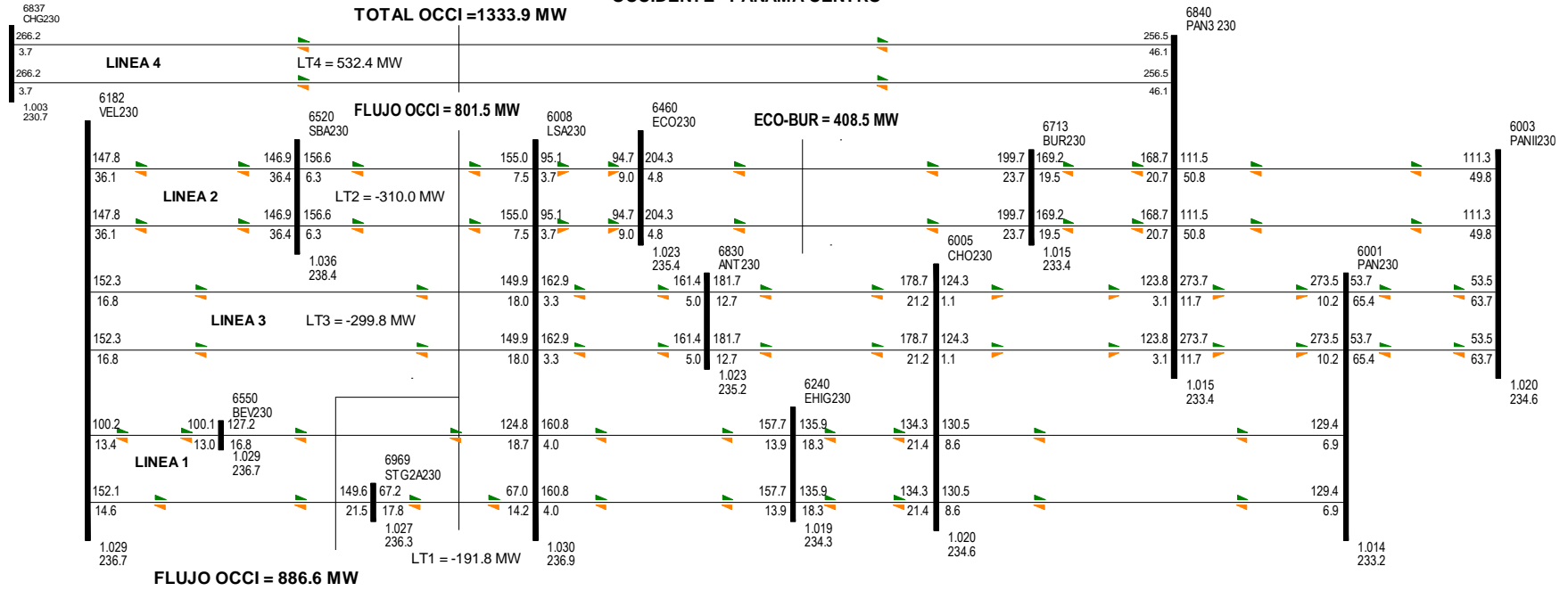
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA



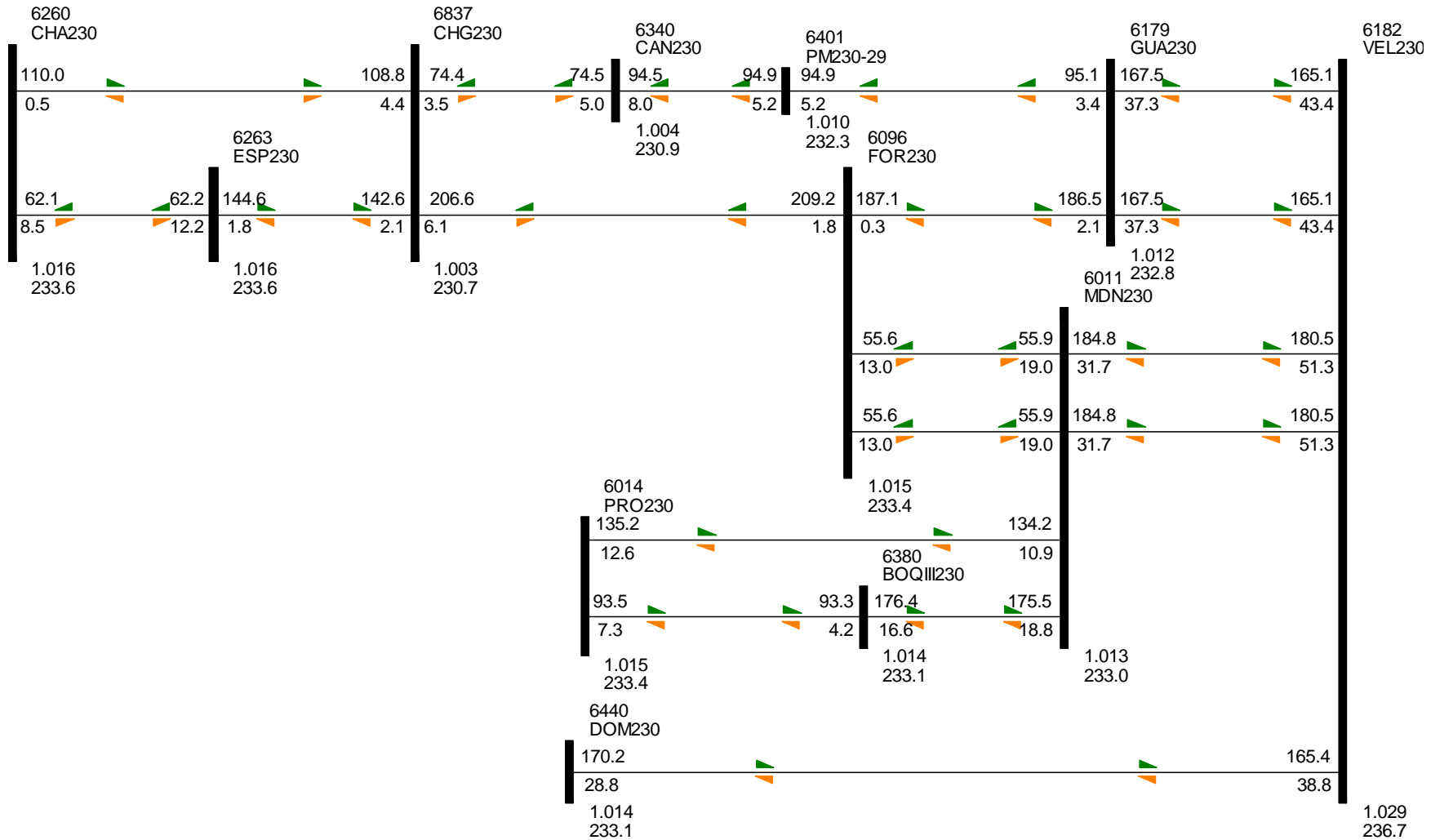
Referencia – 2024 Con 4ta Línea

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**



AP

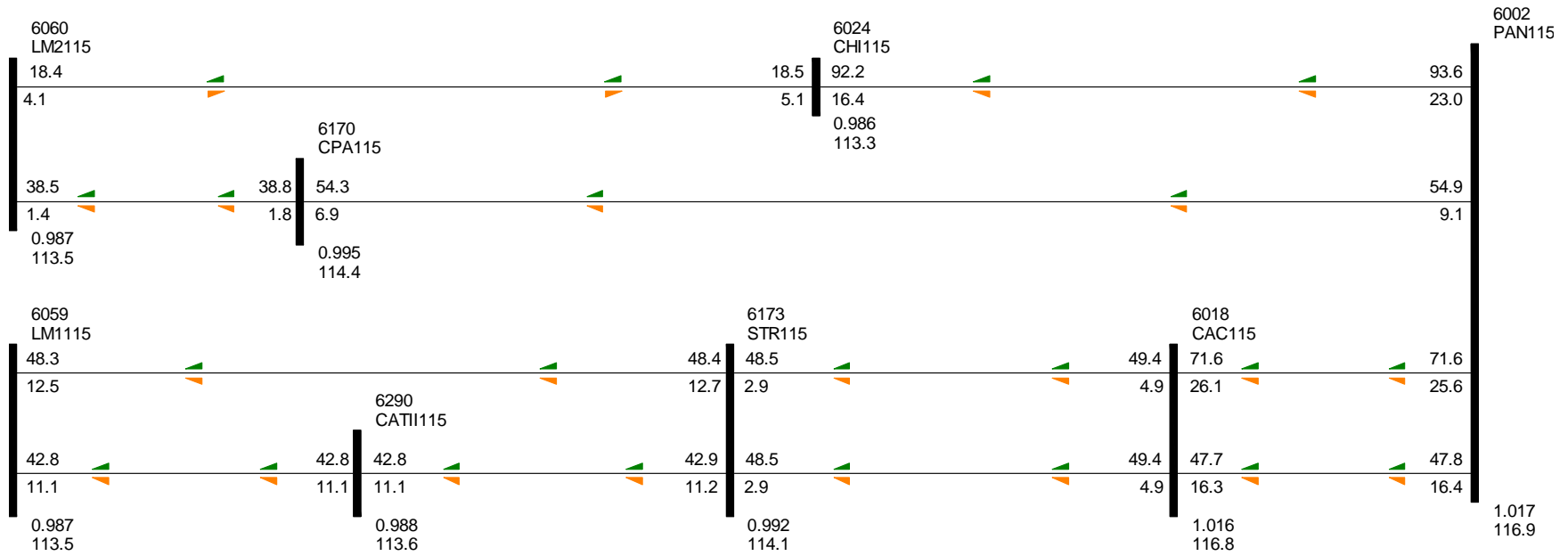
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



AP

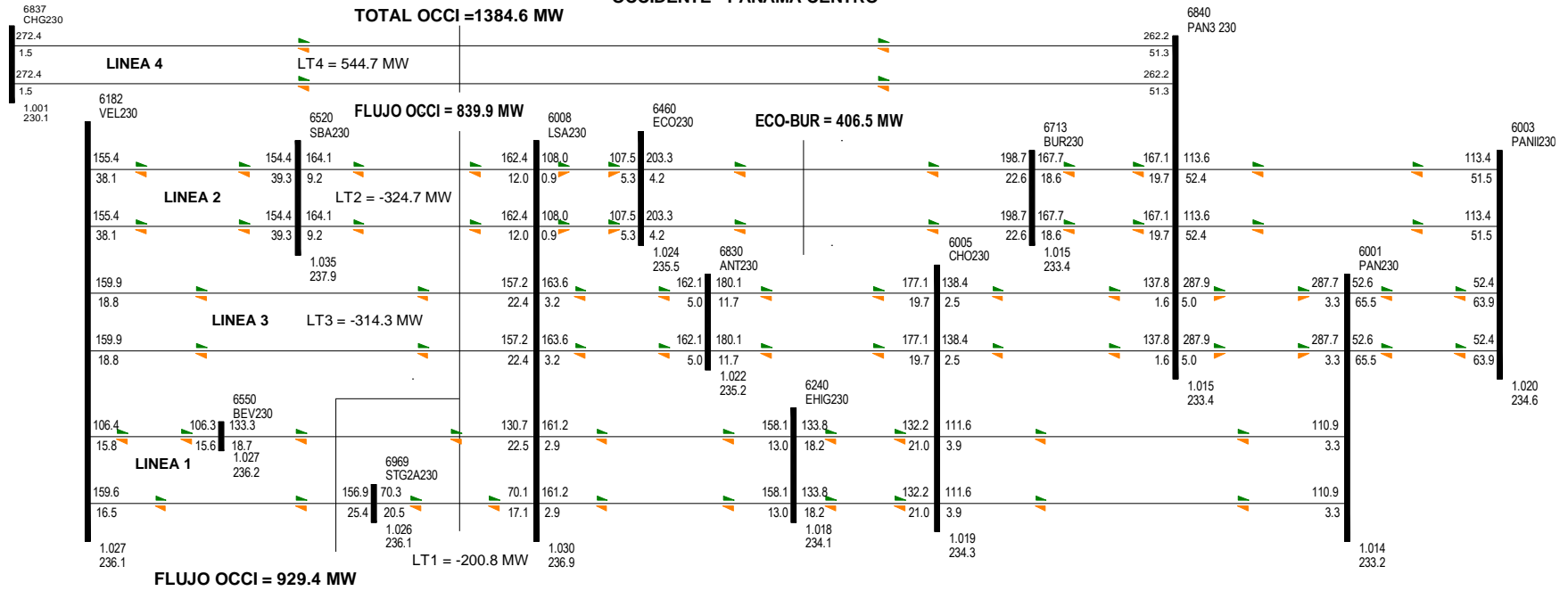
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

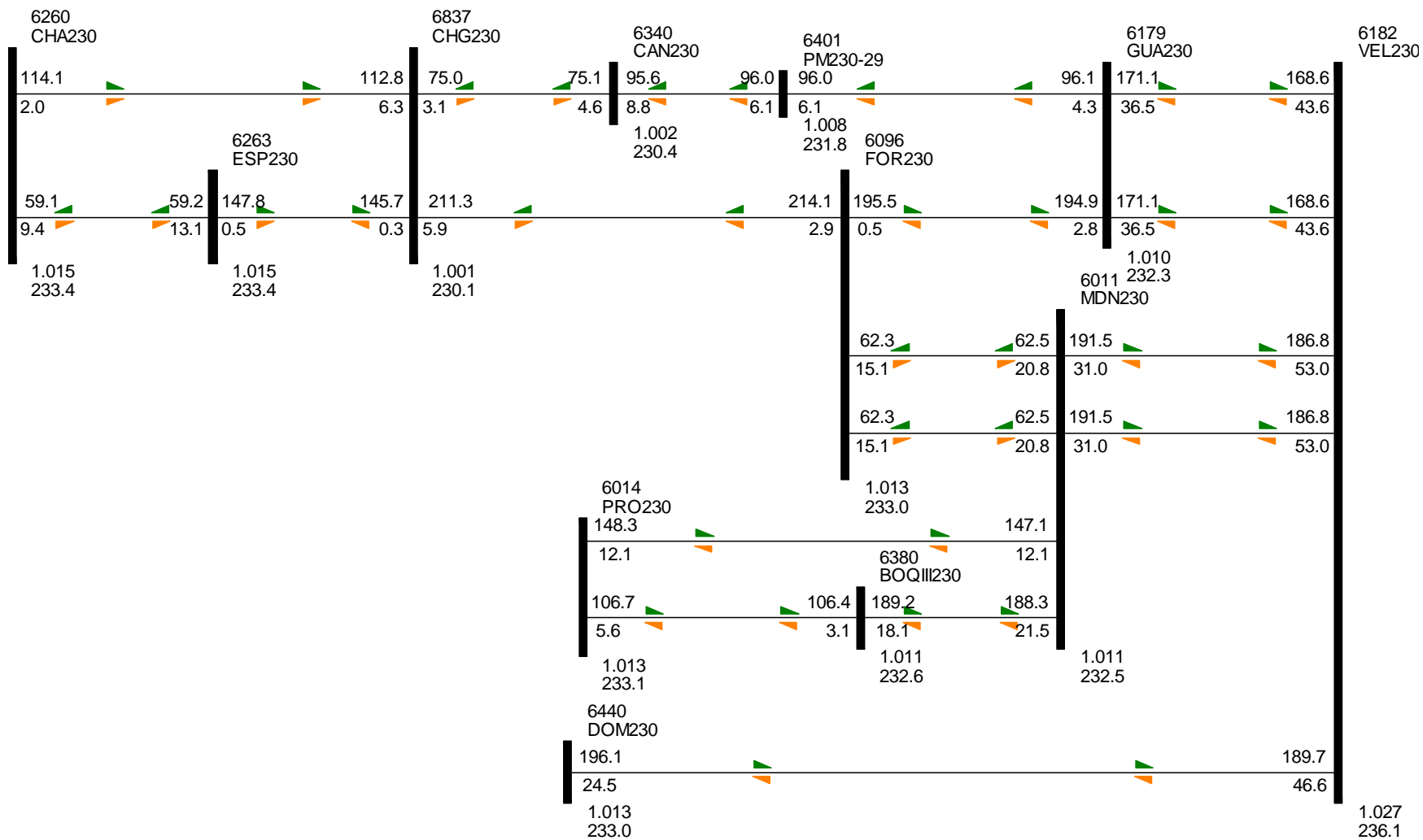


Referencia – 2025 Con 4ta Línea

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**

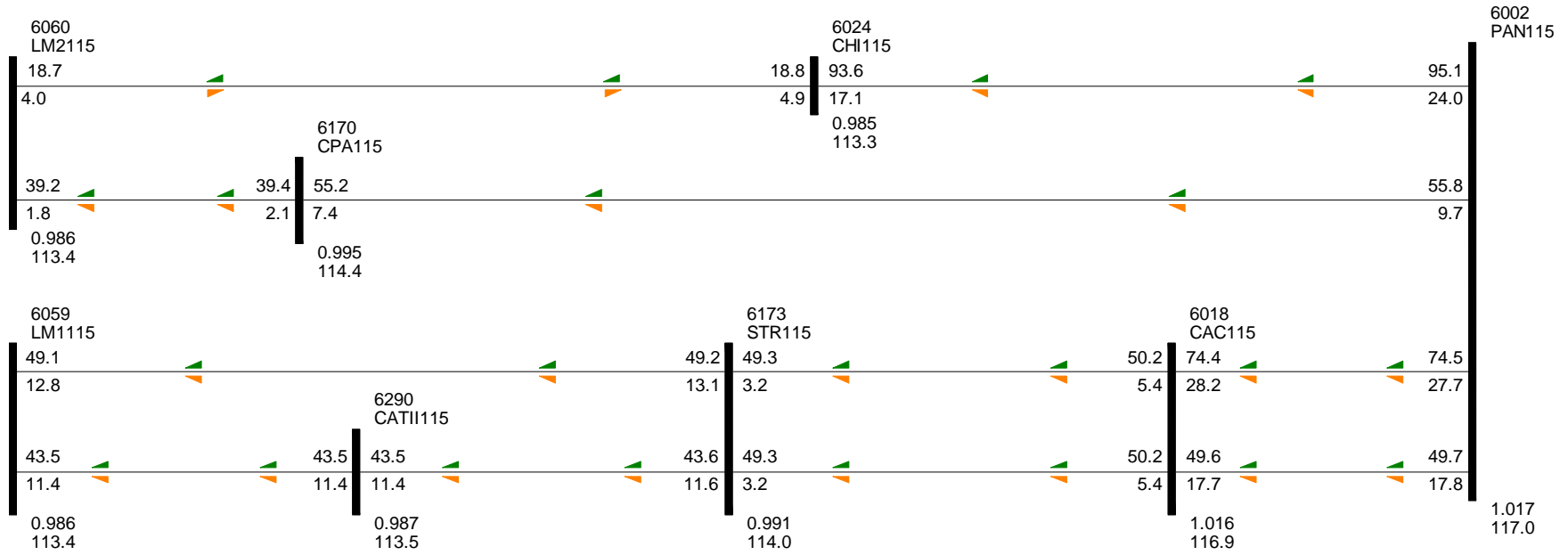


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



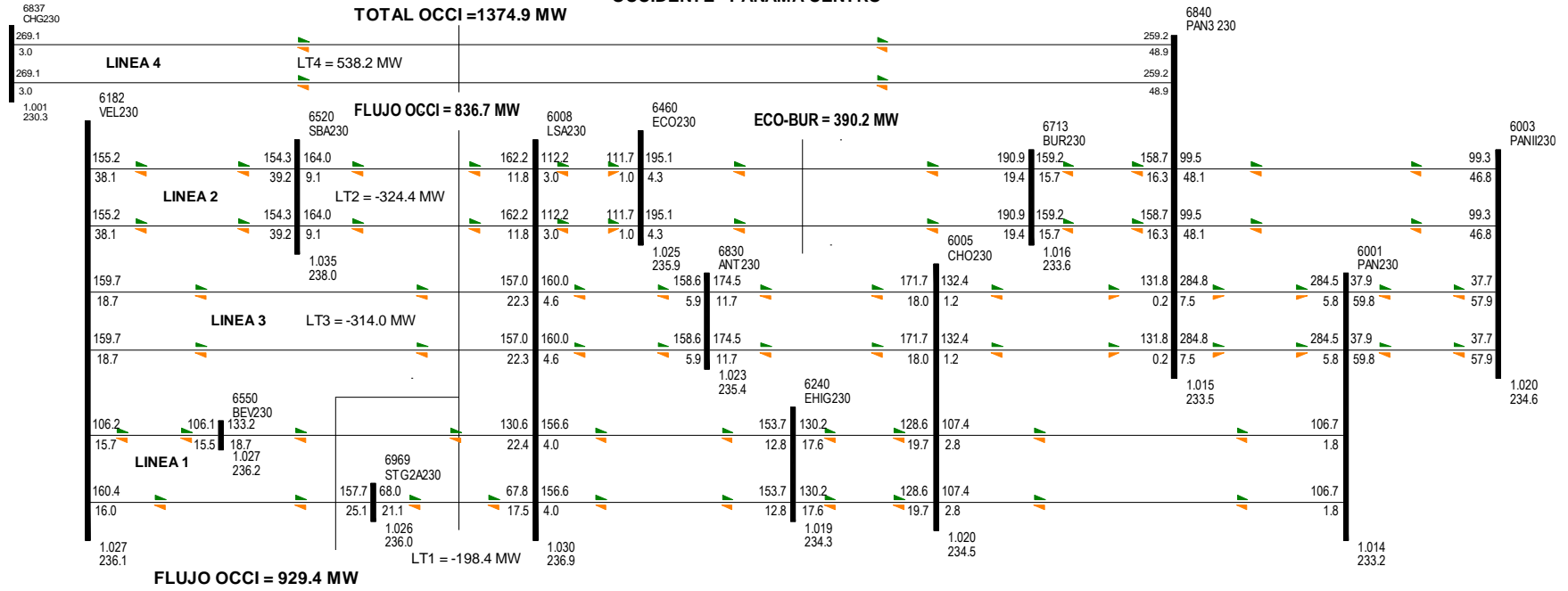
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

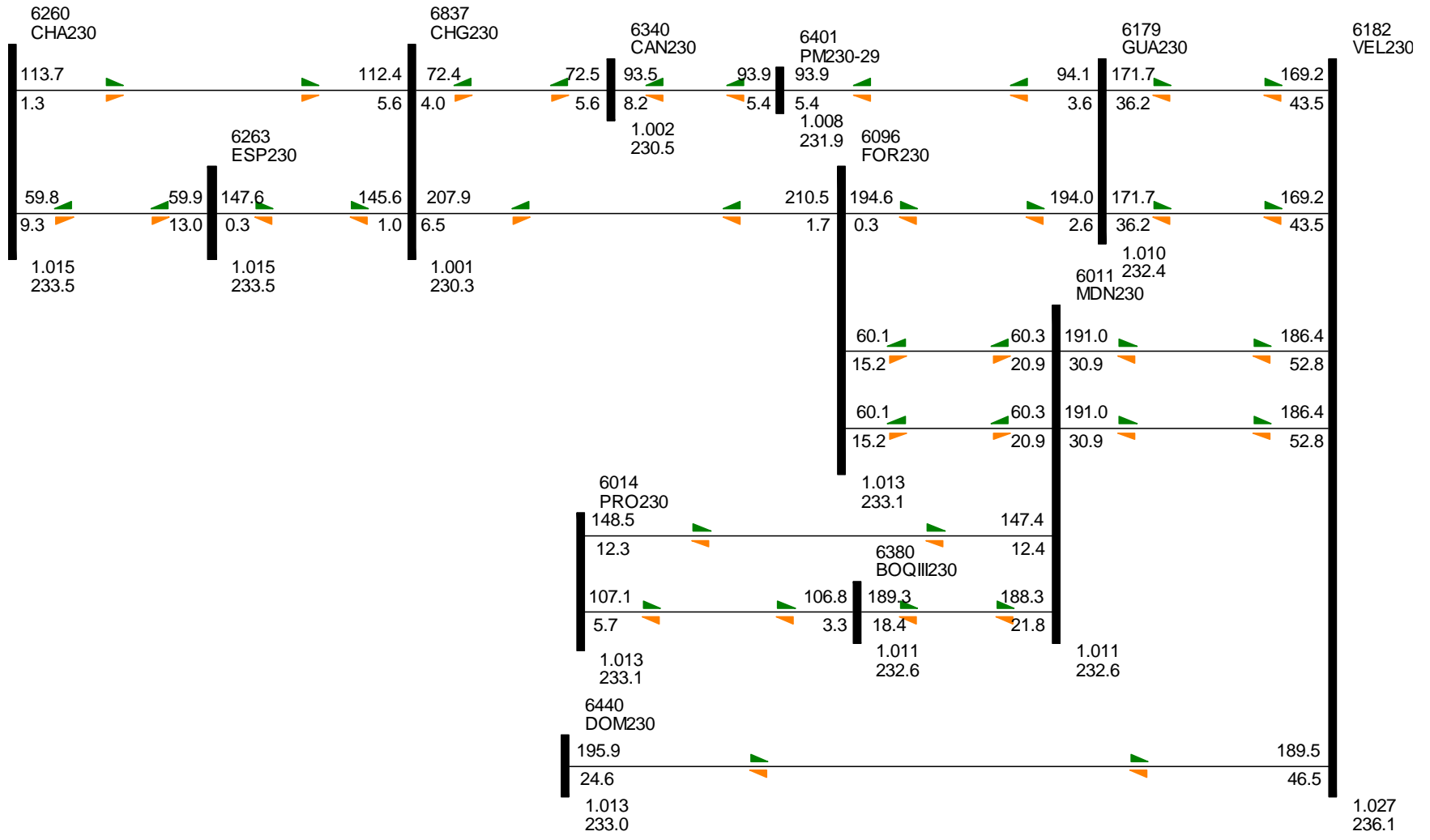


Referencia – 2026 Con 4ta Línea

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**

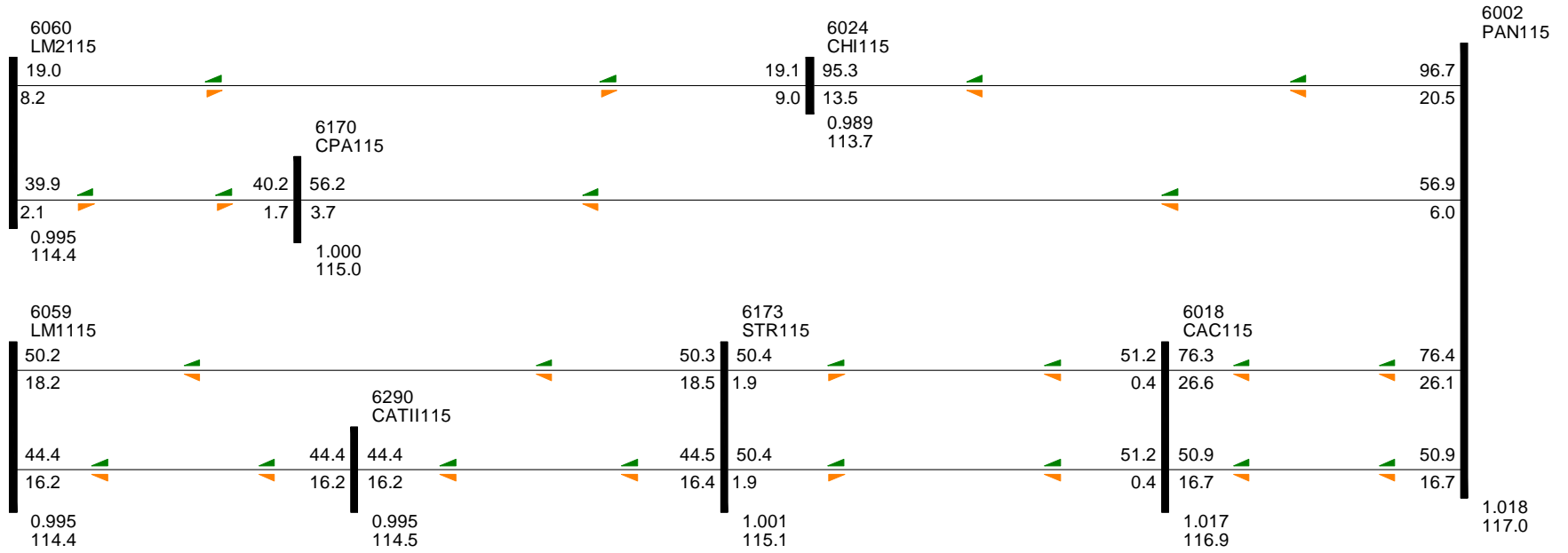


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



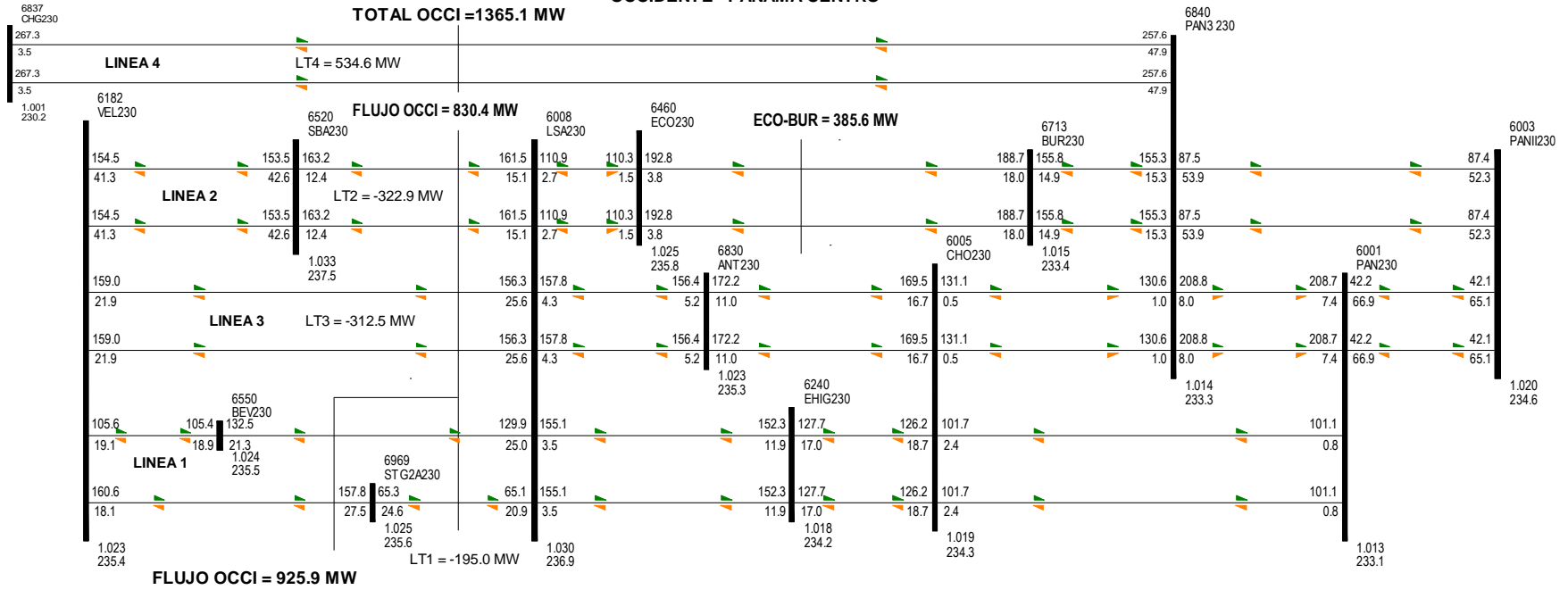
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA



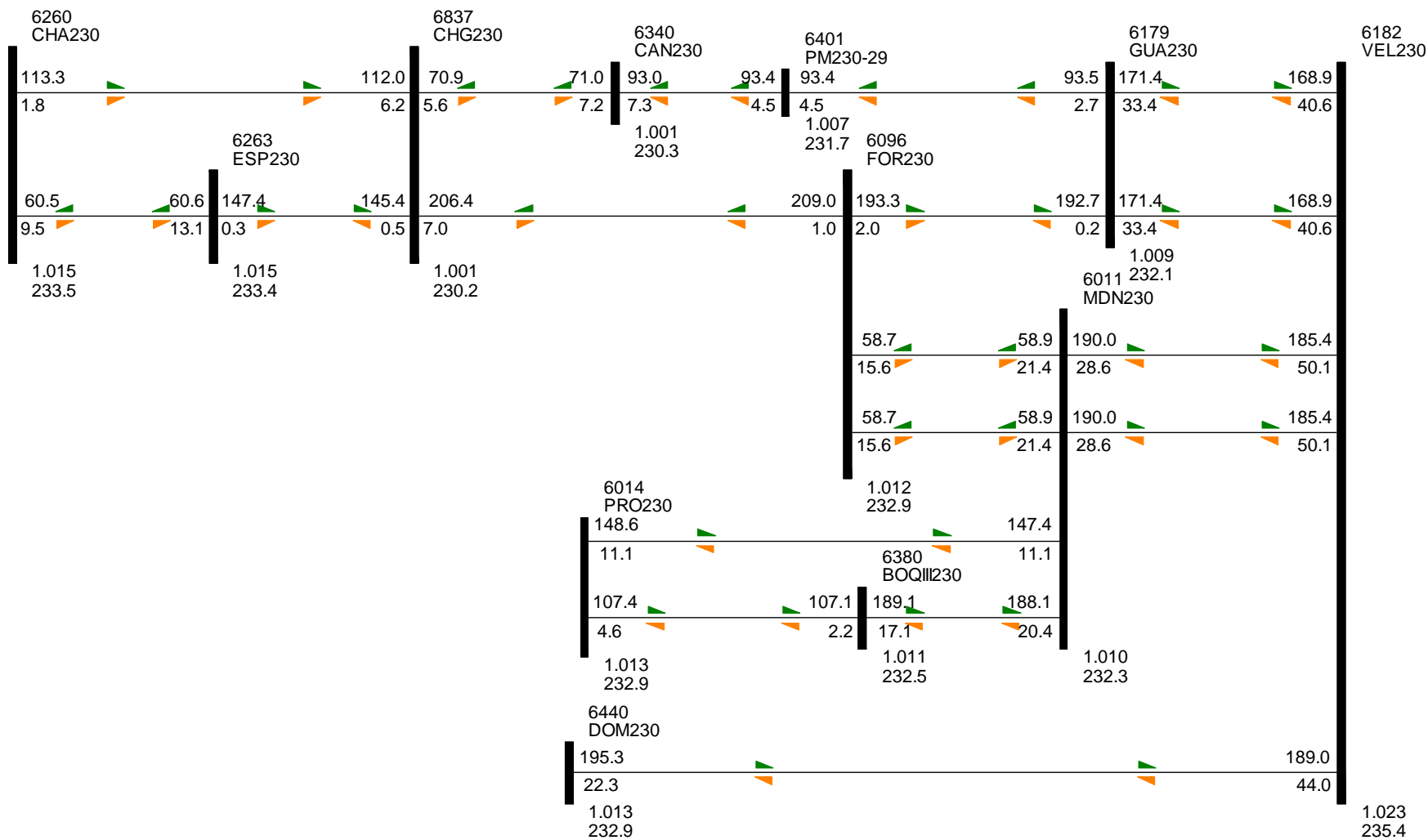
Referencia – 2028 Con 4ta Línea

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**



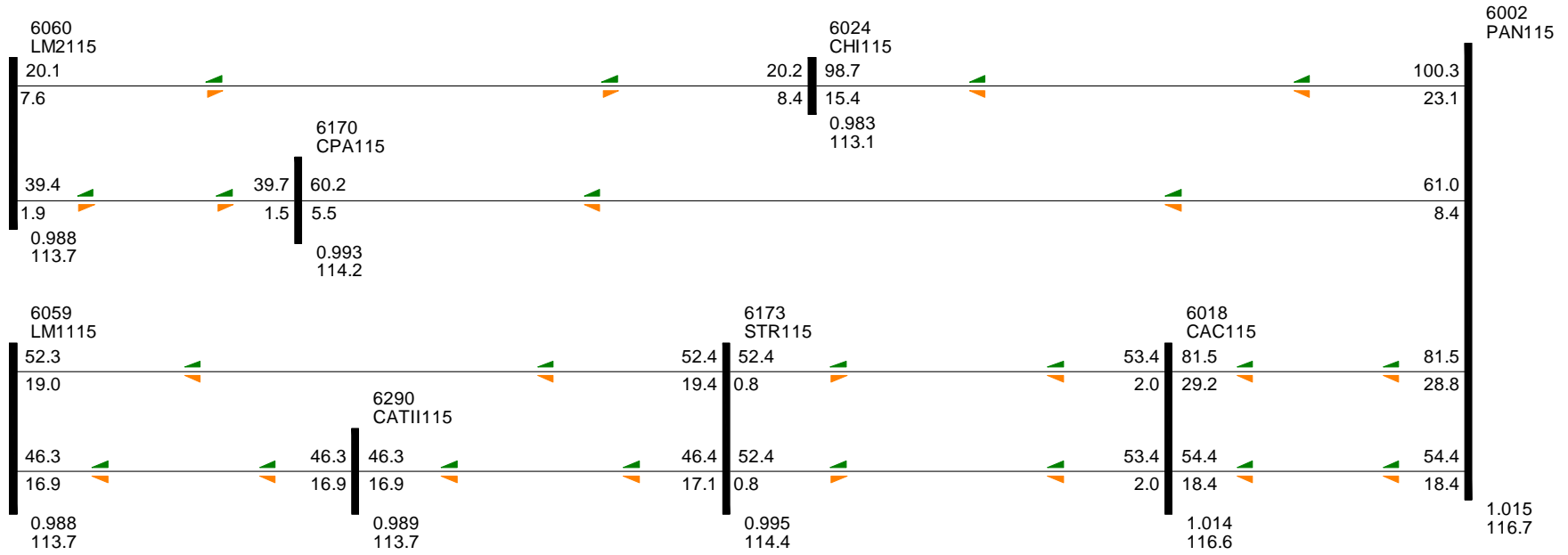
AP

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



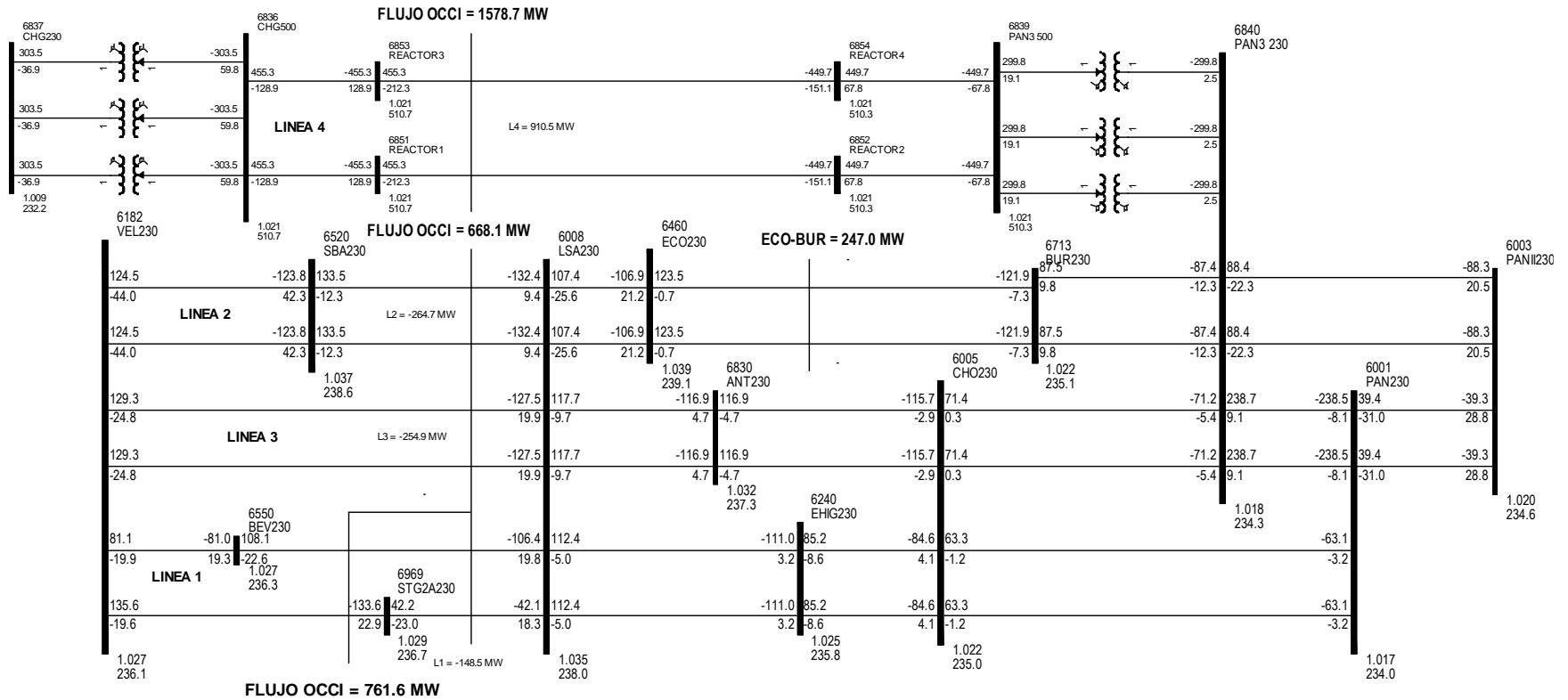
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

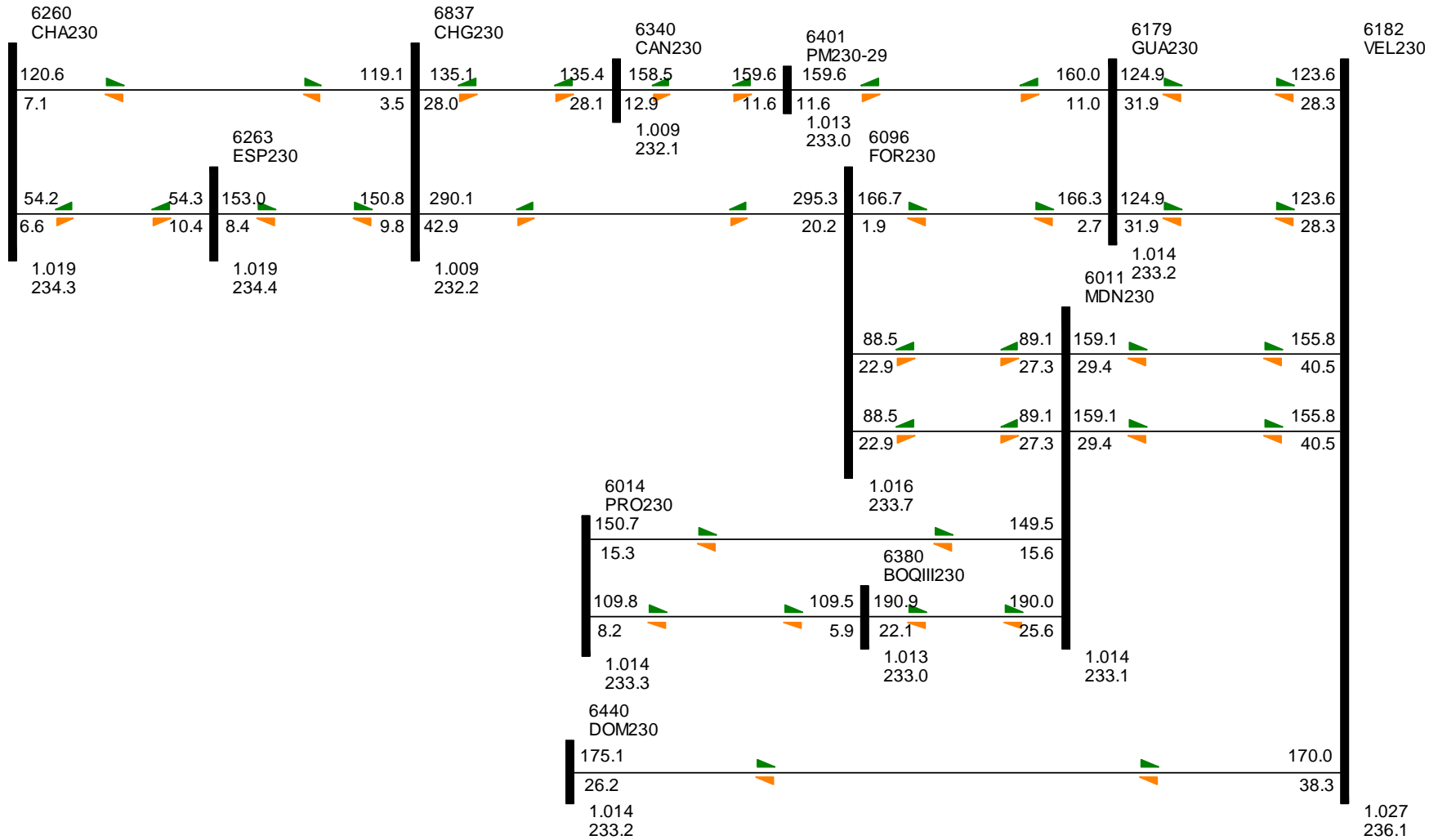


Referencia – 2030 Con 4ta Línea

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**

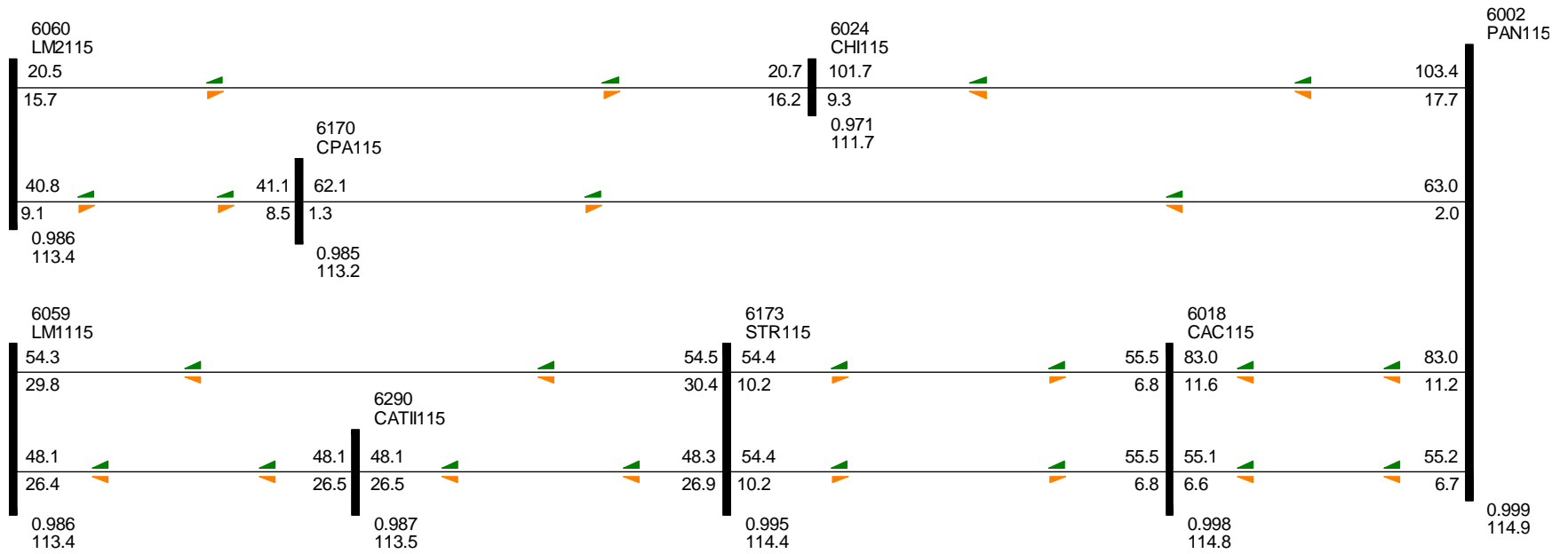


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE

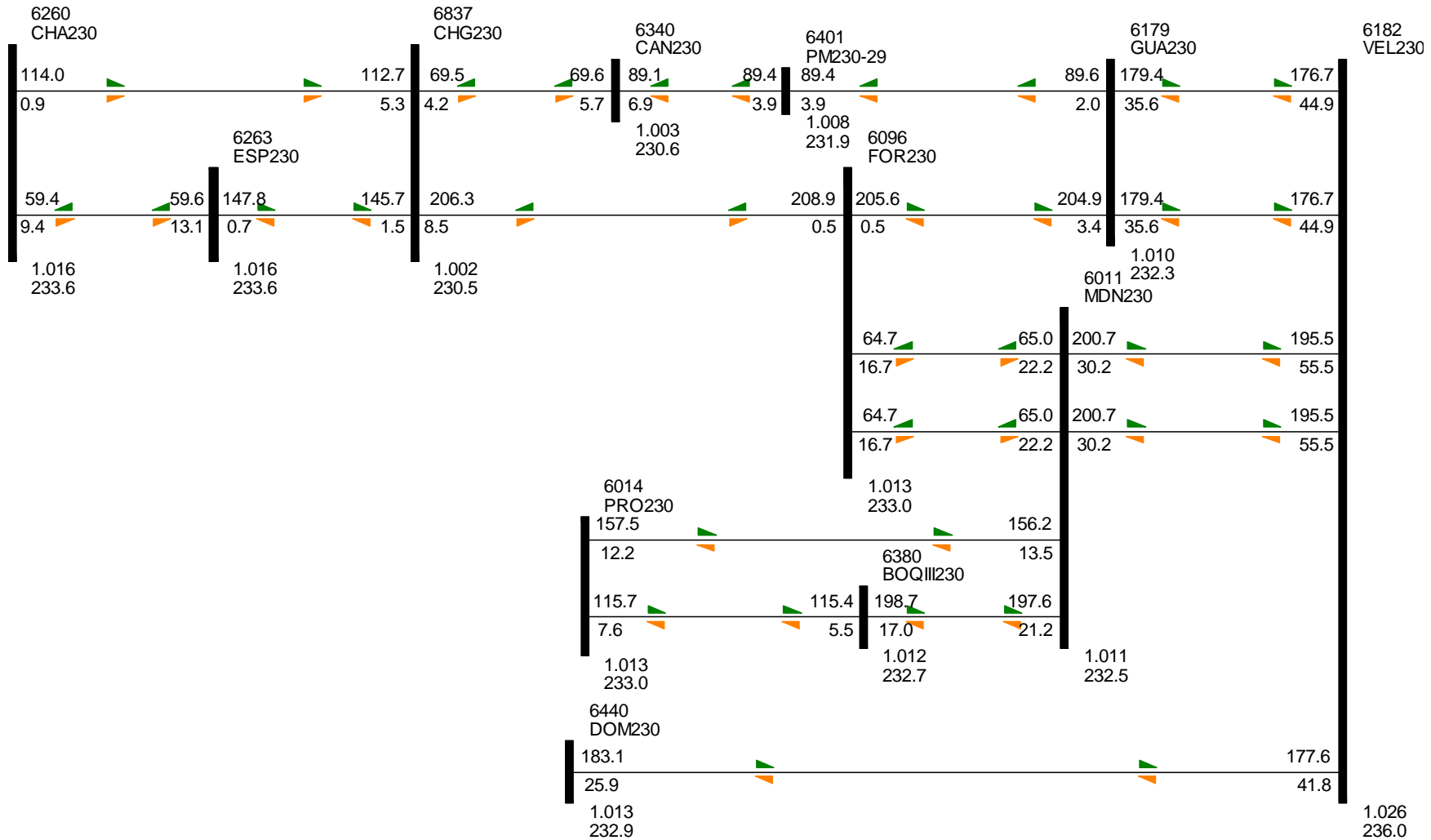


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

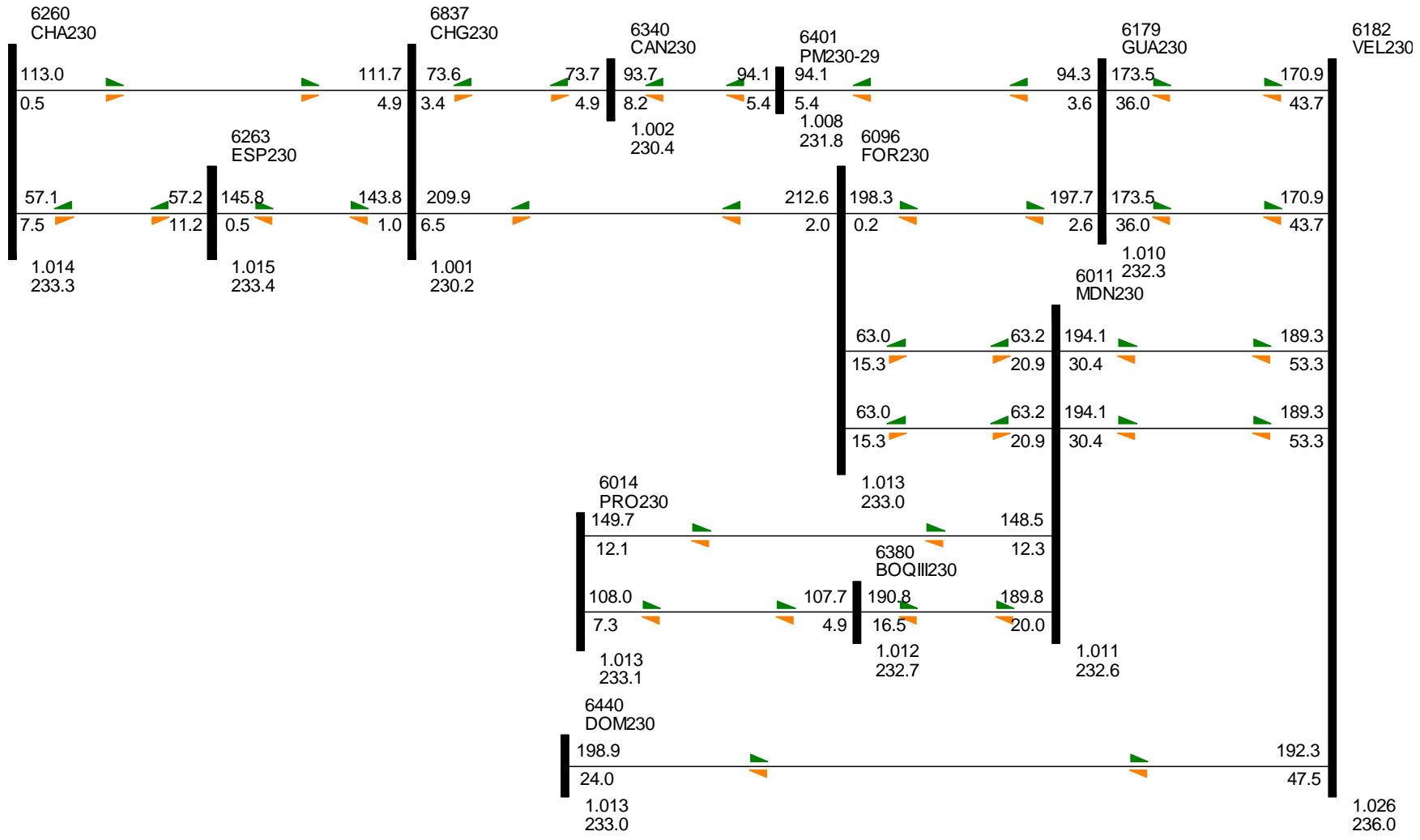
AREA COLON - PANAMA



SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE

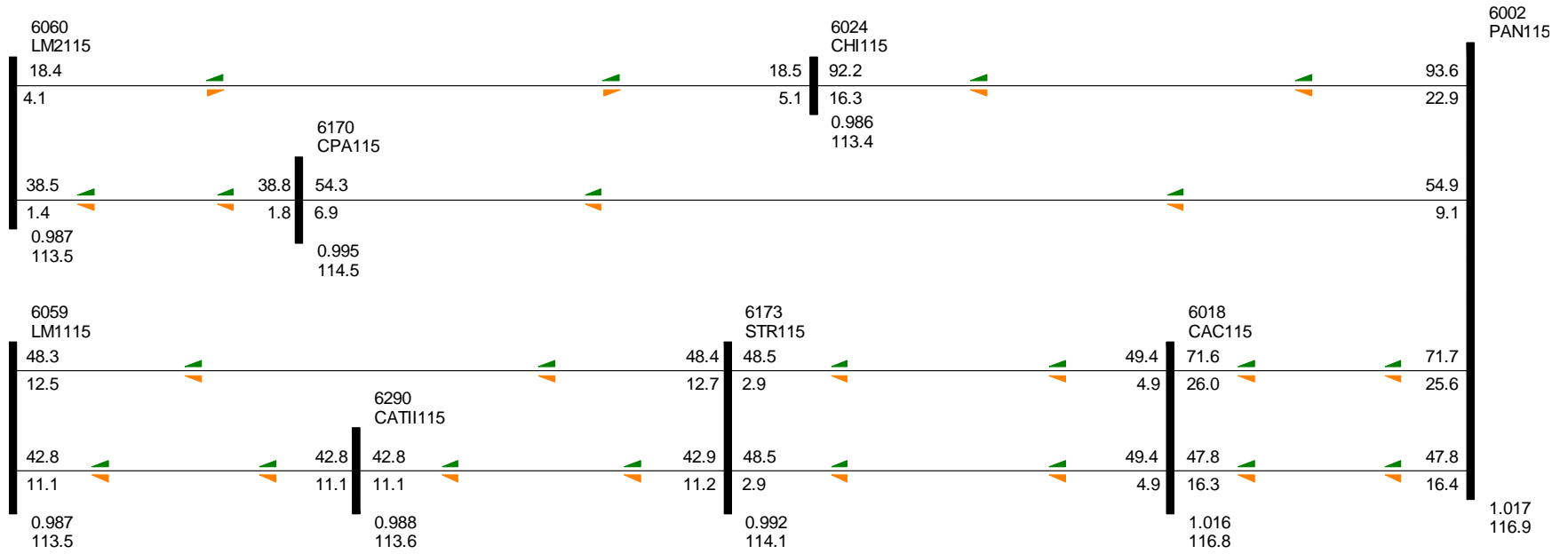


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



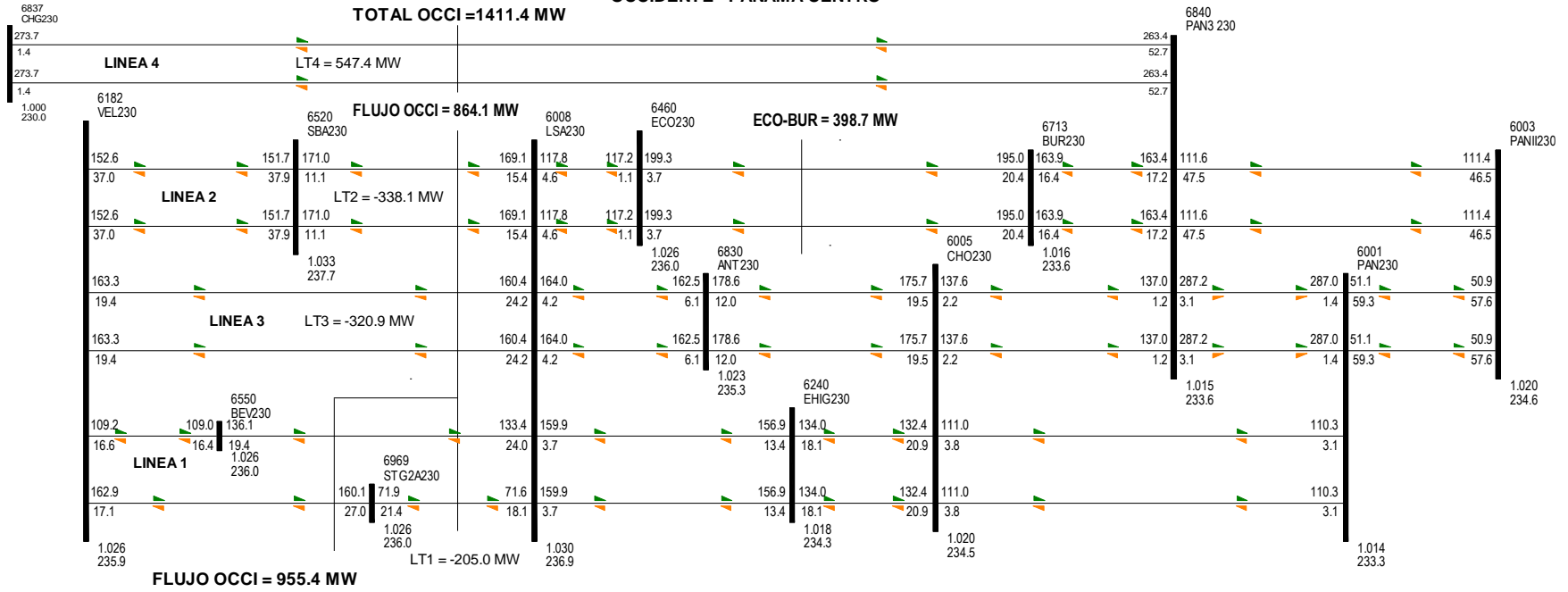
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

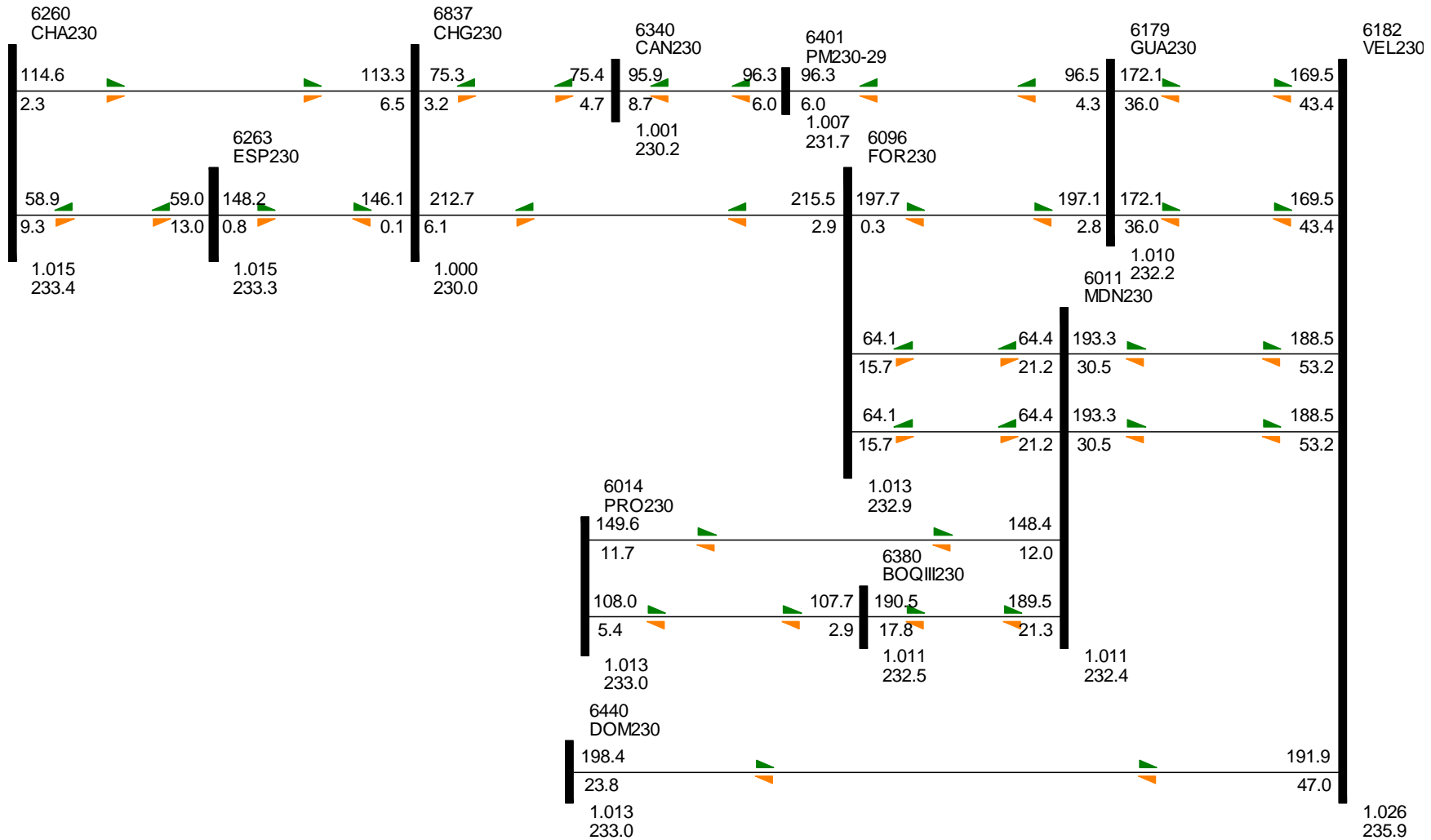


Renovable – 2025 Con 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

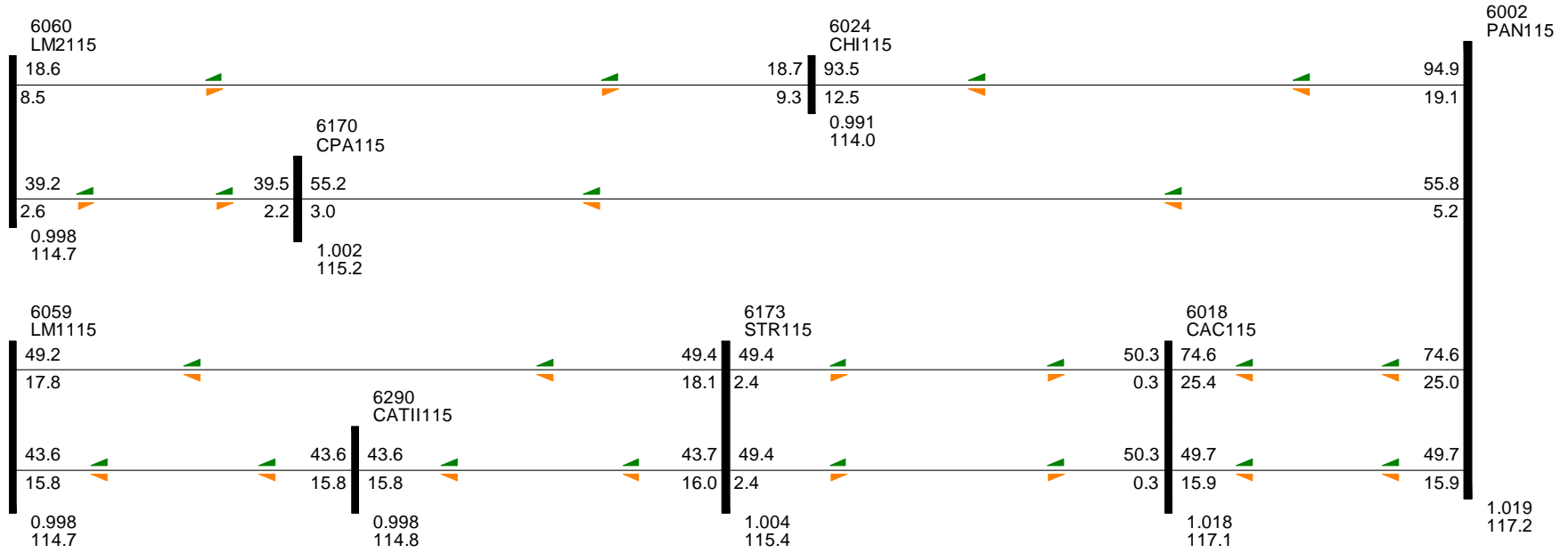


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



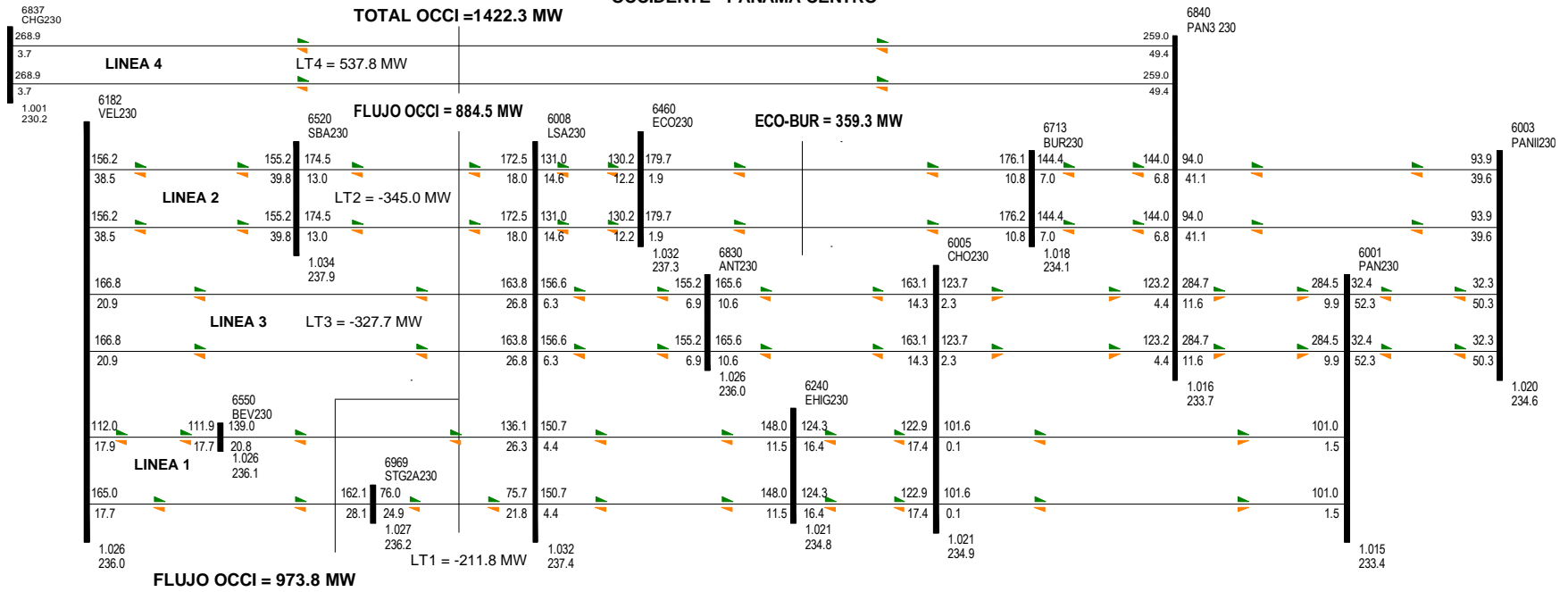
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA



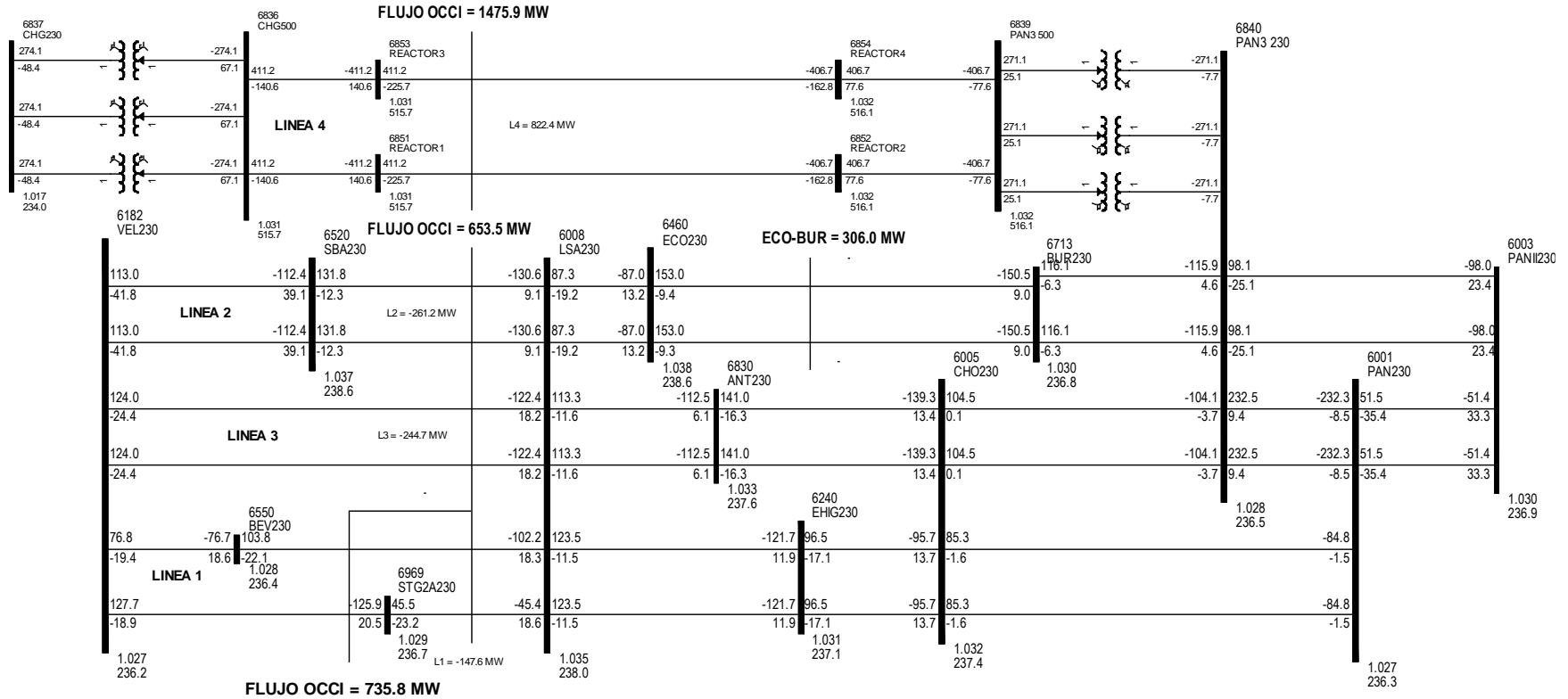
Renovable – 2026 Con 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO



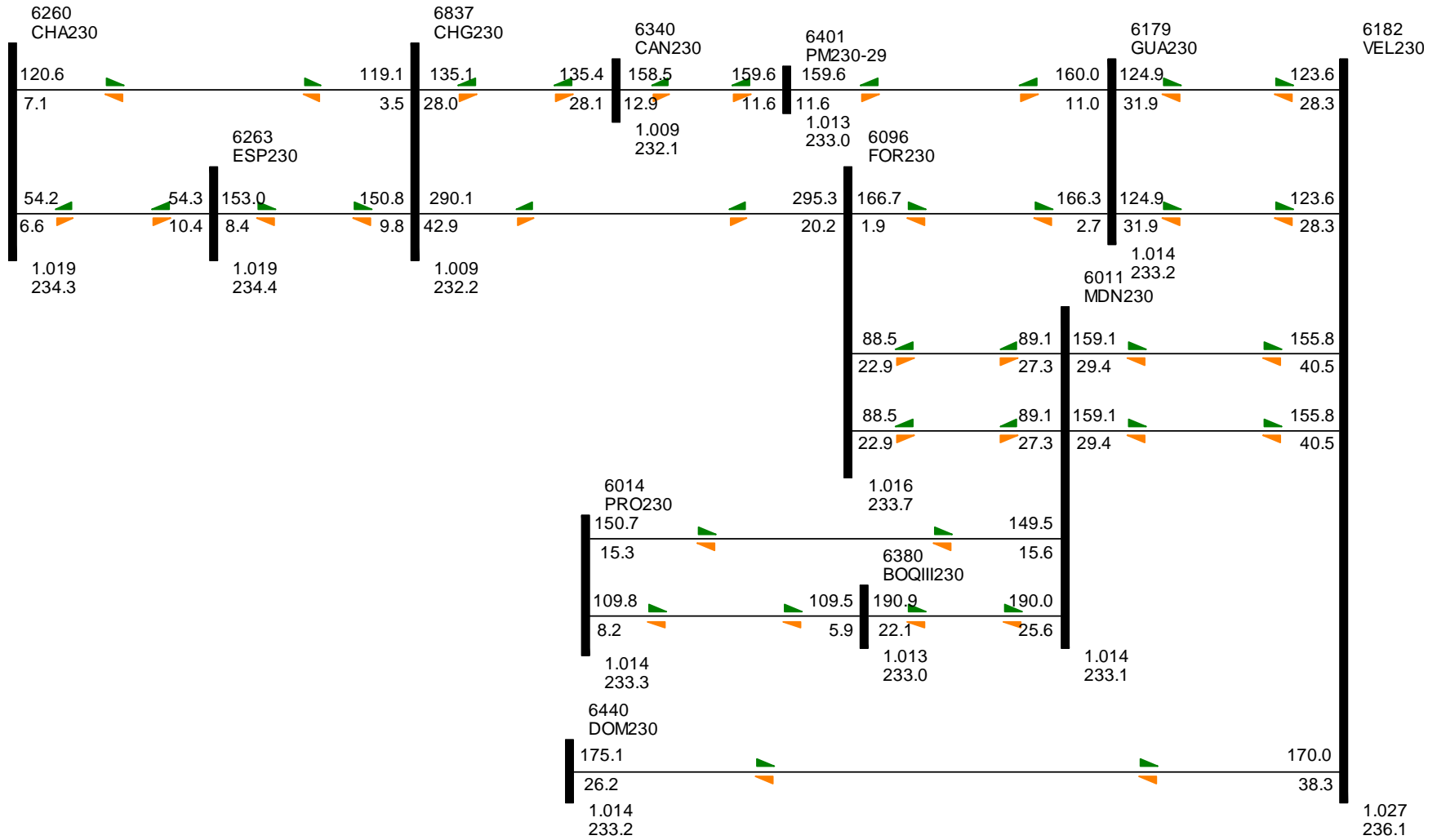
Renovable – 2030 Con 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO



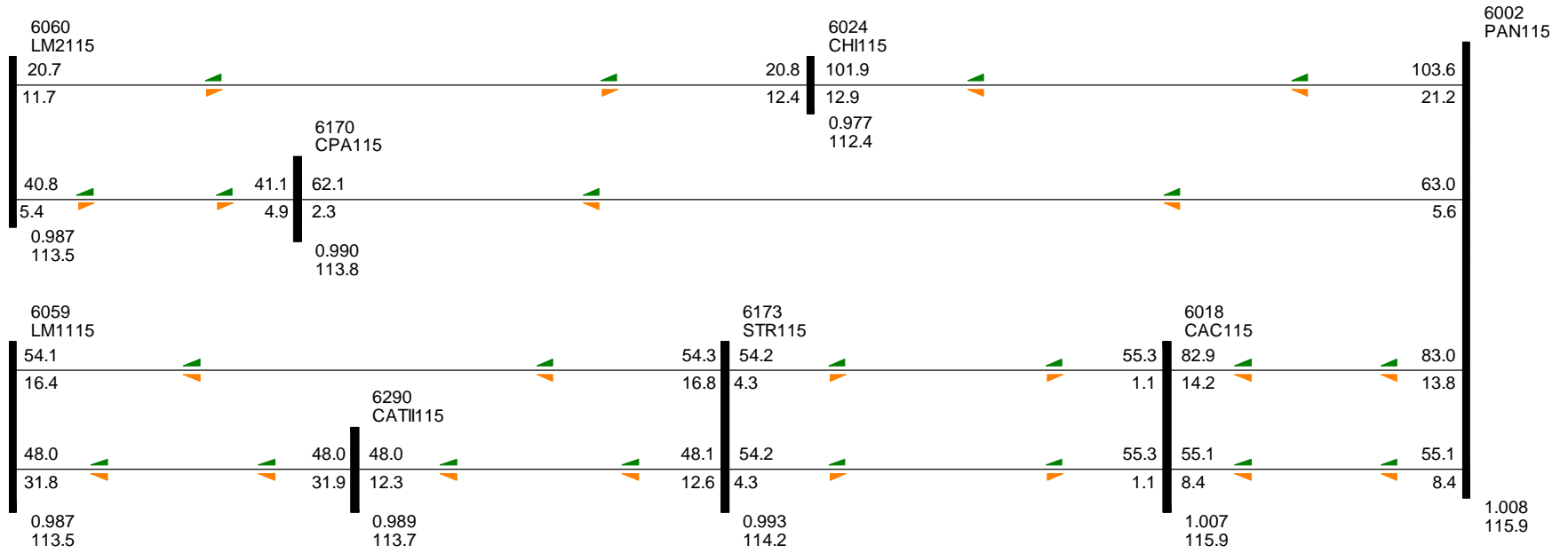
AP

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE

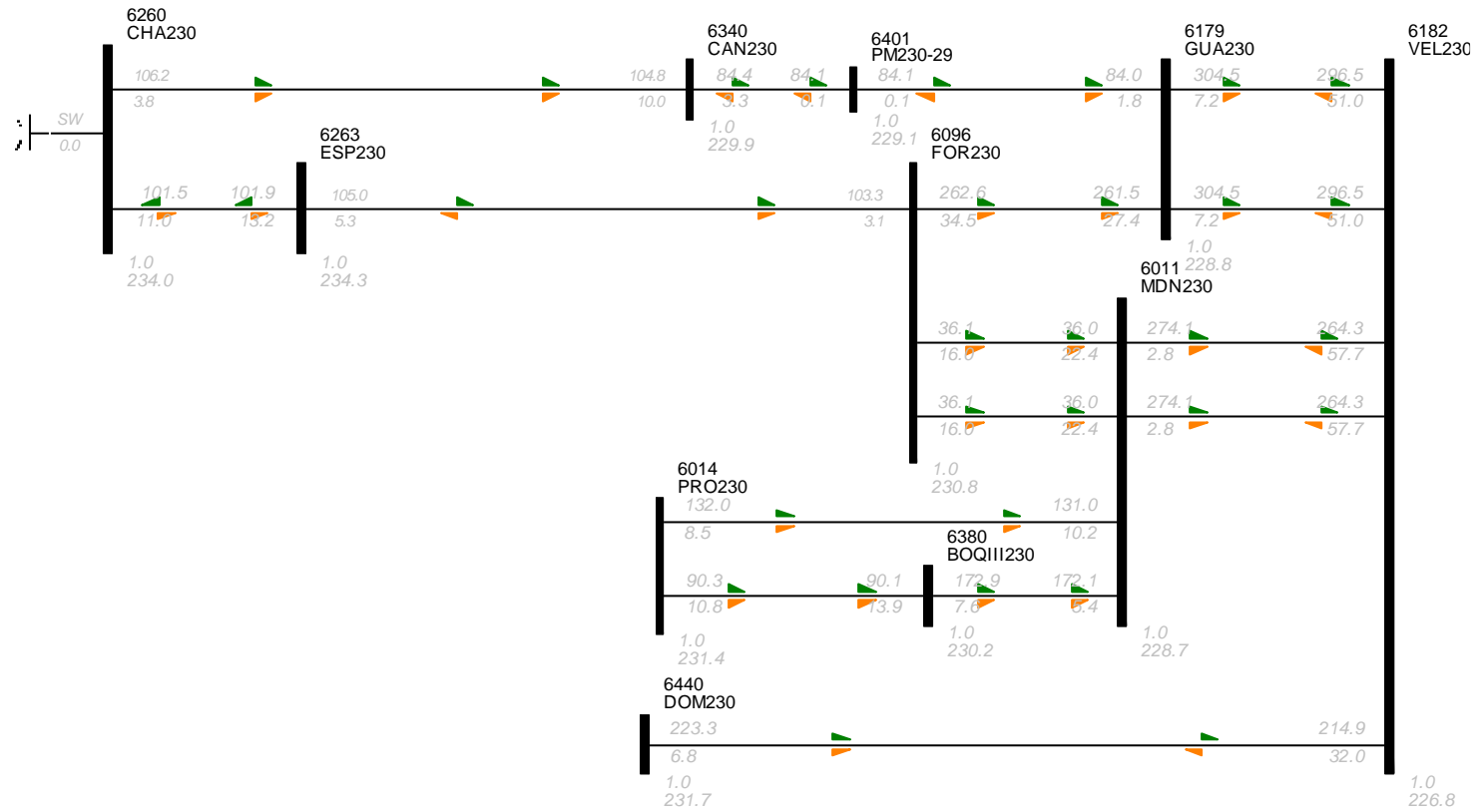


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

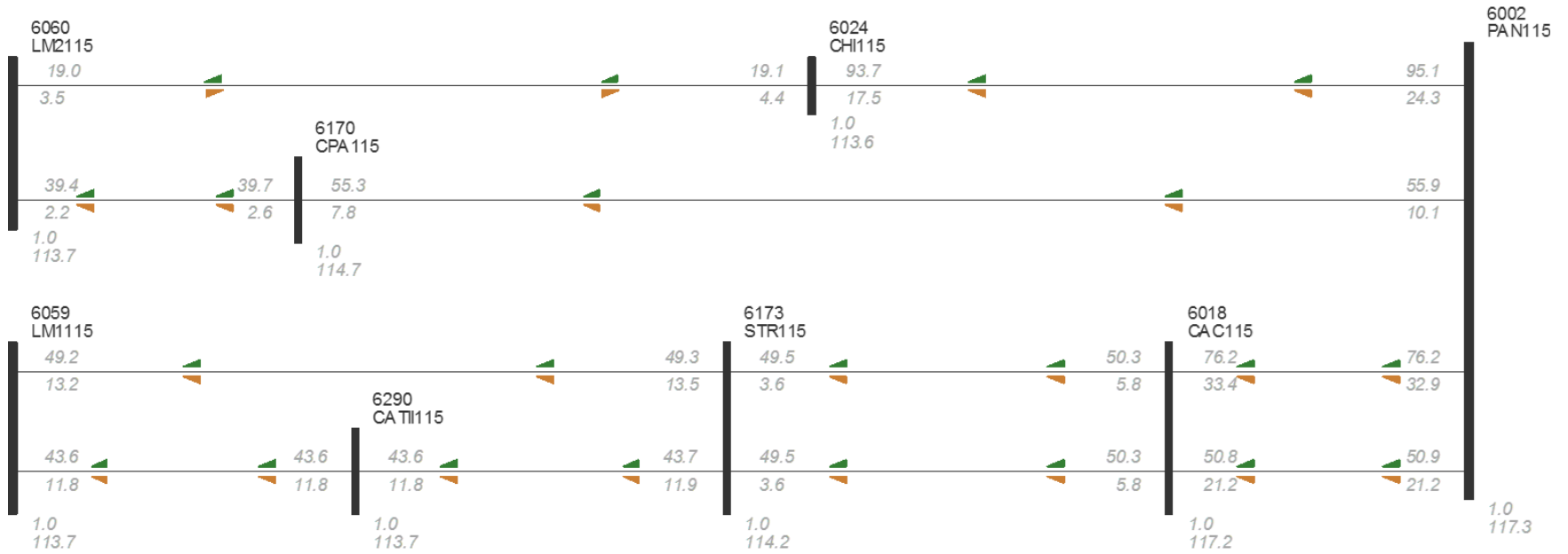


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



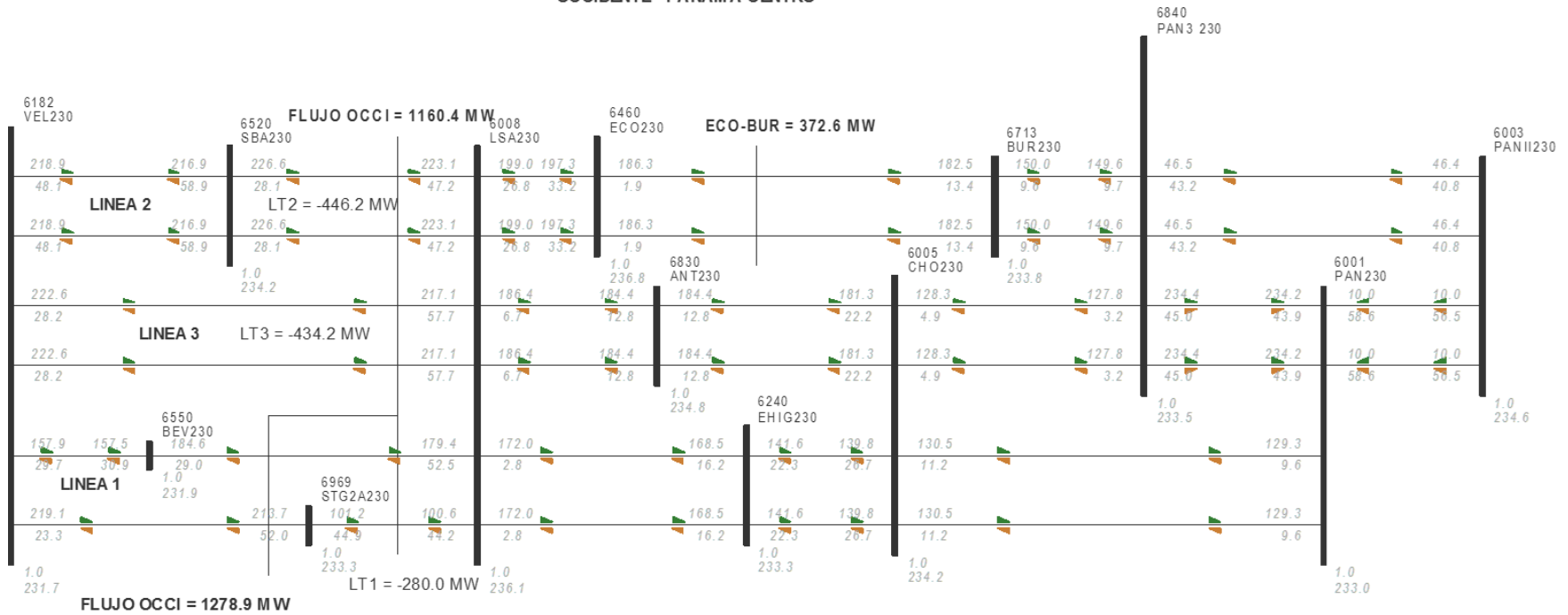
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

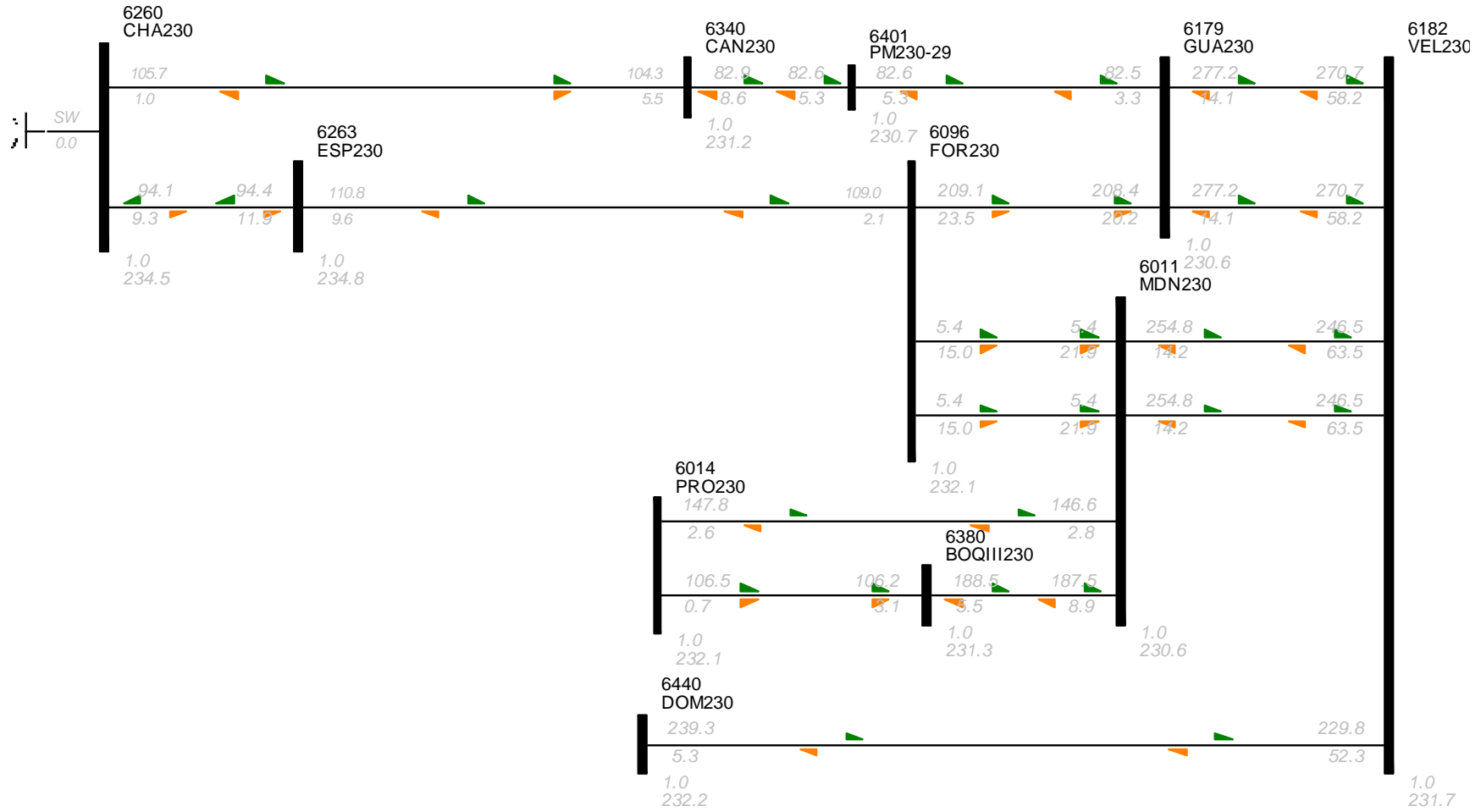


Demanda Alta – 2024 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

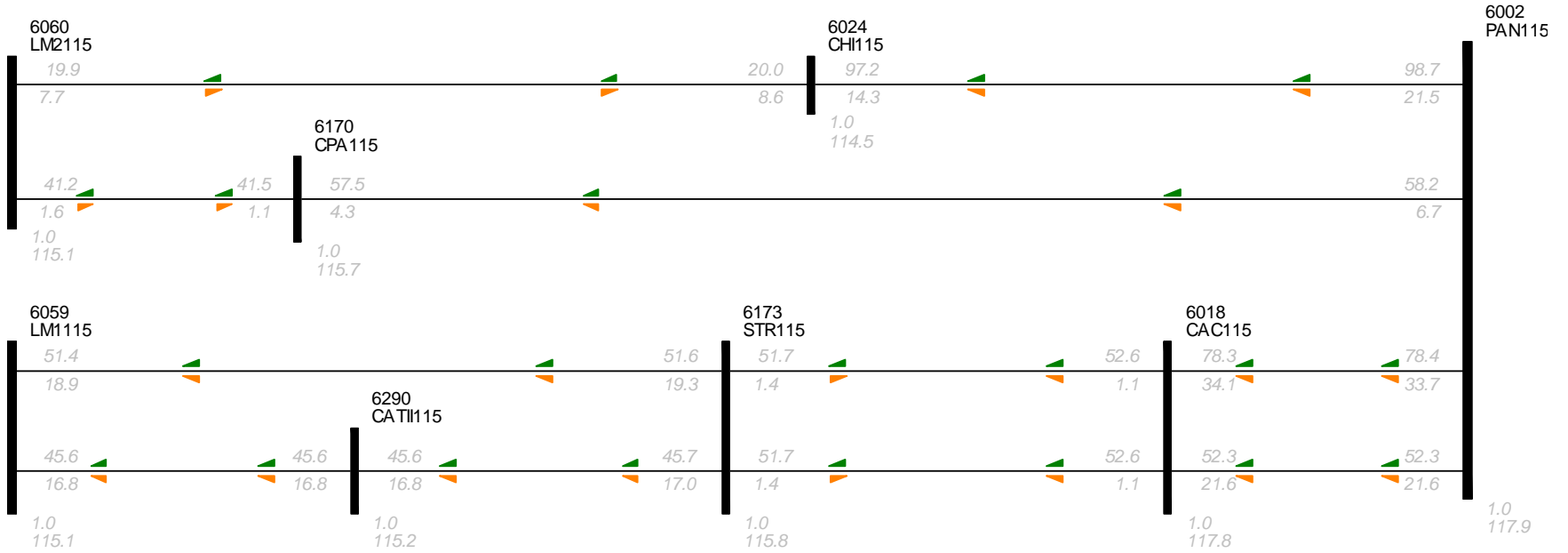


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



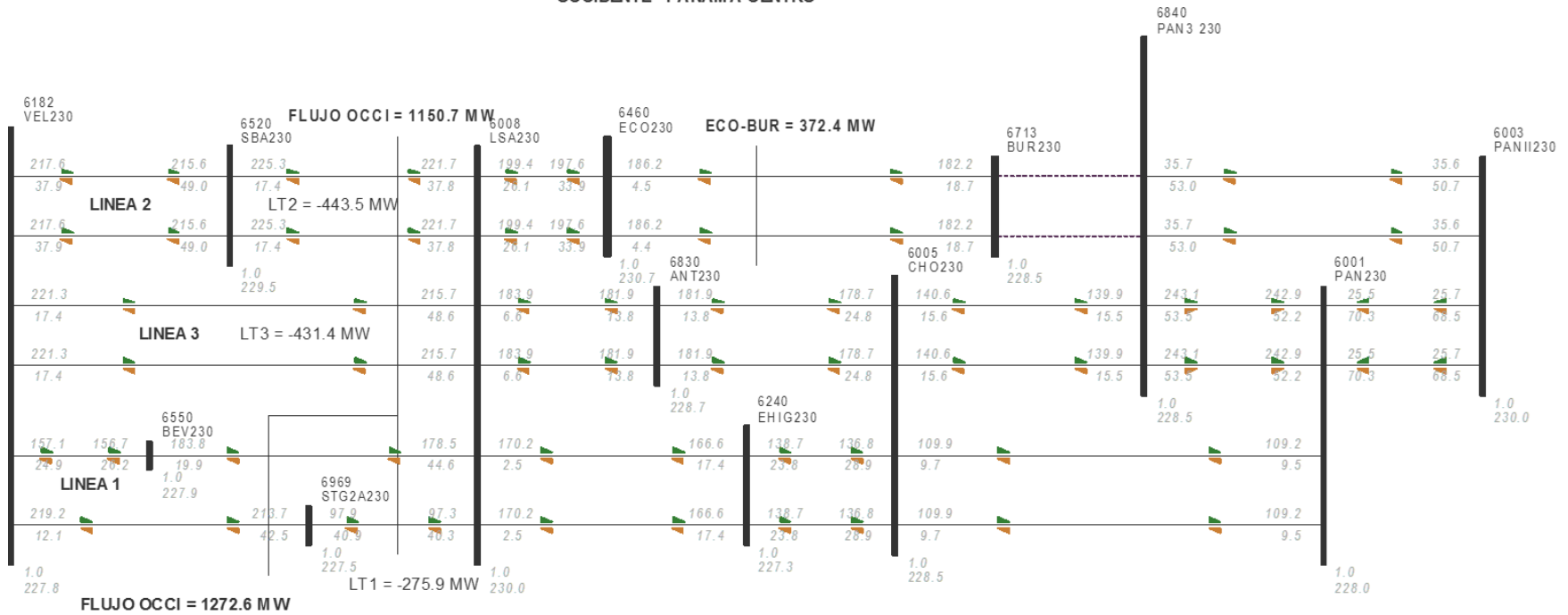
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA



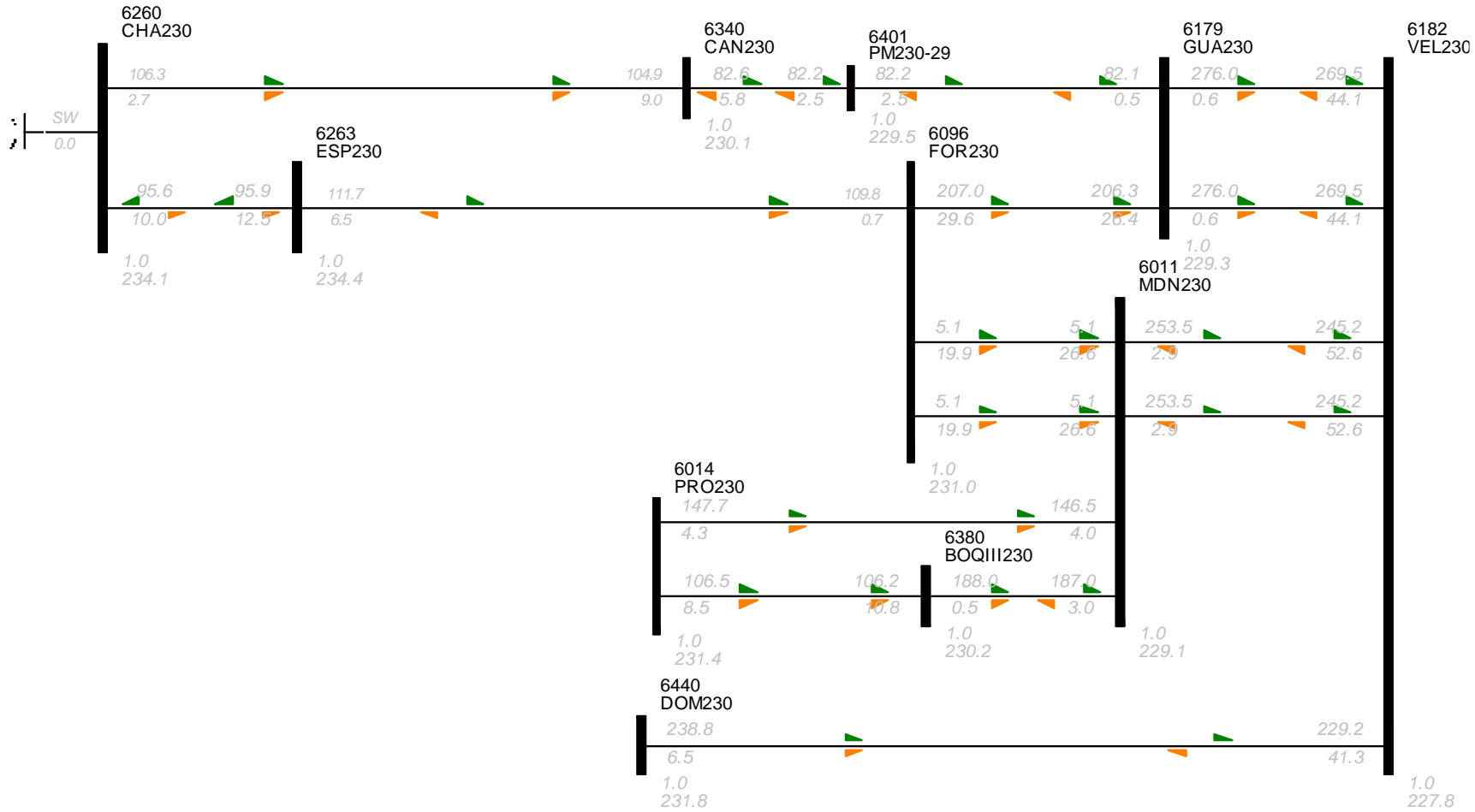
Demanda Alta – 2025 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO



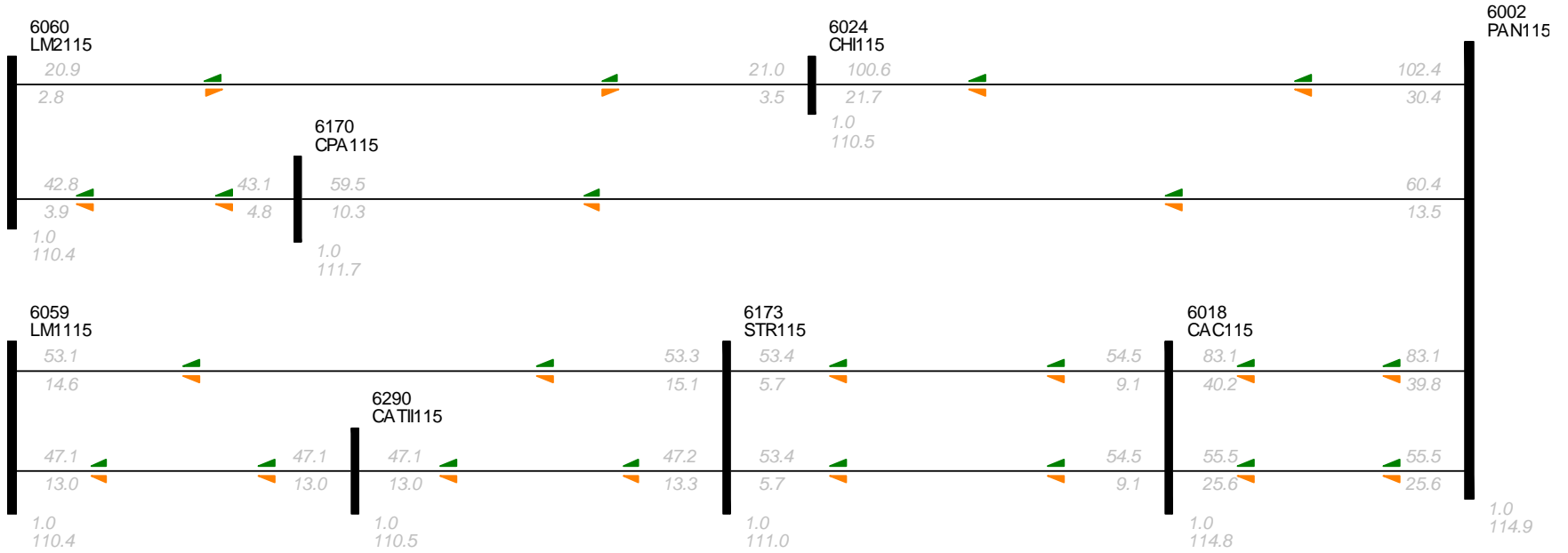
AP

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



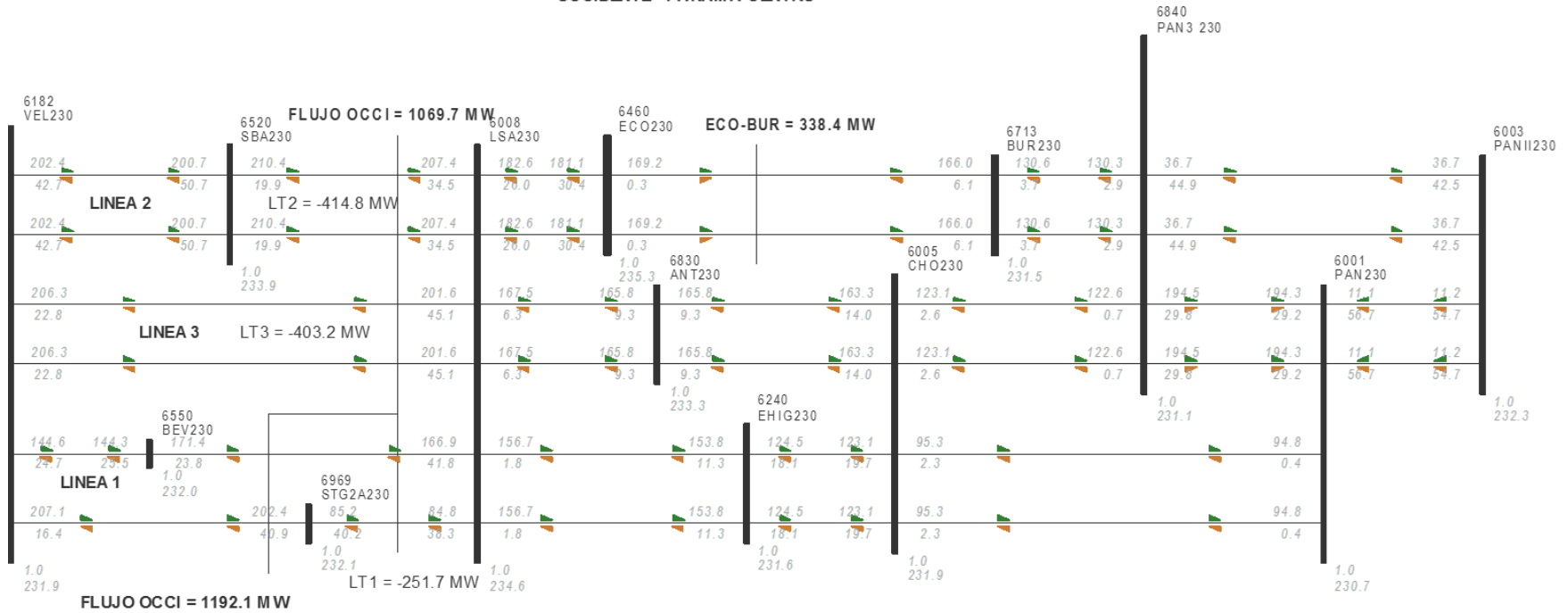
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

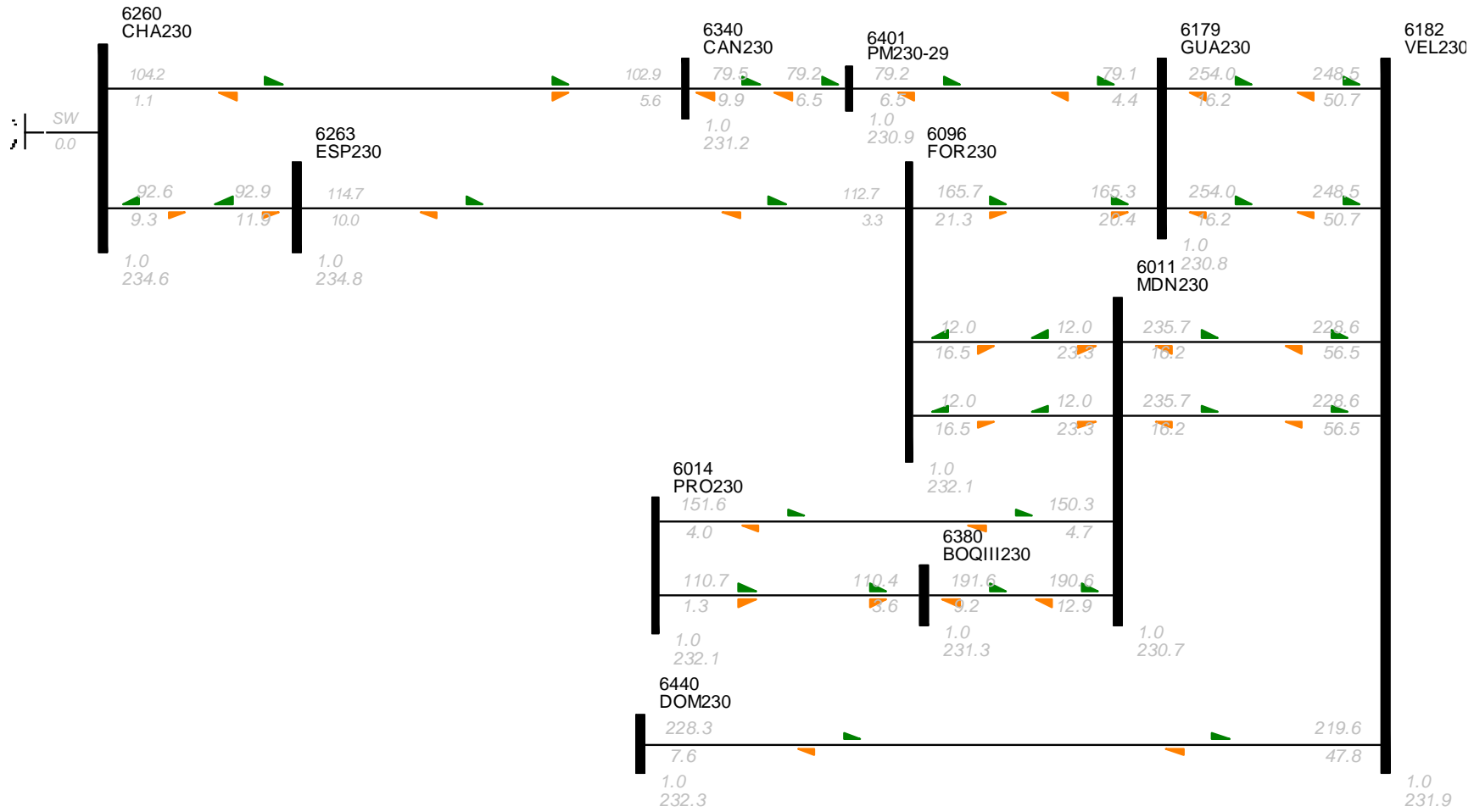


Demanda Alta – 2026 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

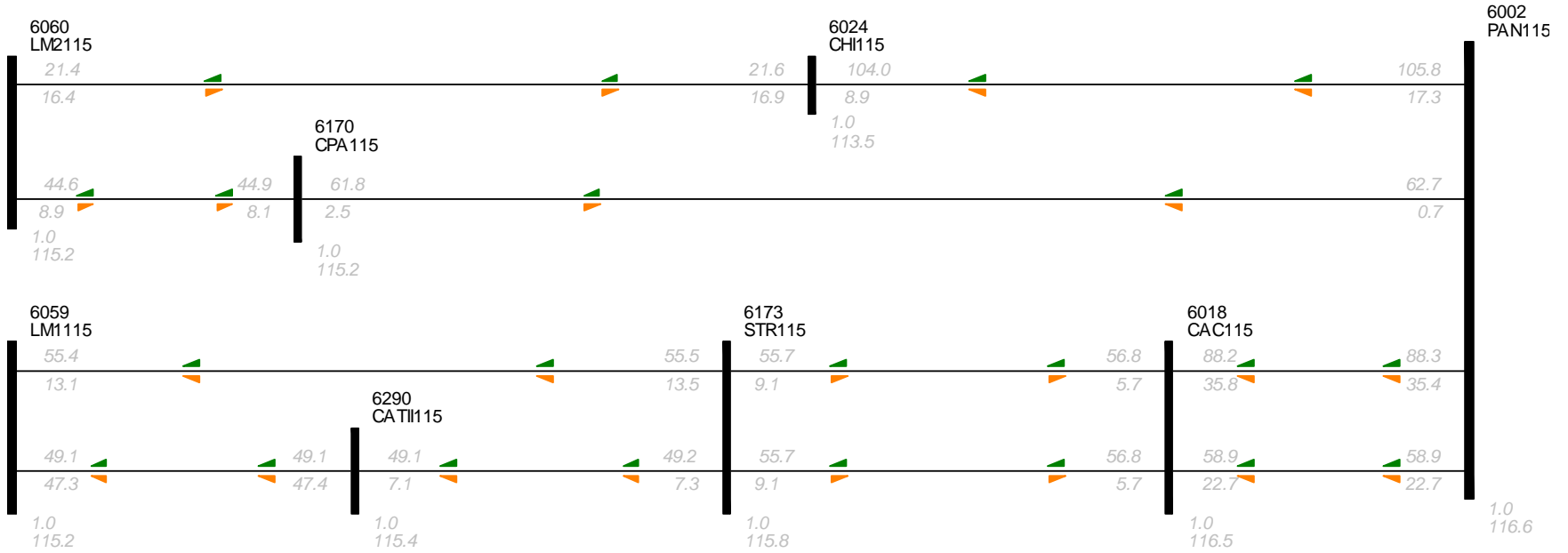


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



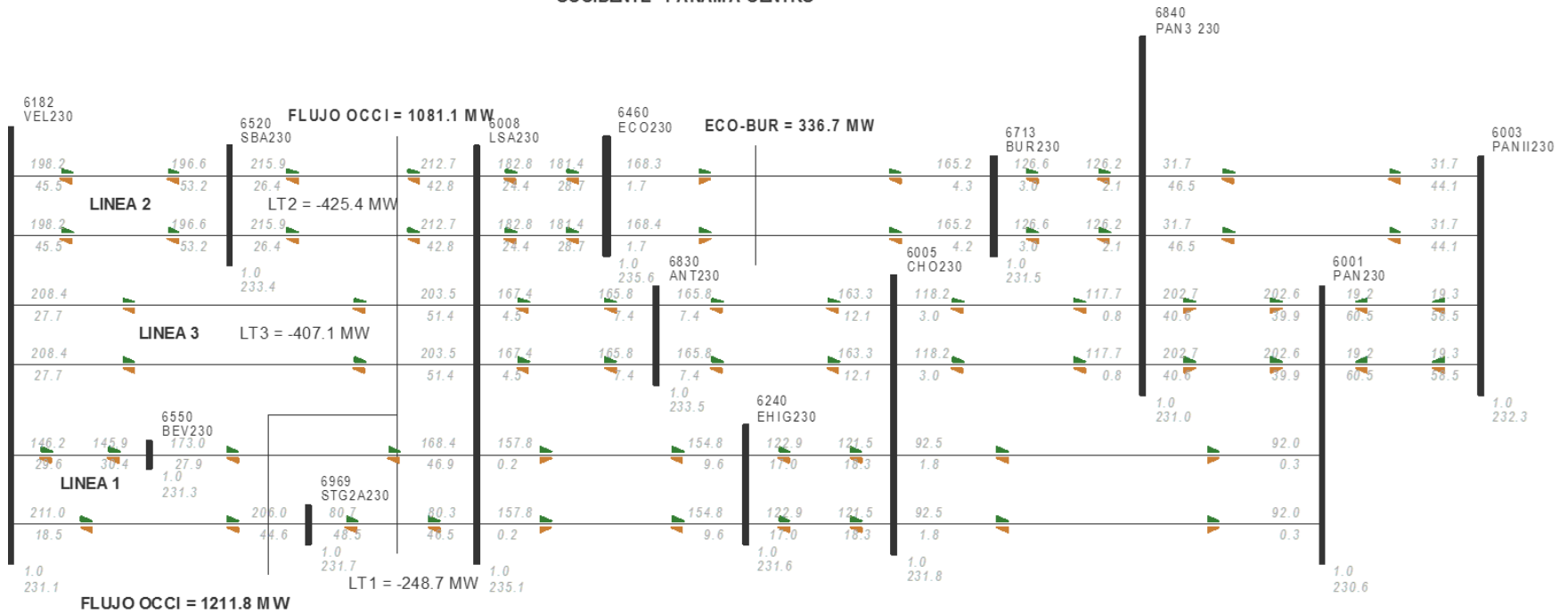
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA



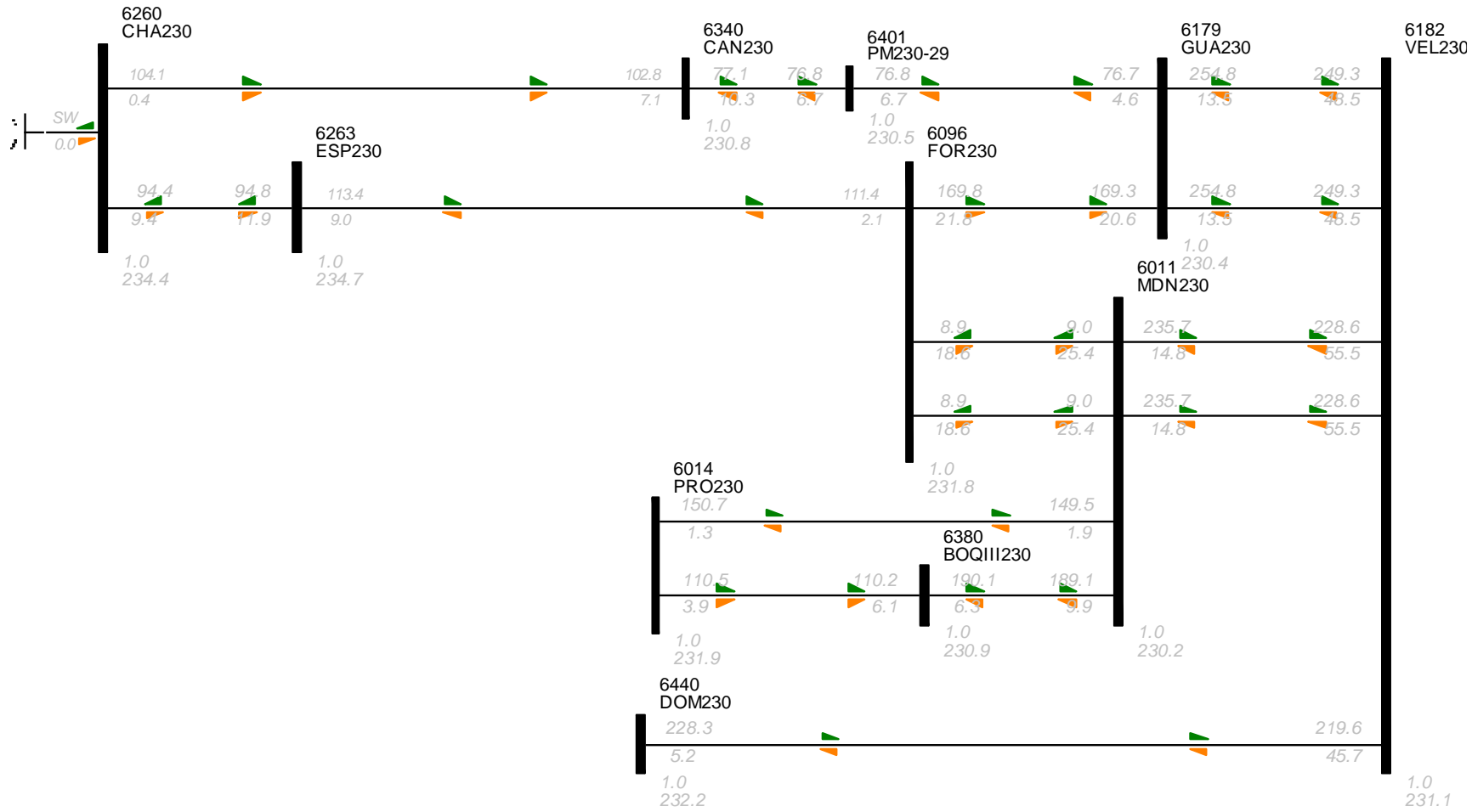
Demanda Alta – 2028 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO



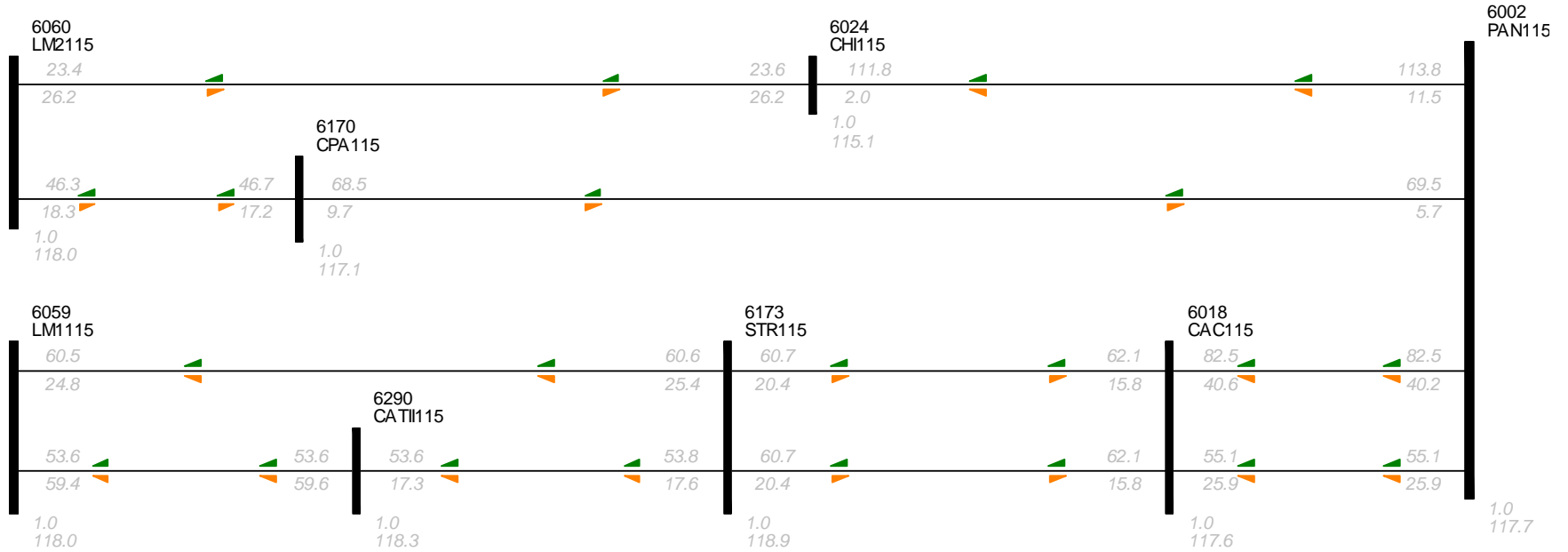


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



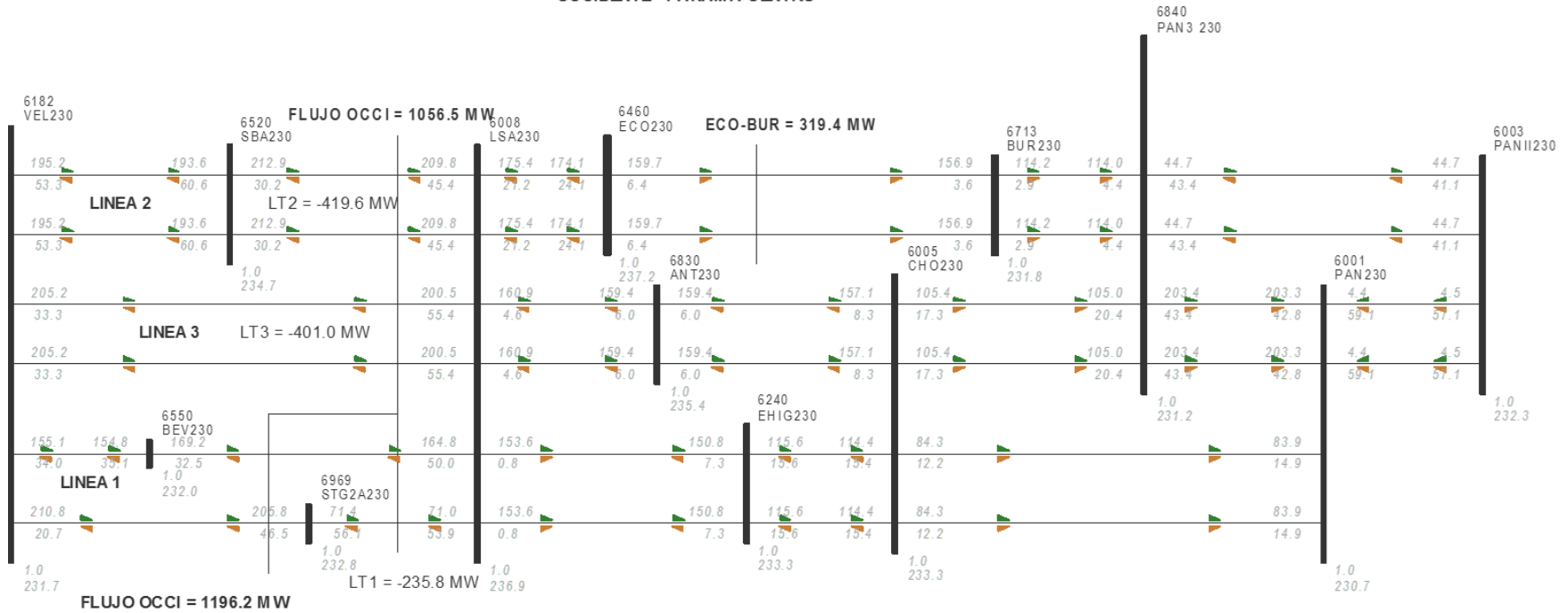
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

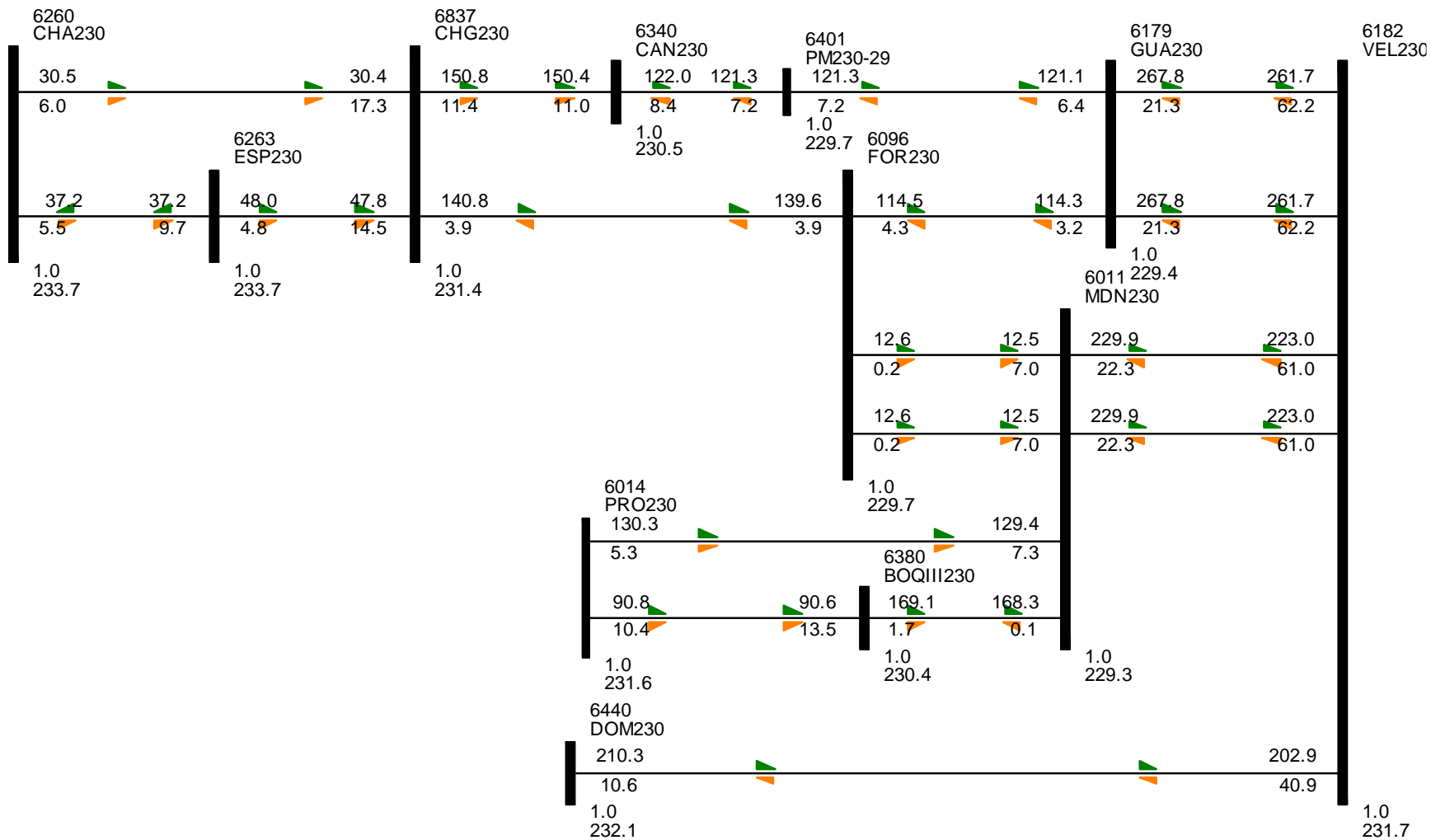


Demanda Alta – 2030 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

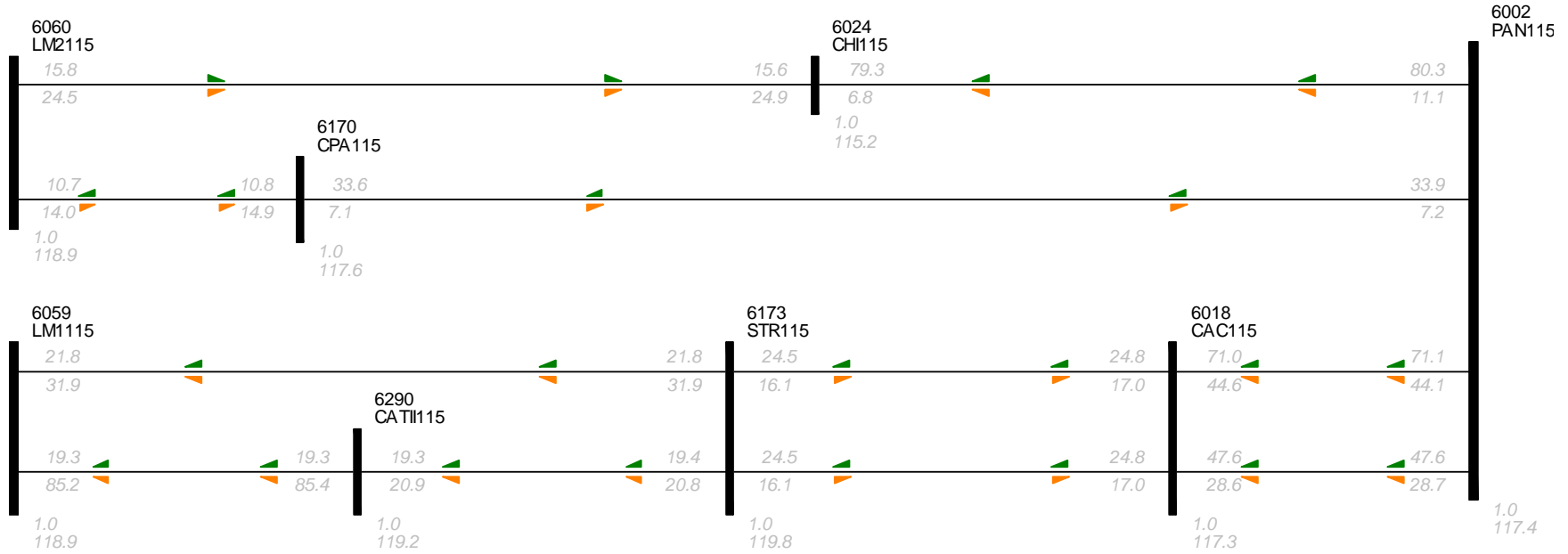


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



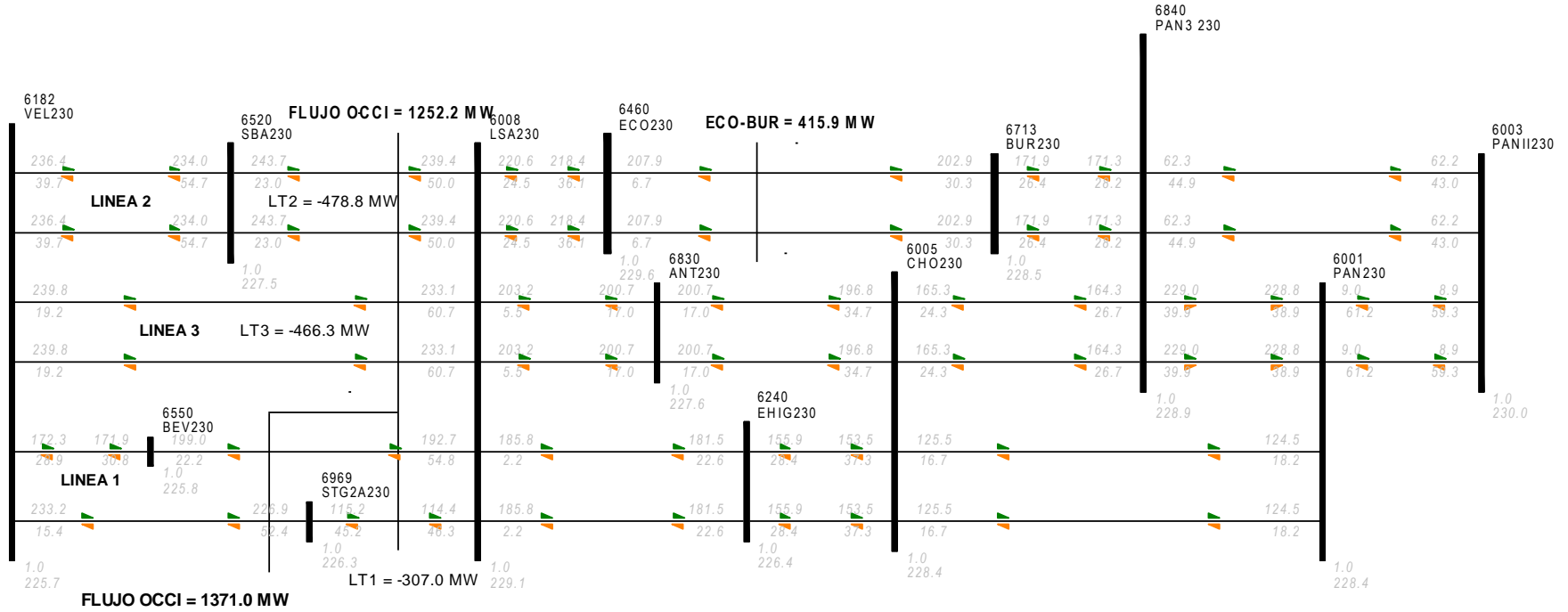
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

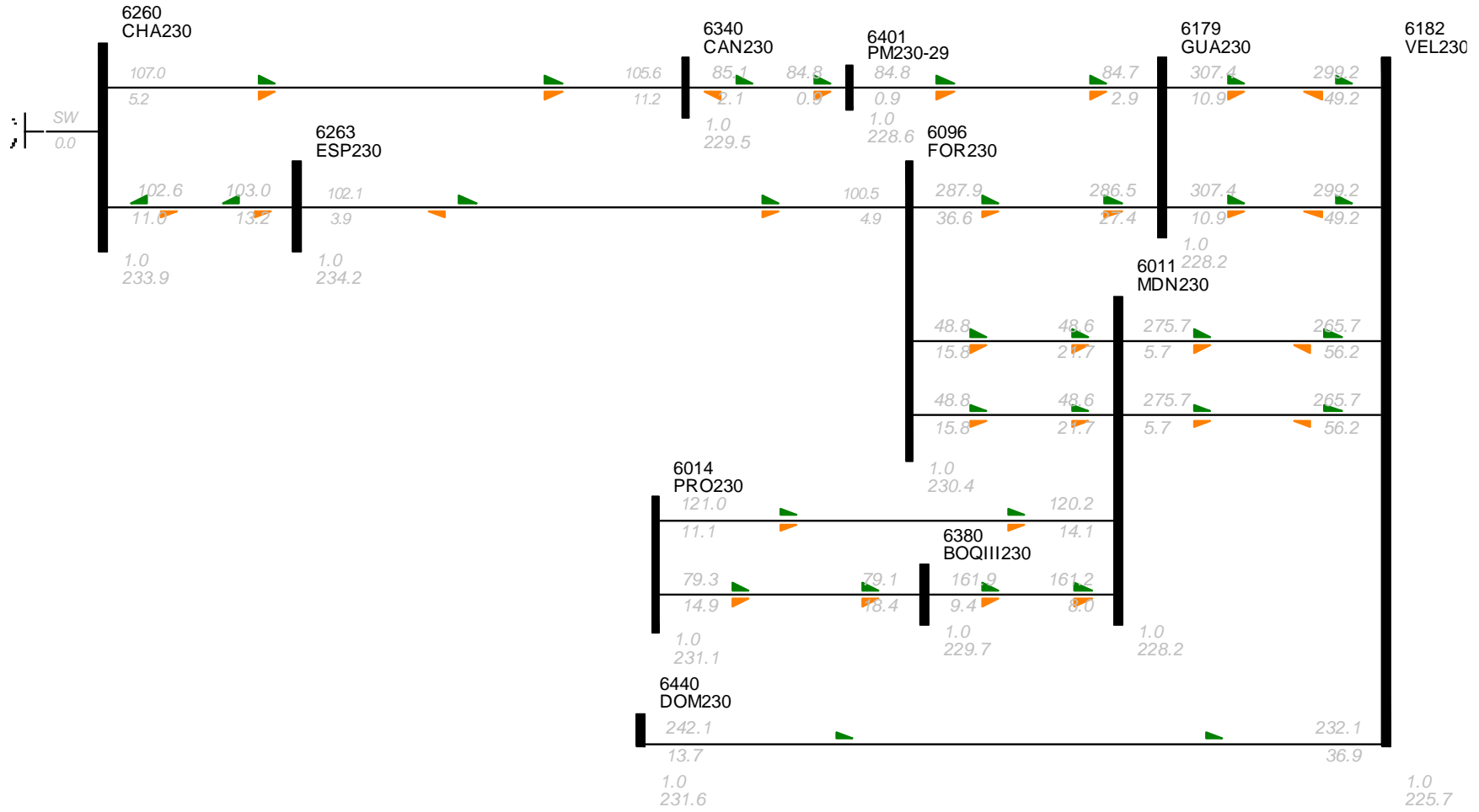


Referencia – 2023 Sin 4ta Línea

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**

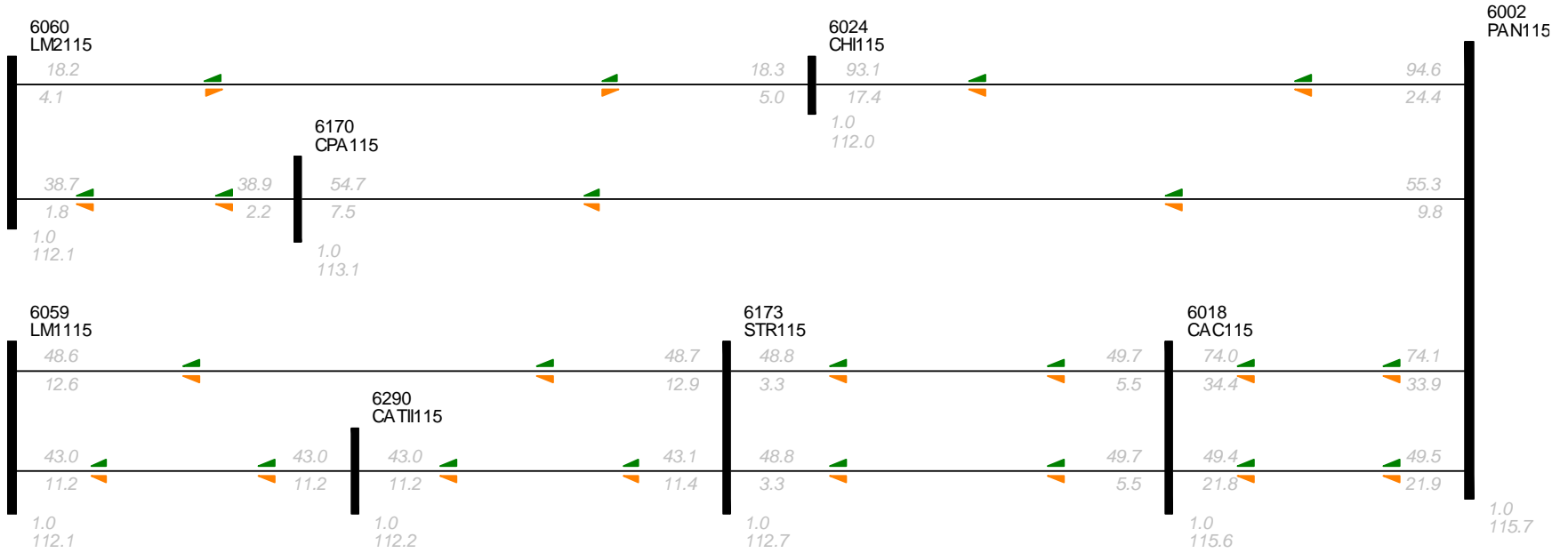


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



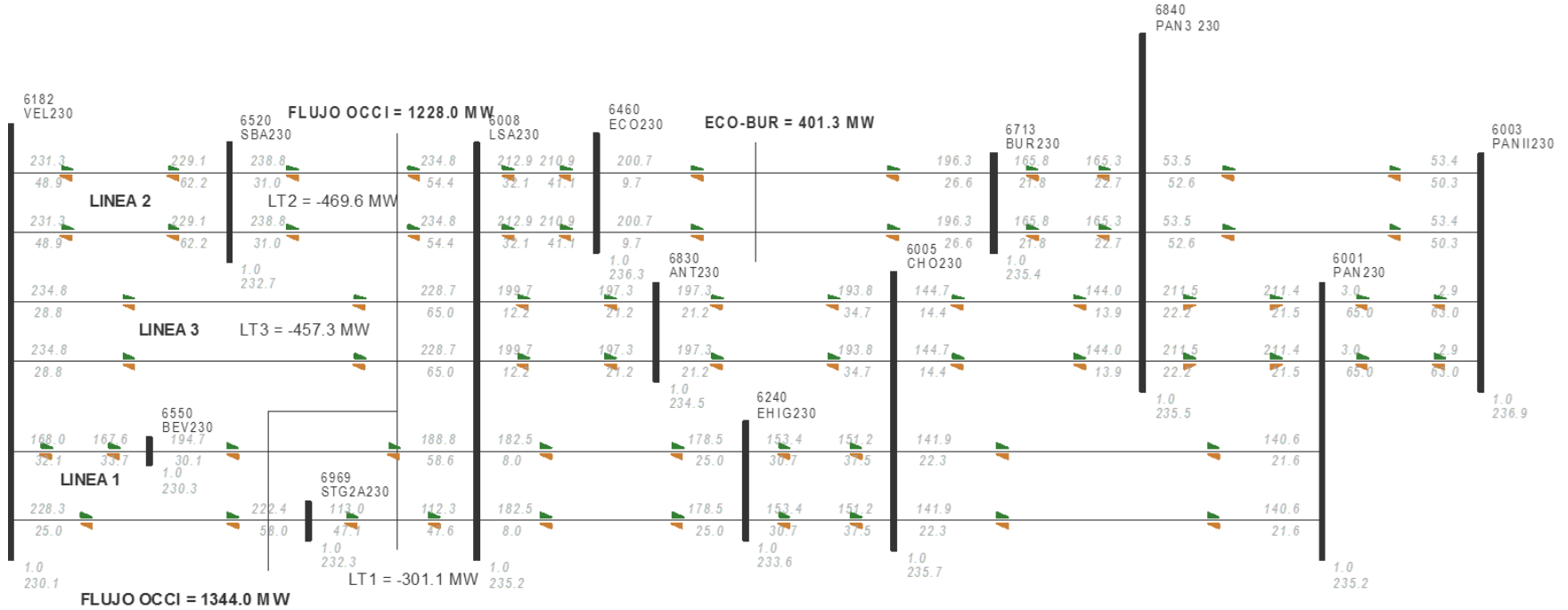
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

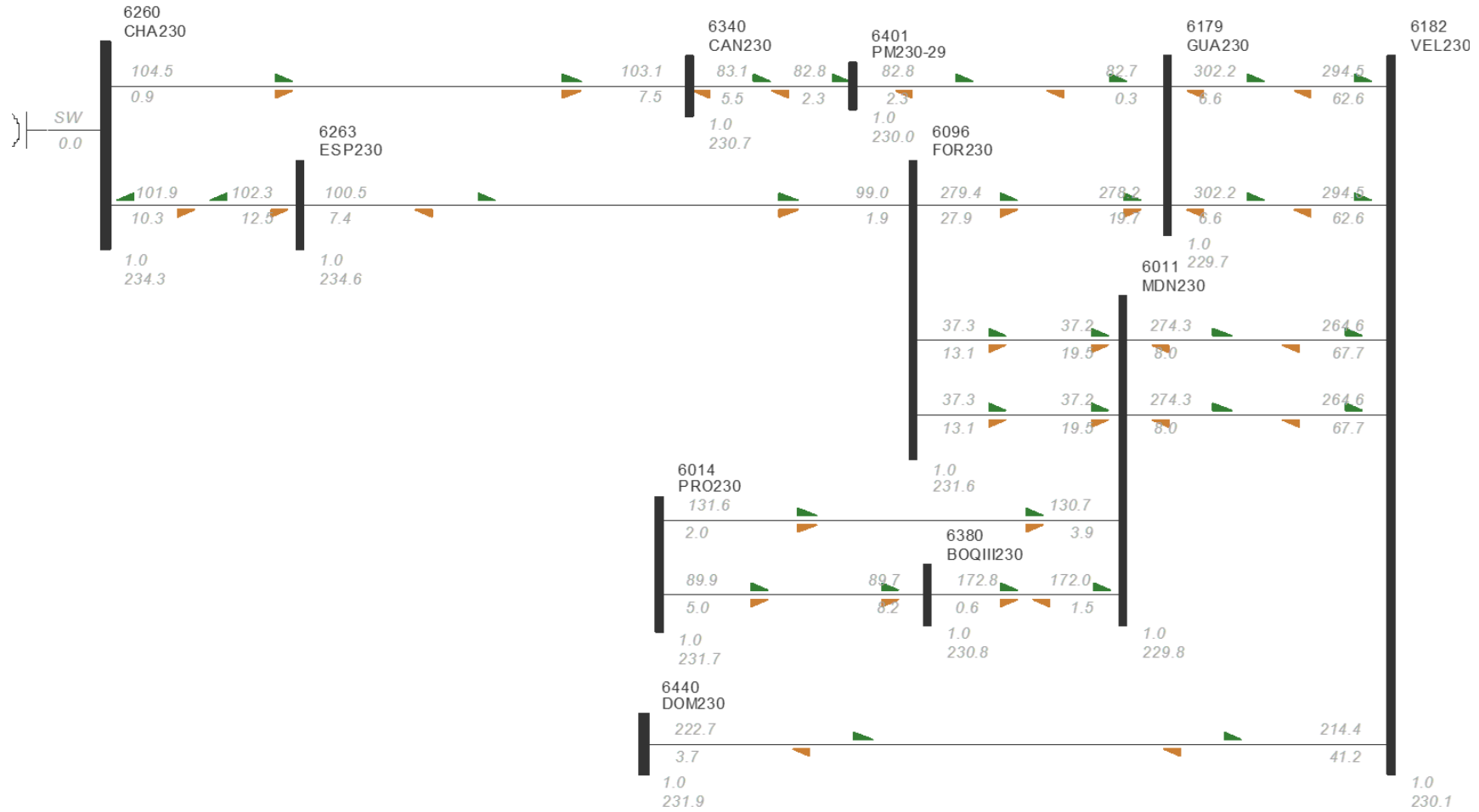


Referencia – 2024 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

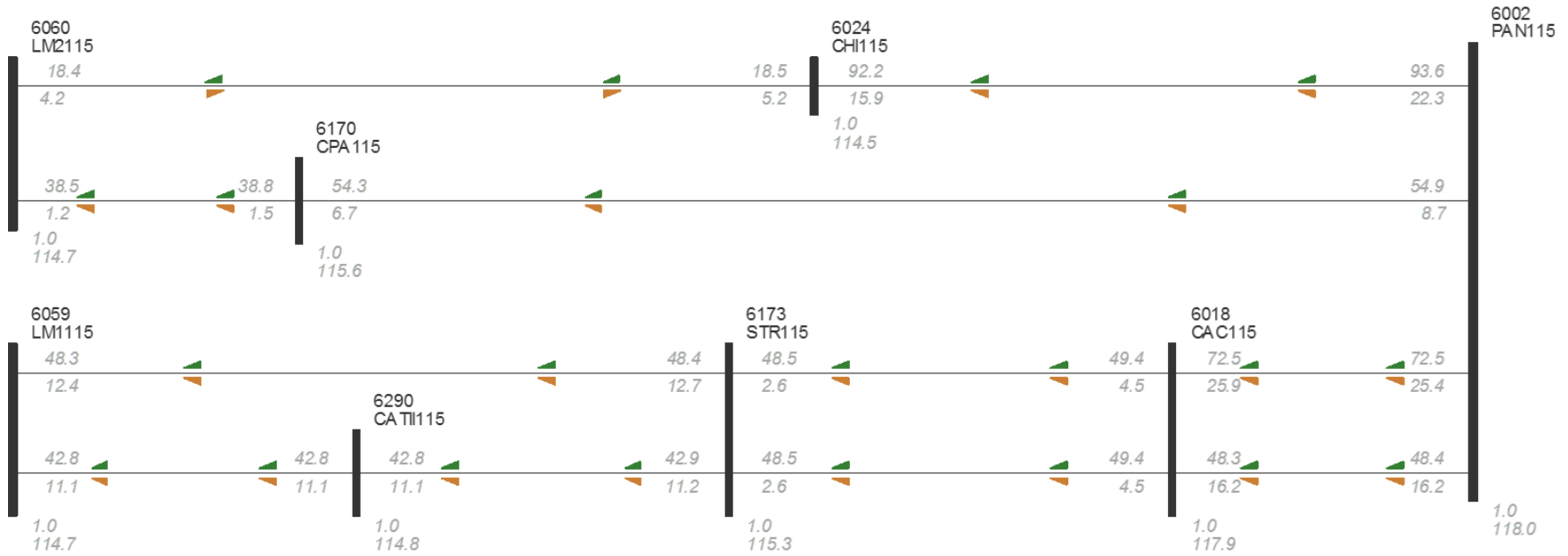


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



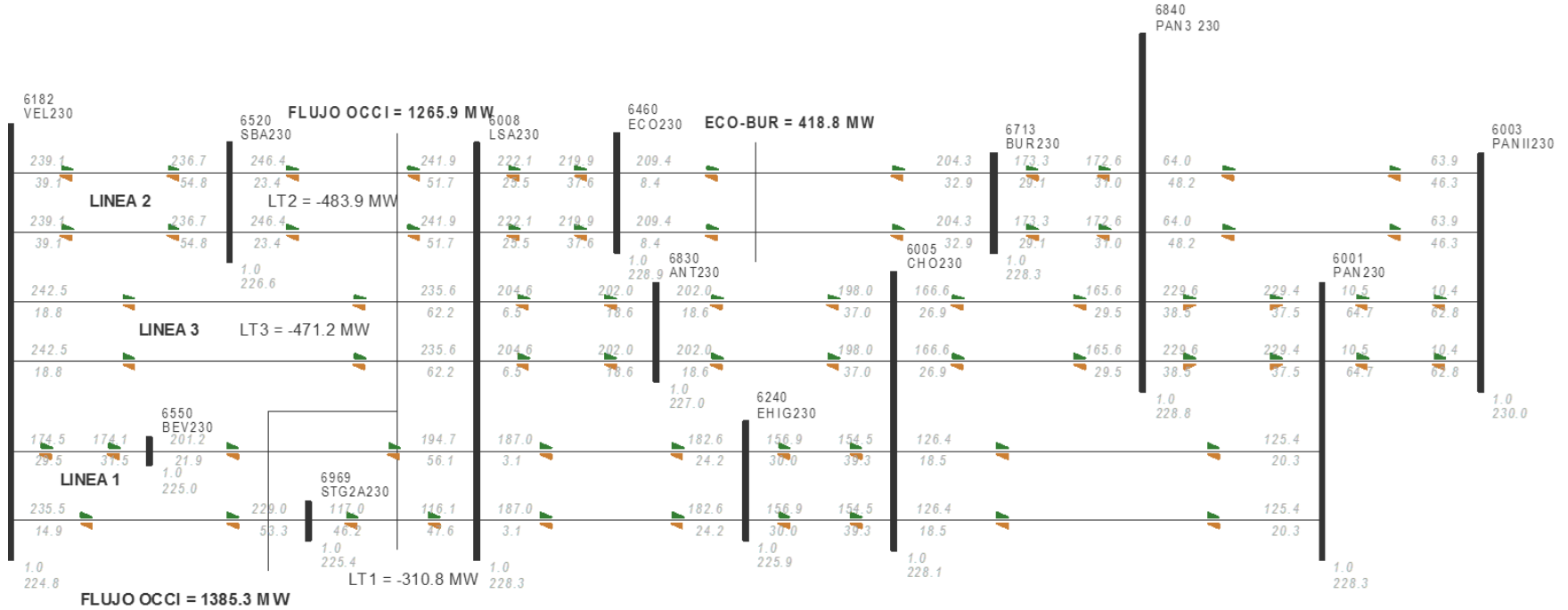
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

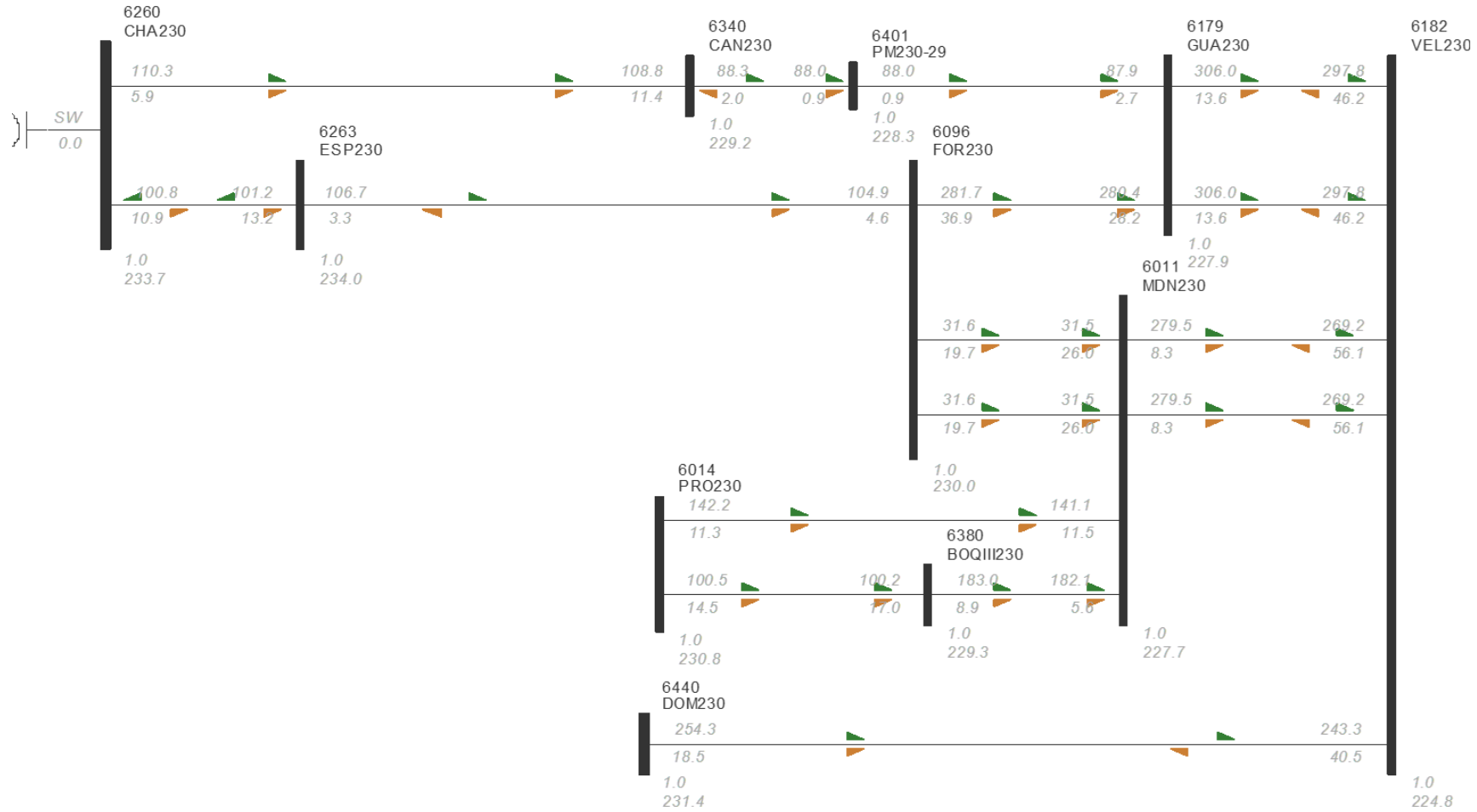


Referencia – 2025 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

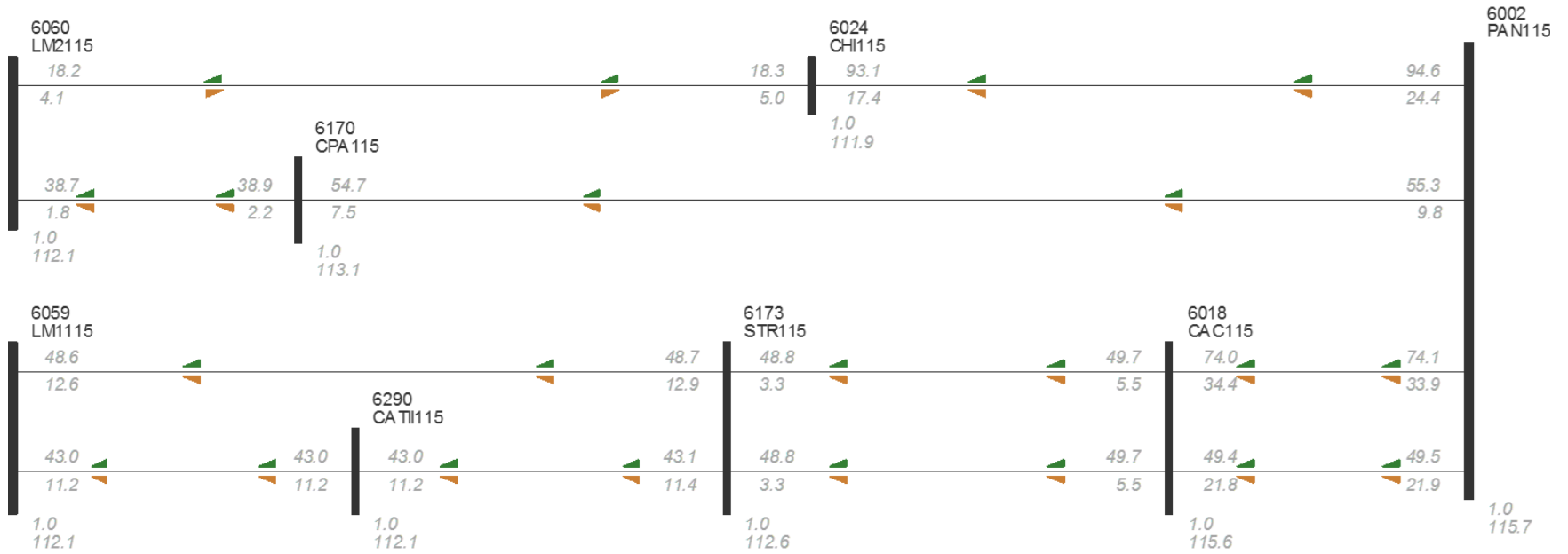


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



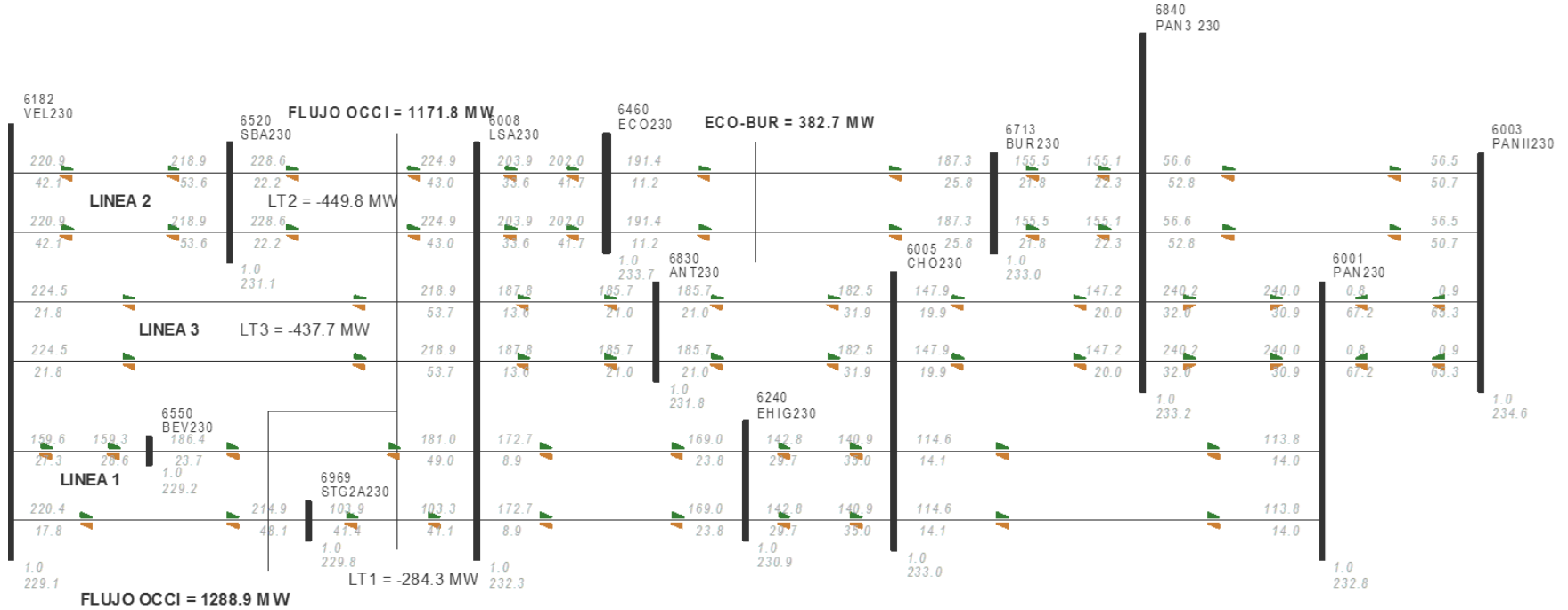
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA



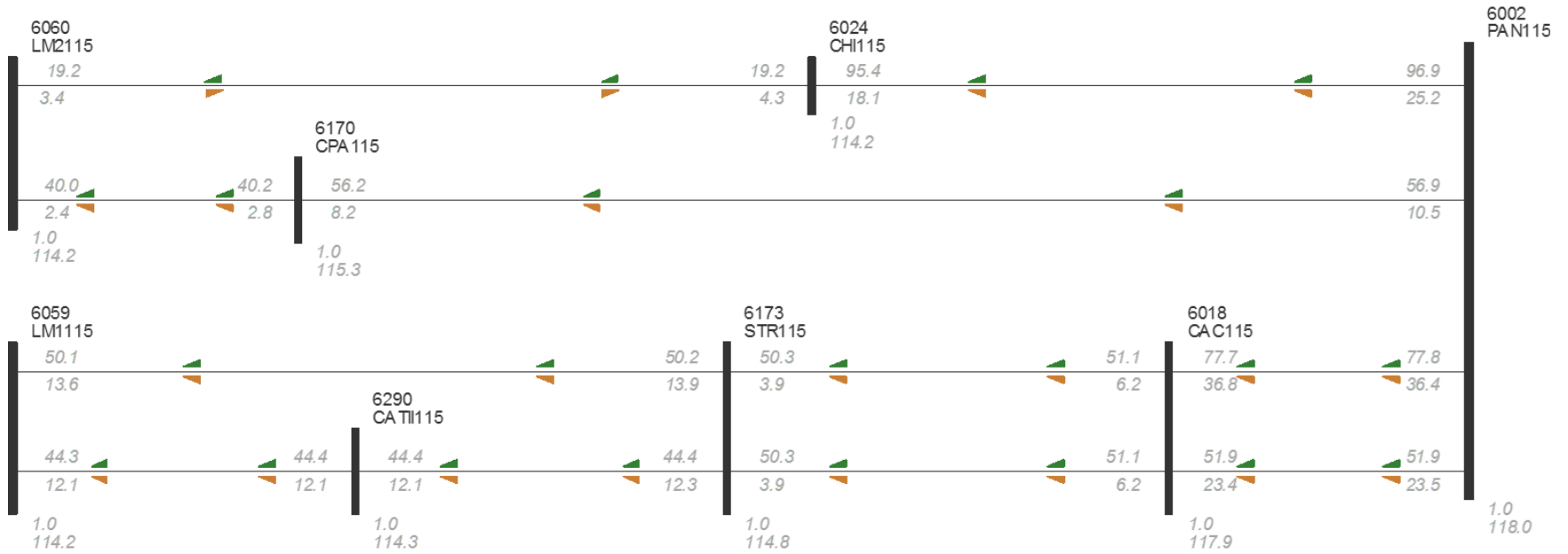
Referencia – 2026 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO



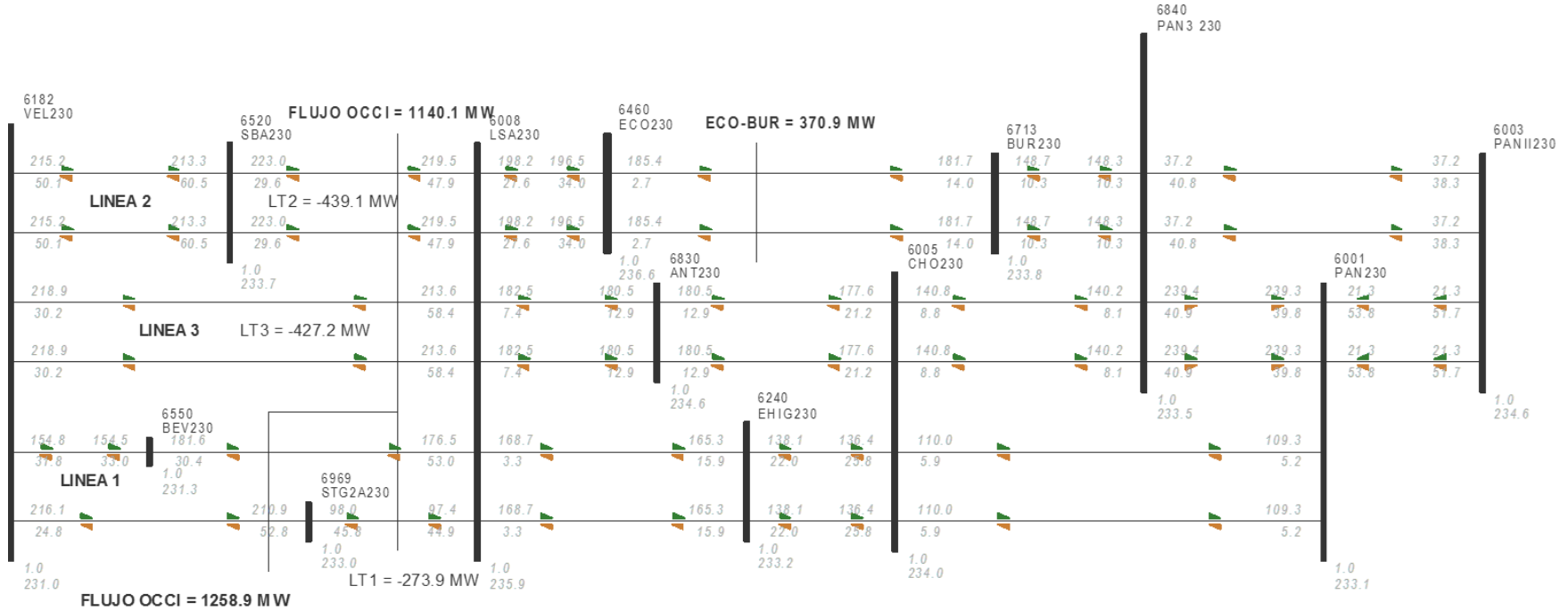
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

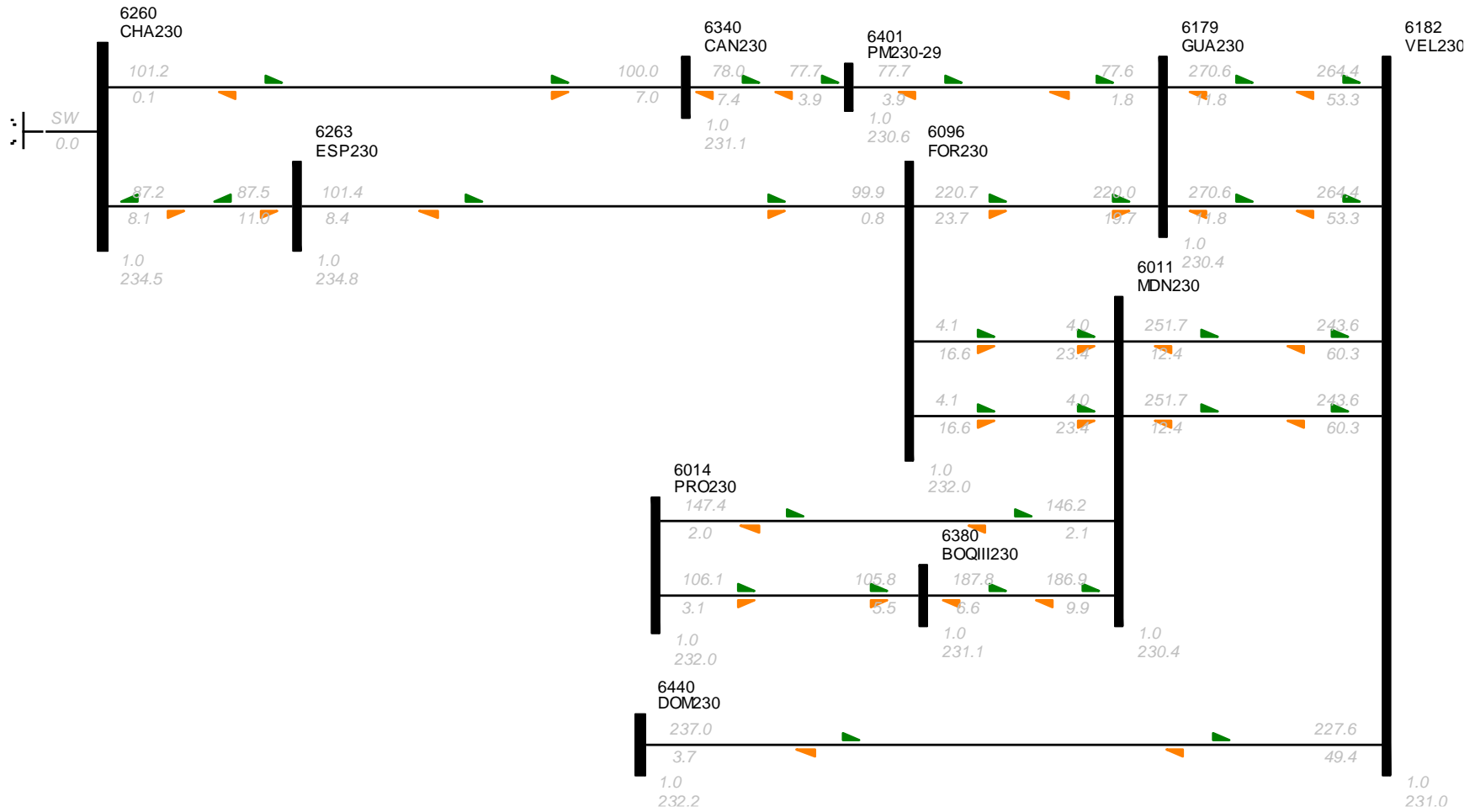


Referencia – 2028 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

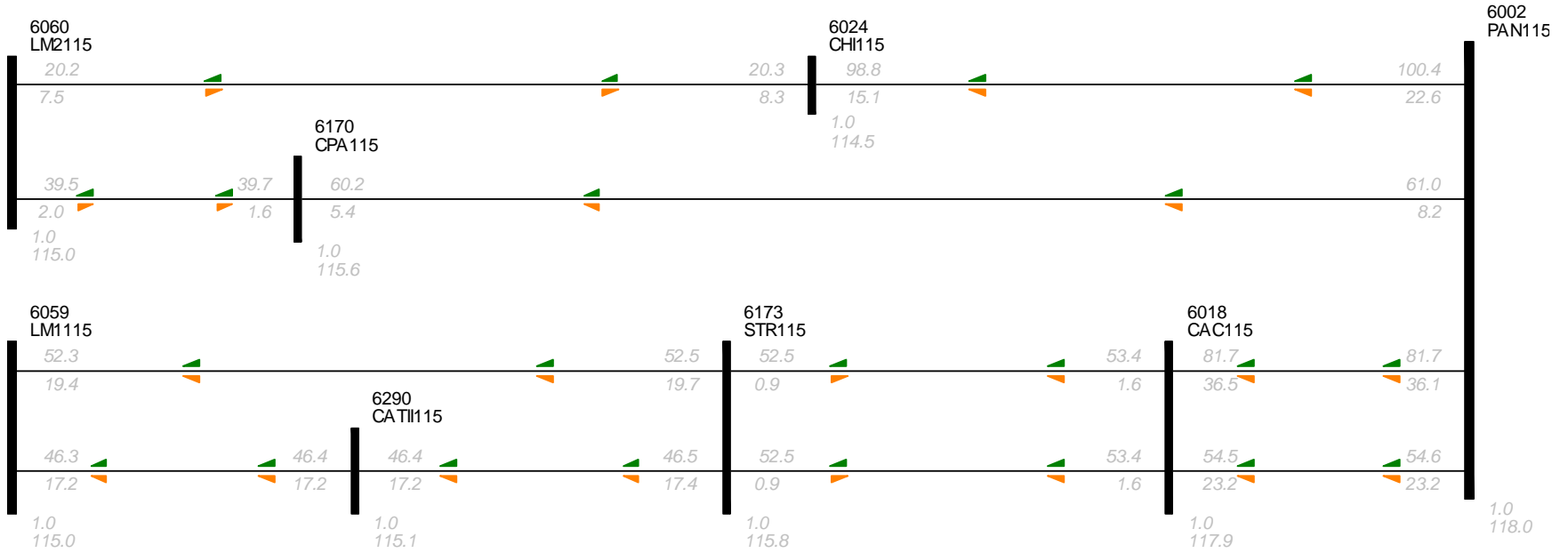


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



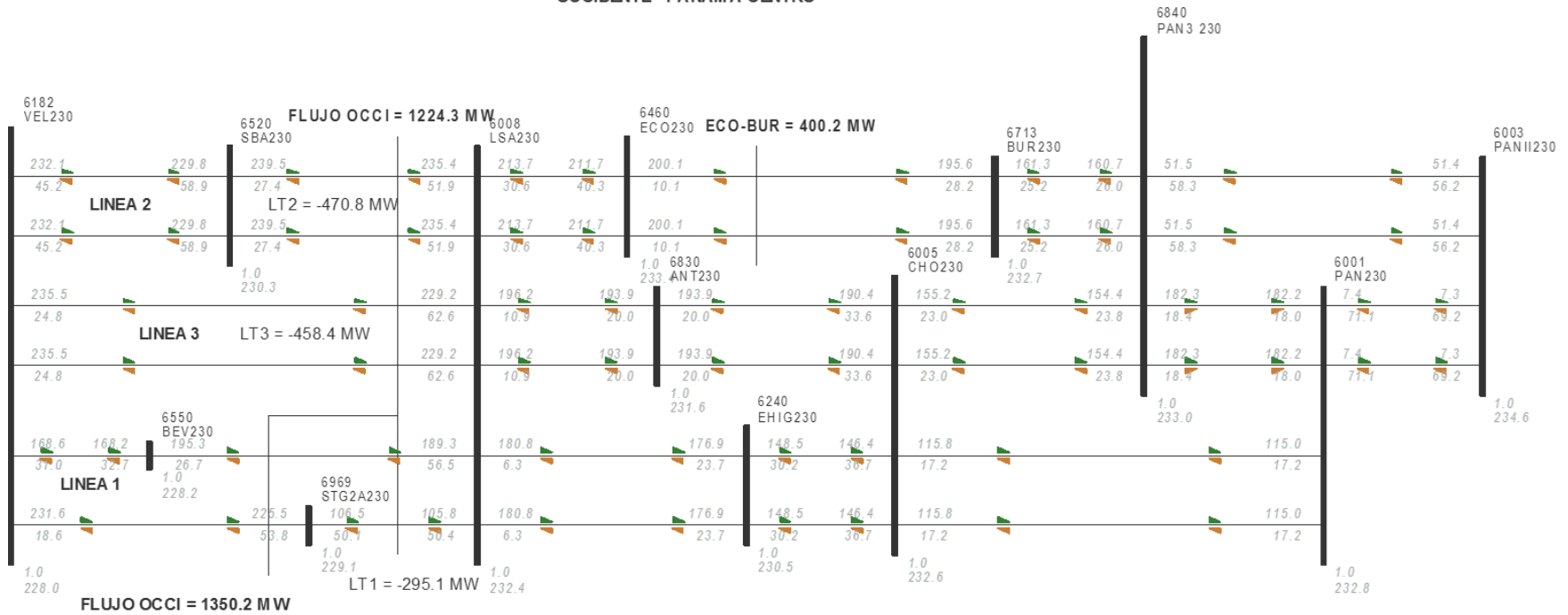
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

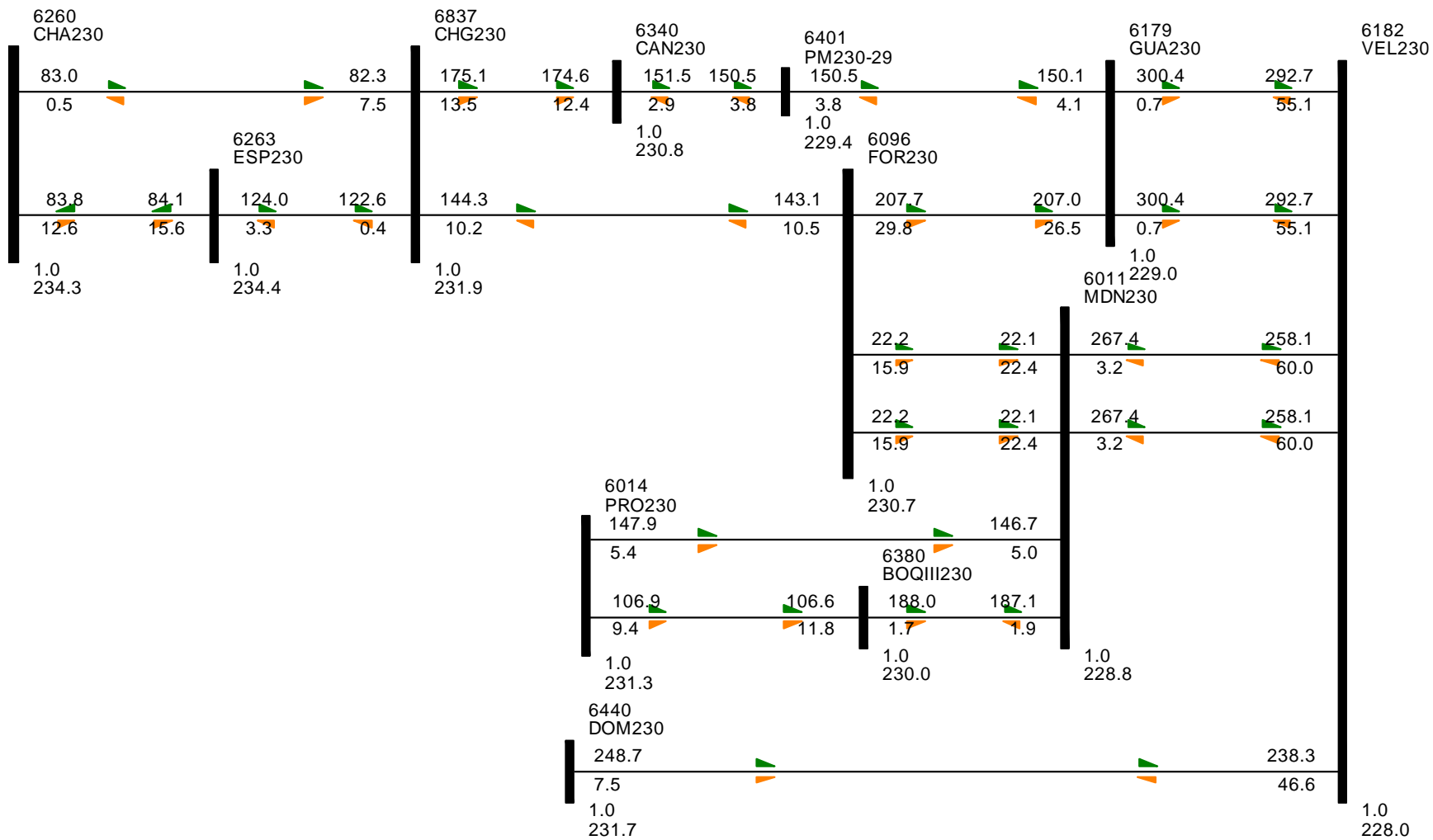


Referencia – 2030 Sin 4ta Línea

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**

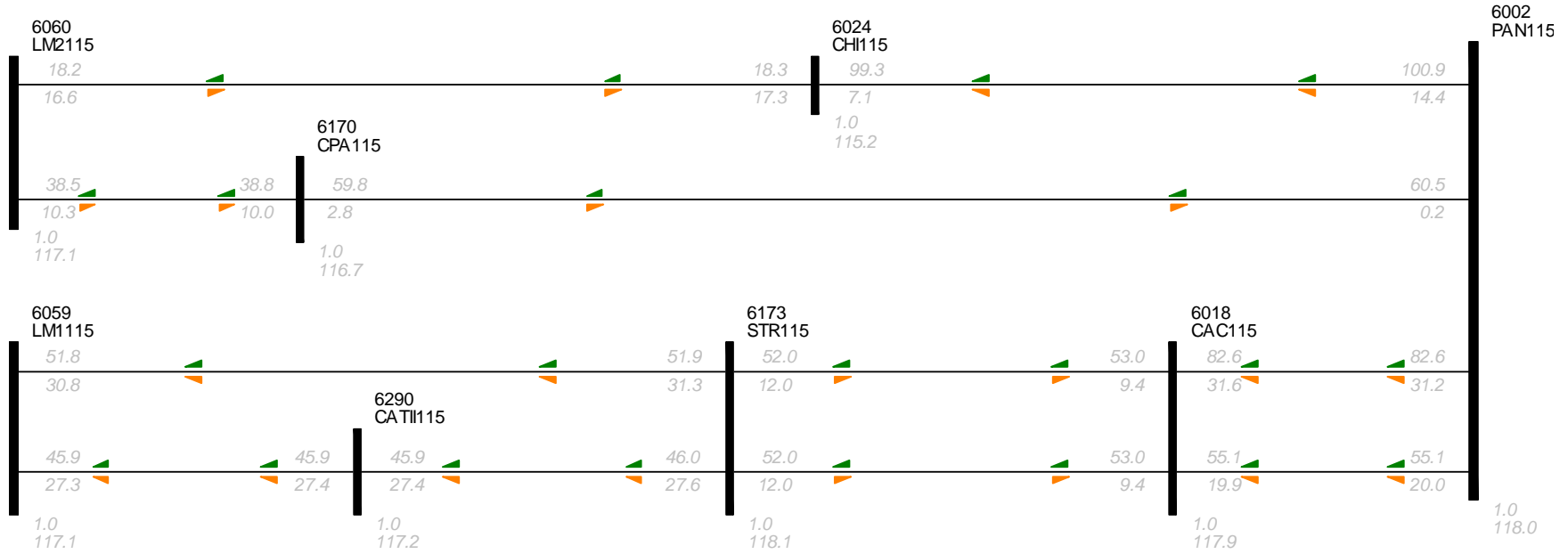


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



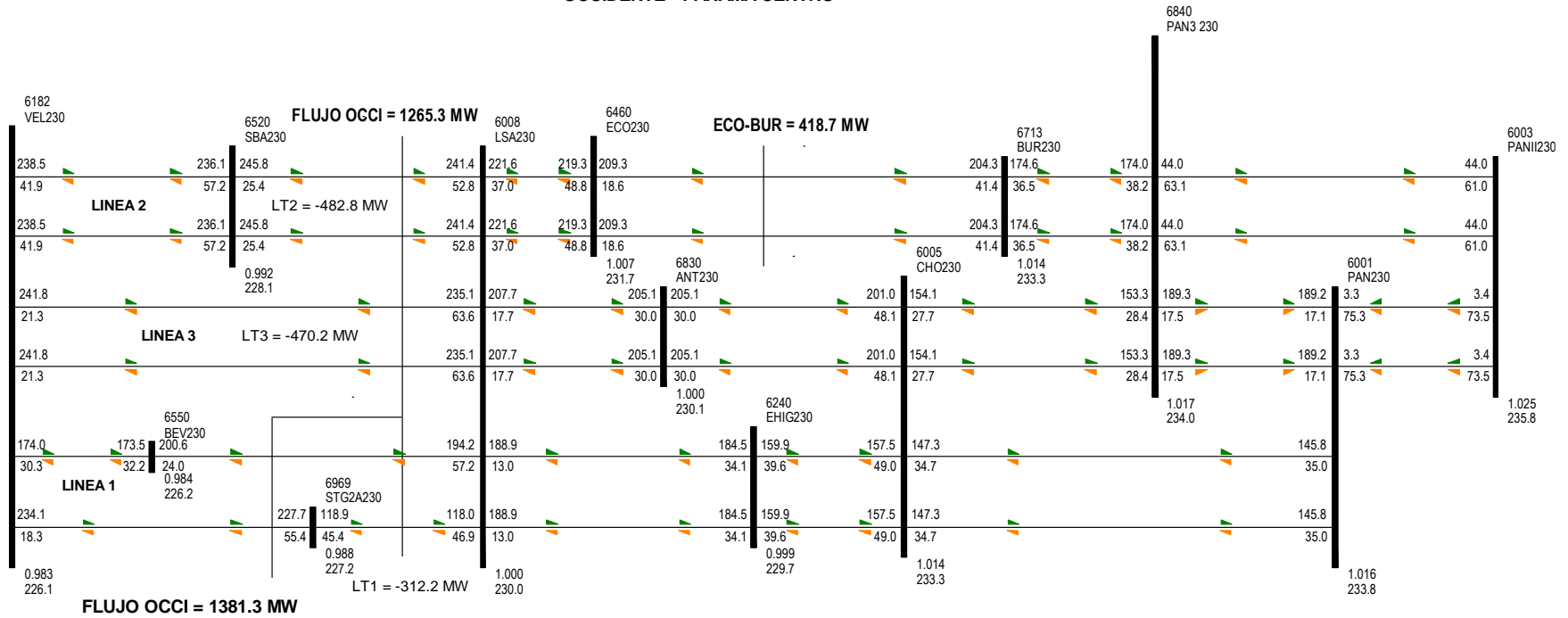
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

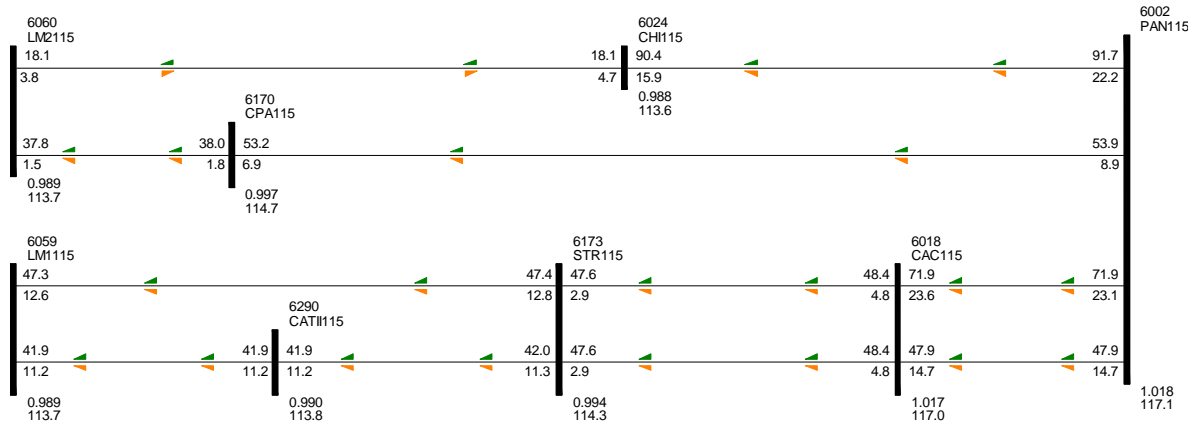


Renovable – 2023 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

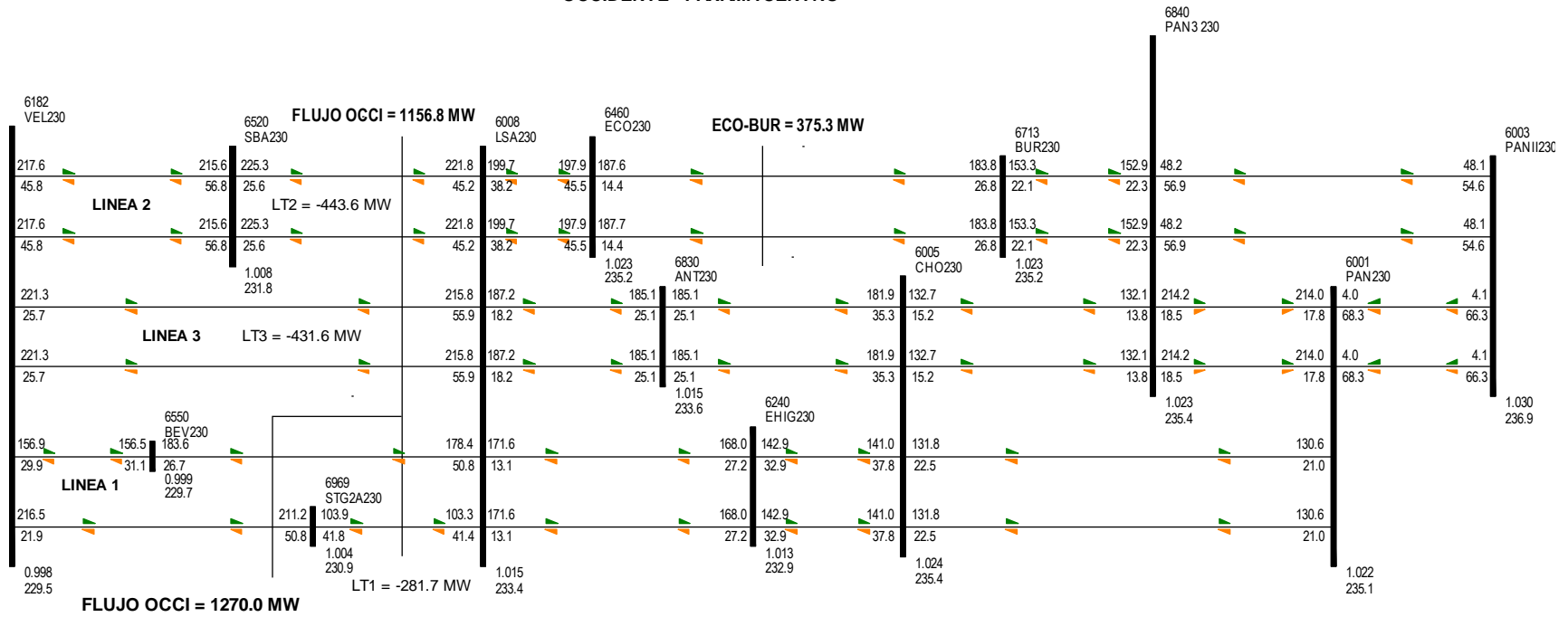


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)
 AREA COLON - PANAMA

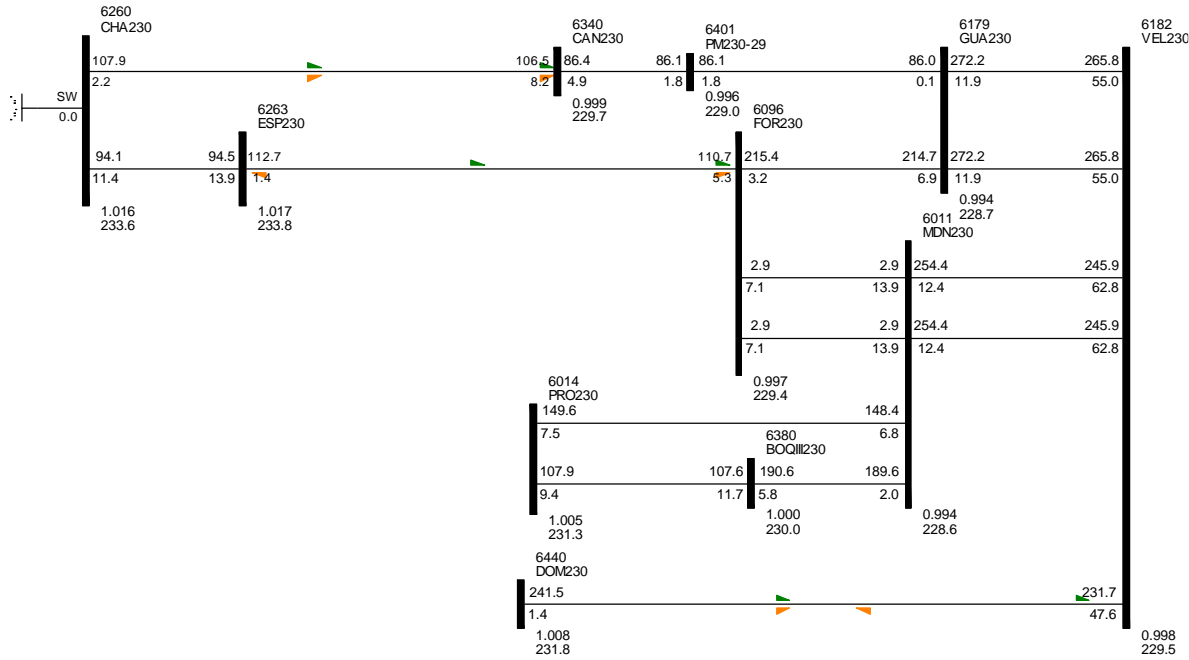


Renovable – 2024 Sin 4ta Línea

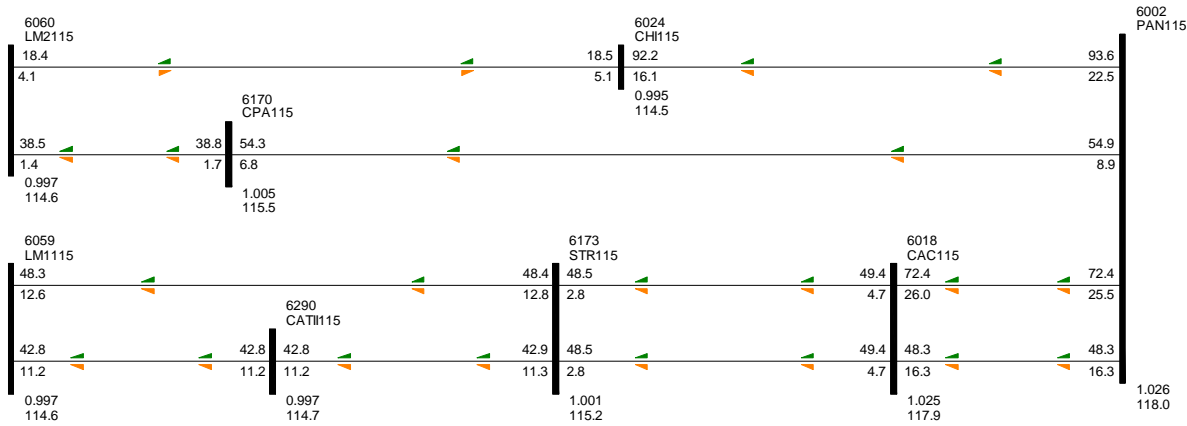
**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**



**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
ZONA OCCIDENTE**

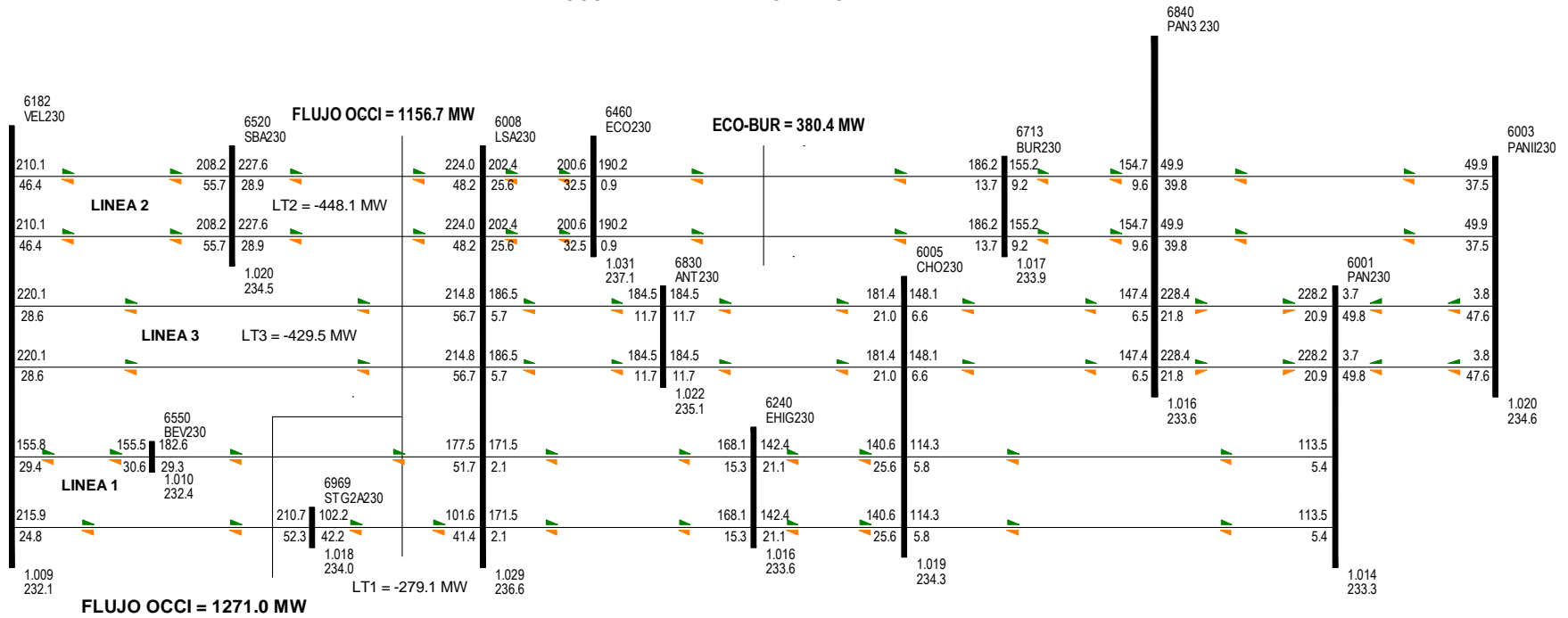


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)
AREA COLON - PANAMA

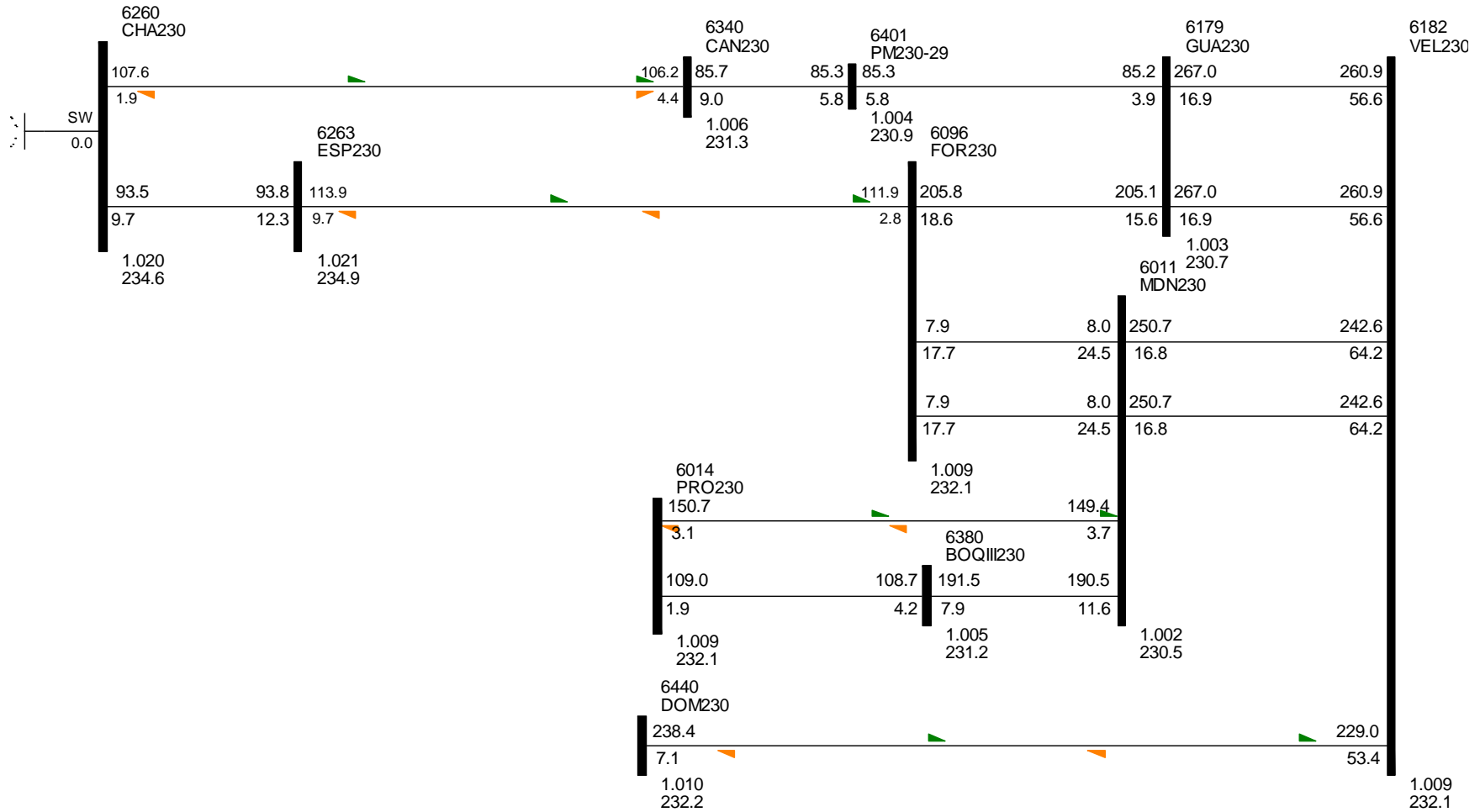


Renovable – 2025 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

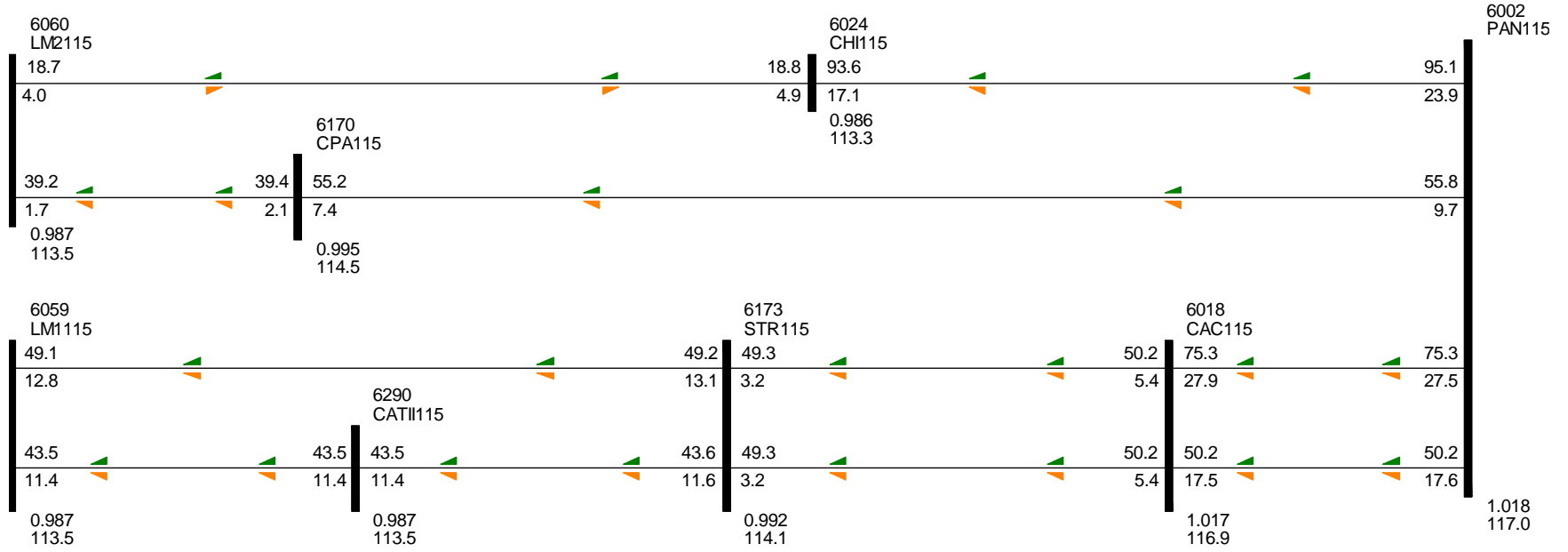


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE

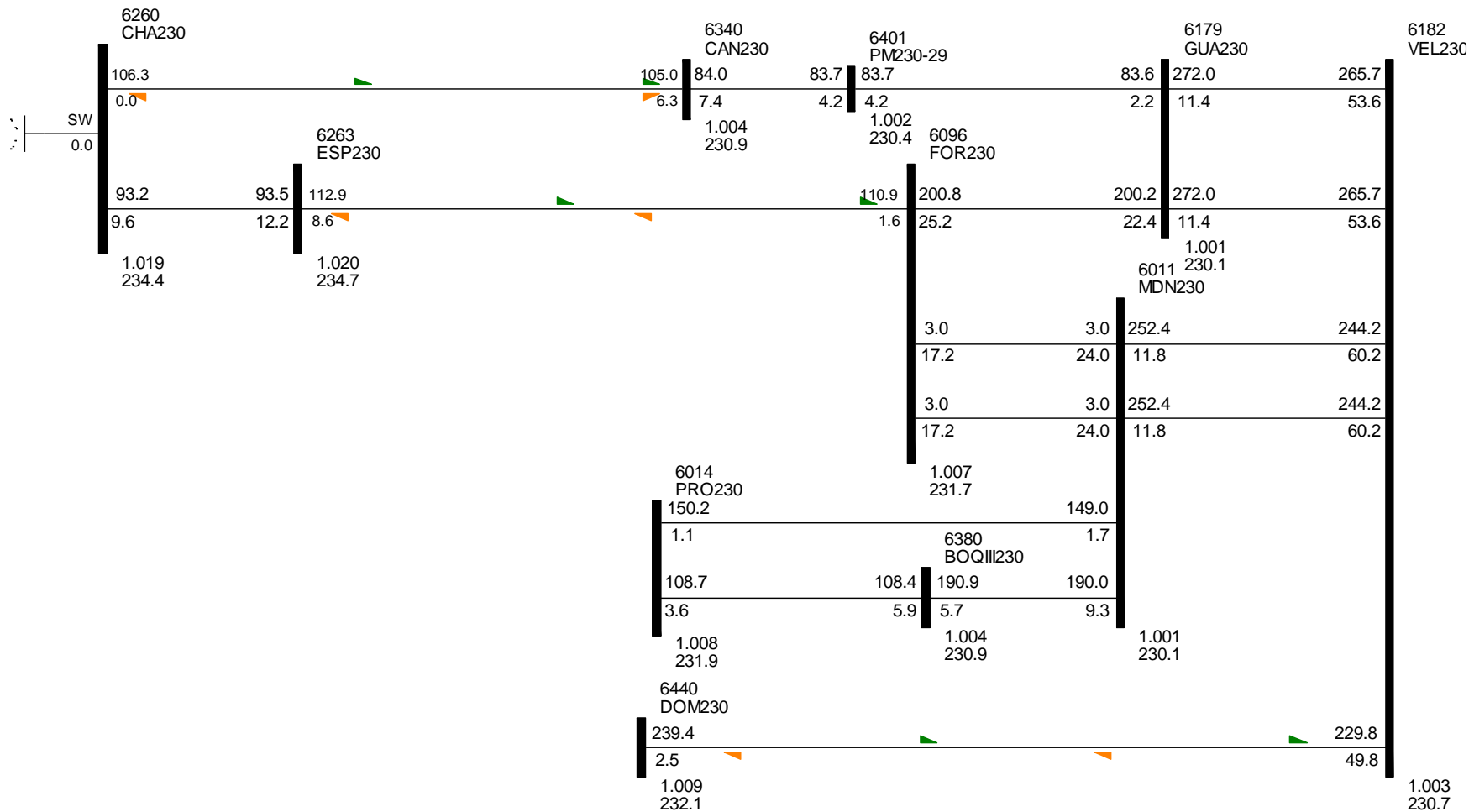


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

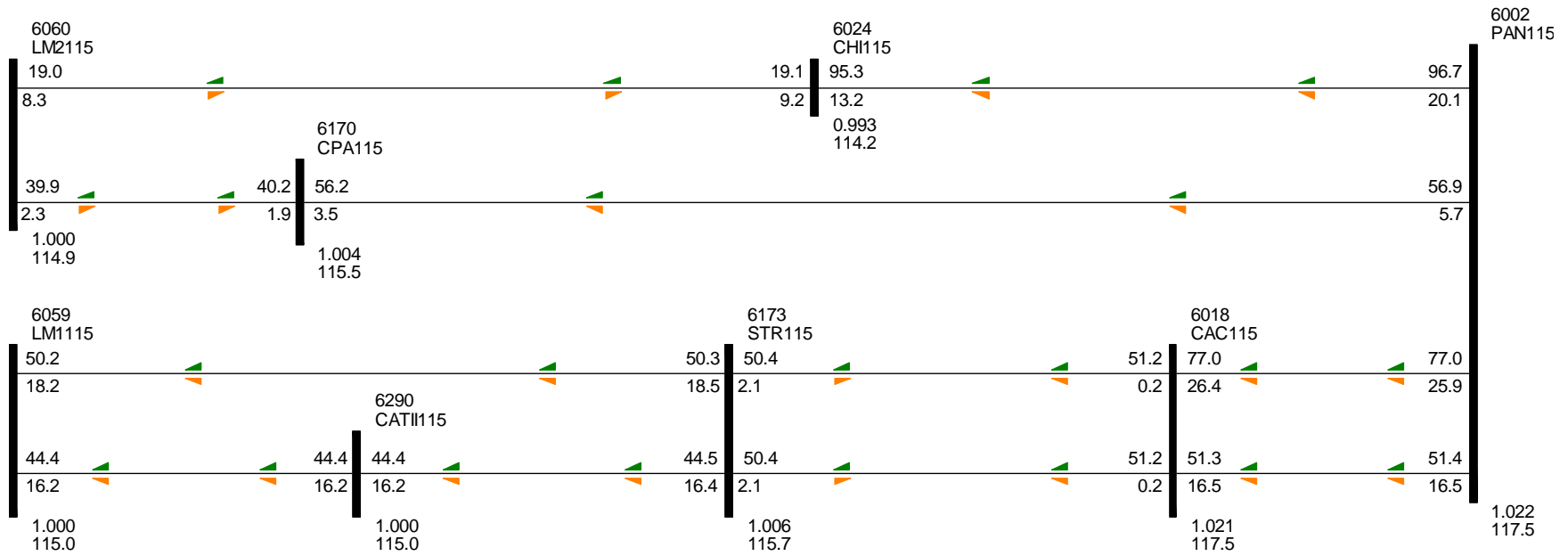


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



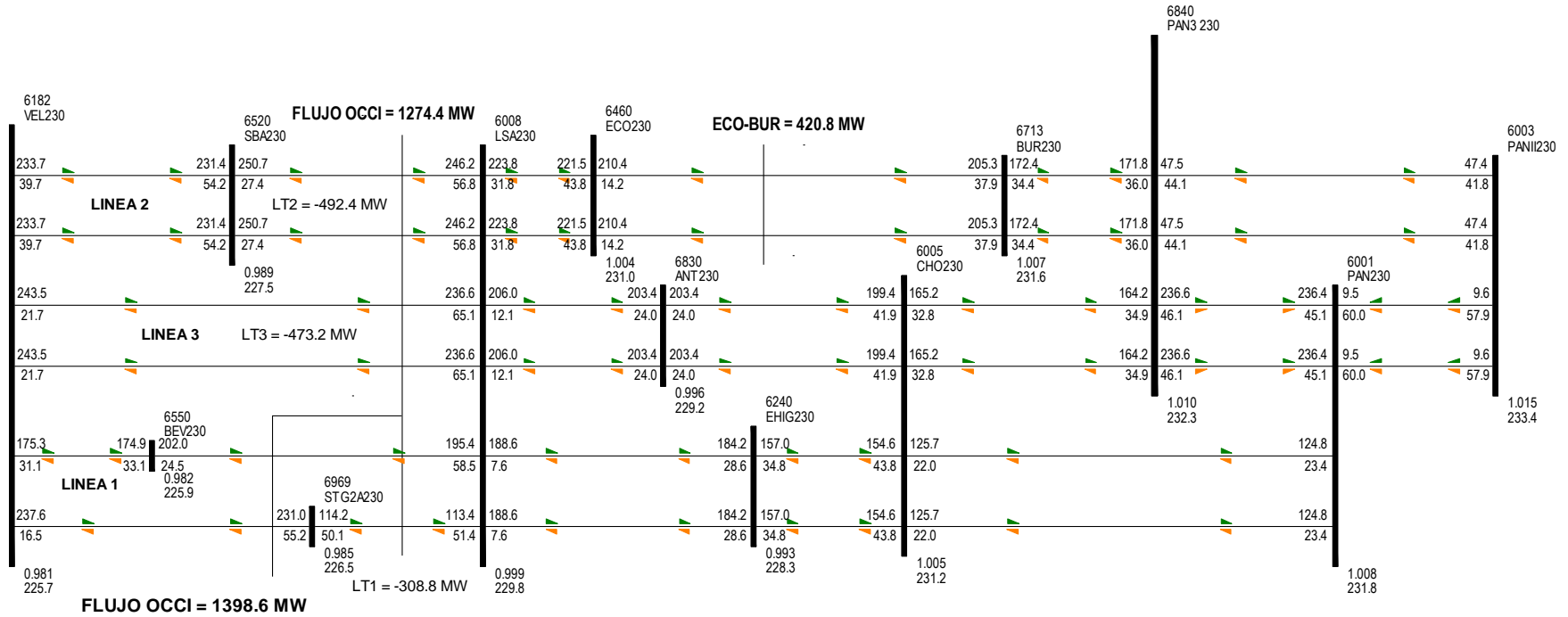
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA



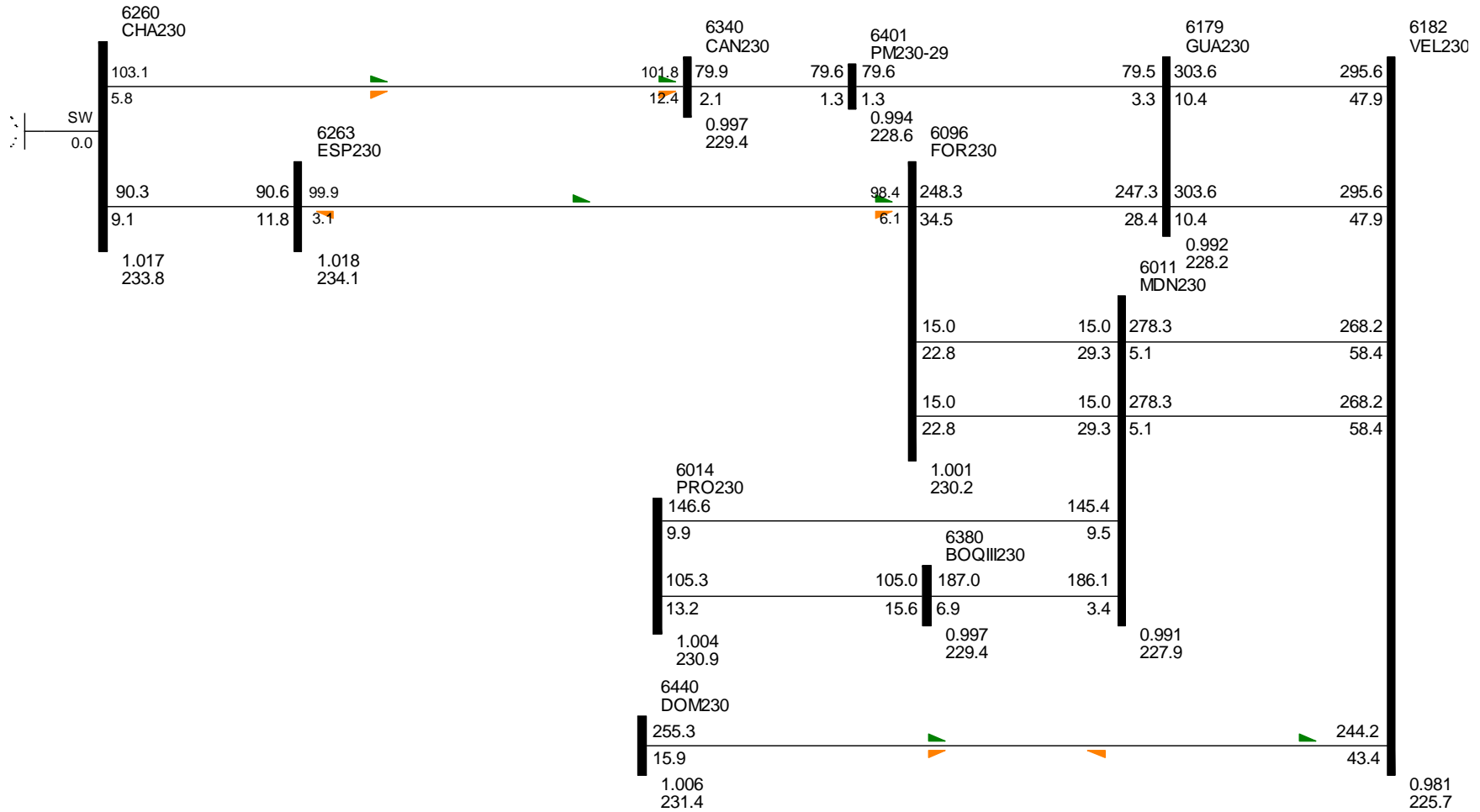
Renovable – 2028 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO





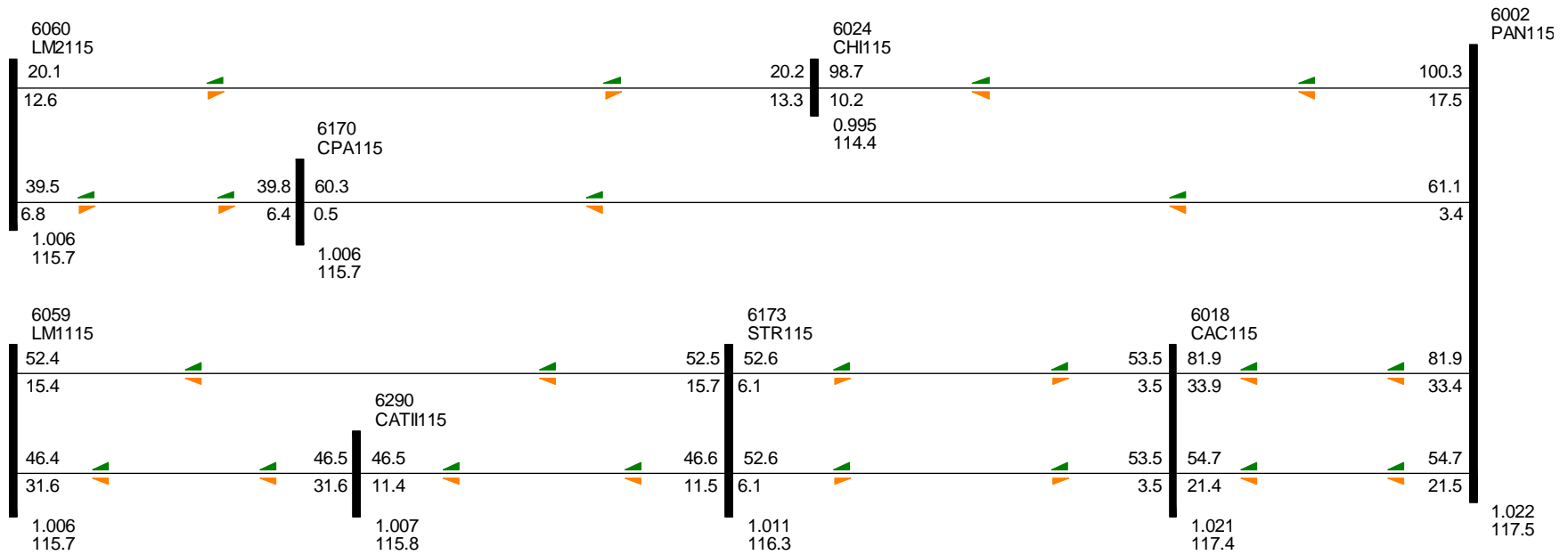
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



AP

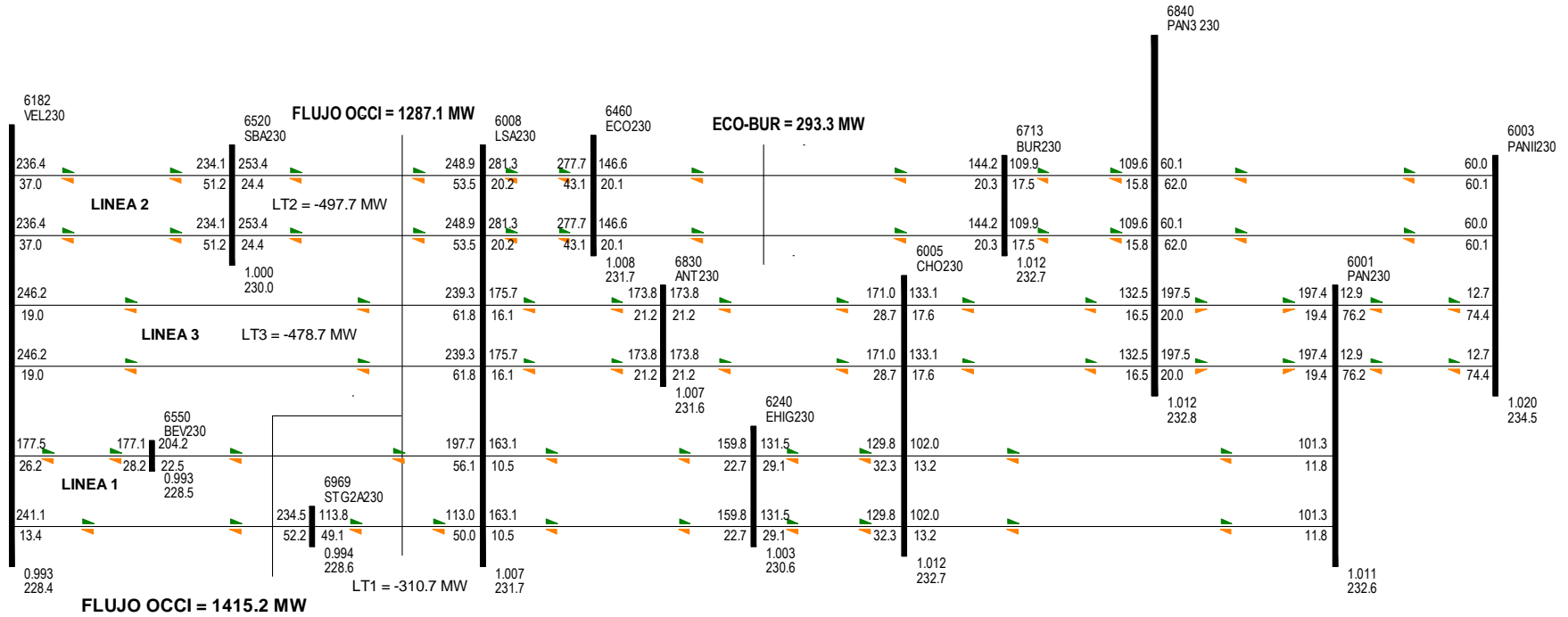
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA

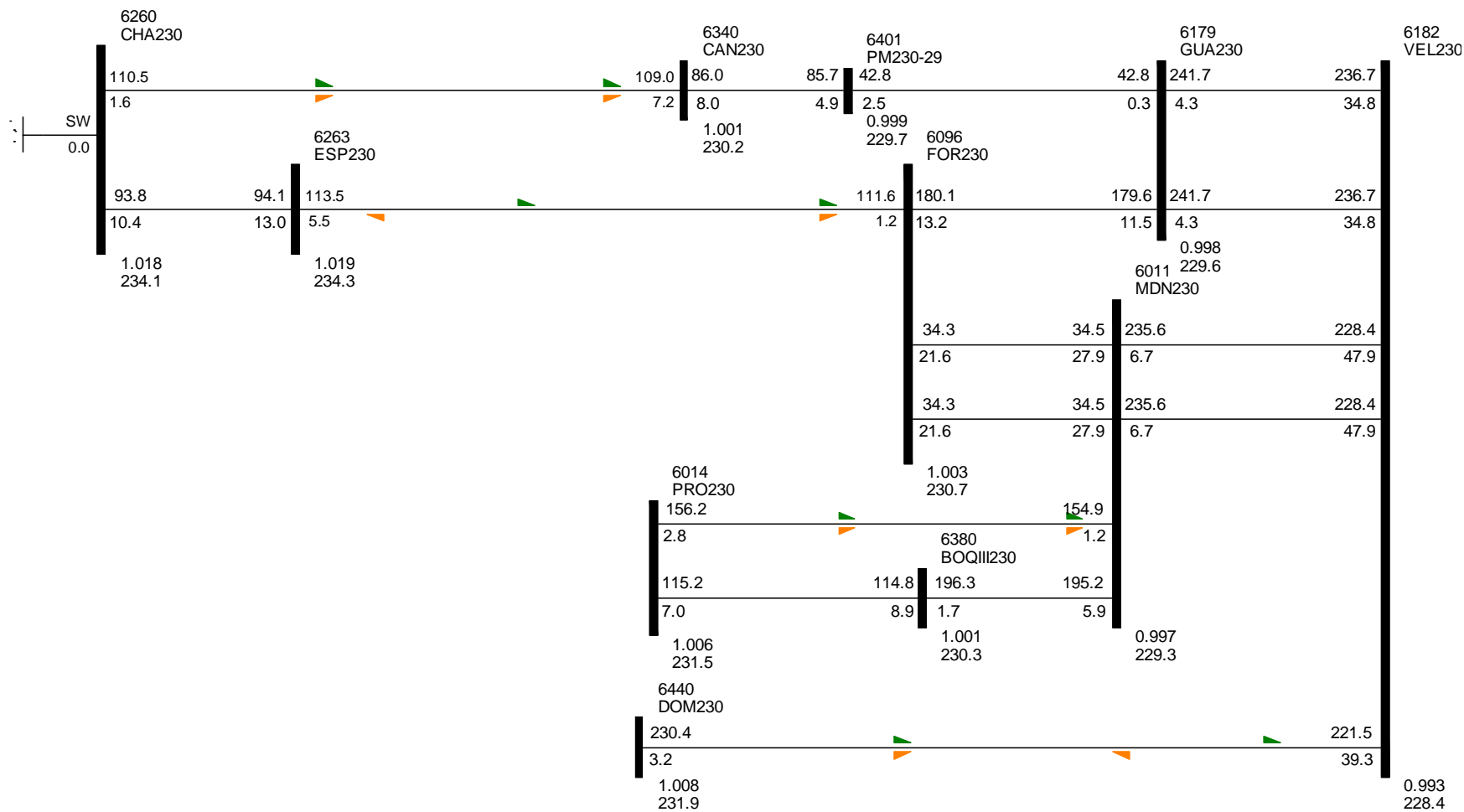


Renovable – 2030 Sin 4ta Línea

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION OCCIDENTE - PANAMA CENTRO

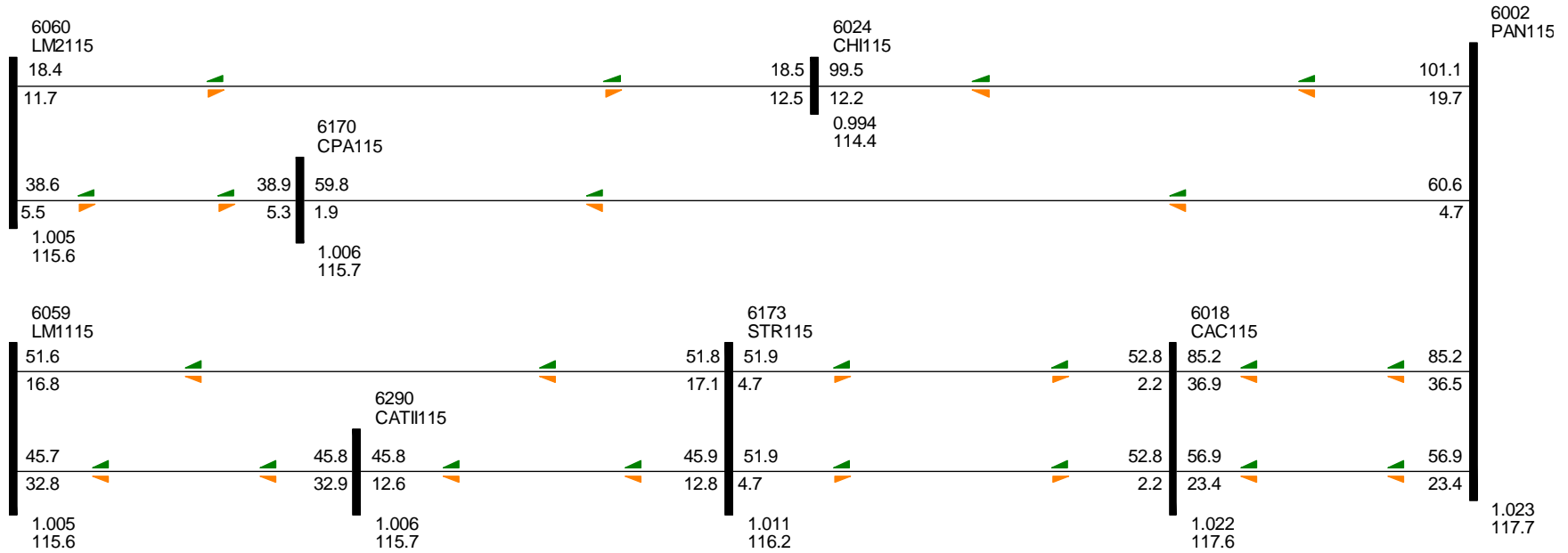


SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION ZONA OCCIDENTE



SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (115KV)

AREA COLON - PANAMA





Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2019 – 2033

Tomo III
Plan de Expansión de Transmisión

Tomo III - Anexo 8
Despachos de Generación de
Largo Plazo



Despachos Escenario de Referencia Con 4LT

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

	MAX	MED	MIN
Total	2274.17	1954.53	1113.99



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

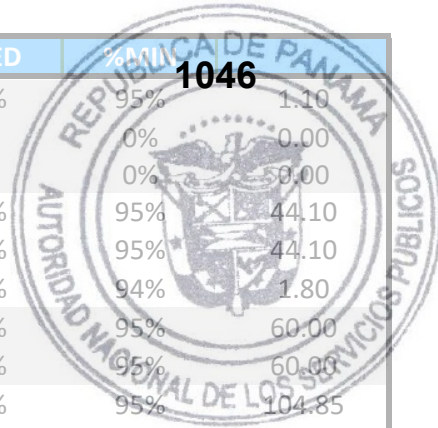
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	29.37	0.00	0.00	53%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	28.04	0.00	0.00	53%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	10.68	0.00	0.00	53%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	16.02	0.00	0.00	53%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	9.35	0.00	0.00	53%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	33.38	0.00	0.00	53%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	17.36	0.00	0.00	53%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	35.24	0.00	0.00	53%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	5.34	1.90	0.00	53%	19%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	5.34	1.90	0.00	53%	19%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	5.34	1.90	0.00	53%	19%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	5.83	2.07	0.00	53%	19%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	5.34	1.90	0.00	53%	19%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	5.34	1.90	0.00	53%	19%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	2.67	0.95	0.00	53%	19%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	5.48	1.95	0.00	53%	19%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	4.39	1.56	0.00	53%	19%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	5.76	2.05	0.00	53%	19%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	4.54	1.62	0.00	53%	19%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	8.54	3.04	0.00	53%	19%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.51	0.18	0.00	53%	19%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.60	0.57	0.00	53%	19%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	64.08	22.80	0.00	53%	19%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	5.34	1.90	0.00	53%	19%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	10.65	3.79	0.00	53%	19%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	5.34	1.90	0.00	53%	19%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progtreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	5.32	1.89	0.00	53%	19%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	5.28	1.88	0.00	53%	19%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	5.34	1.90	0.00	53%	19%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	2.67	0.95	0.00	53%	19%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	1045
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	1.50	95%	95%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023				MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	1046
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10	
HO	PRO	Burica	BCAG1	#N/A	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	
HO	PRO		BCAG2	#N/A	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10	
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10	
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80	
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00	
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00	
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	98.55	99.08	99.57	94%	94%	95%	104.85	
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85	
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12	
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00	
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00	
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	84.60	49.00	95%	85%	49%	100.00	
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	84.60	49.00	95%	85%	49%	100.00	
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	84.60	0.00	95%	85%	0%	100.00	
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	87.00	
HOR	BAY		BAYG2	6102	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	87.00	
HOR	BAY		BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	86.00	
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00	
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00	
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00	
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00	
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	224.00	
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	156.00	
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00	
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00	
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38	
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38	
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90	
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00	
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00	
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023		MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	33.50

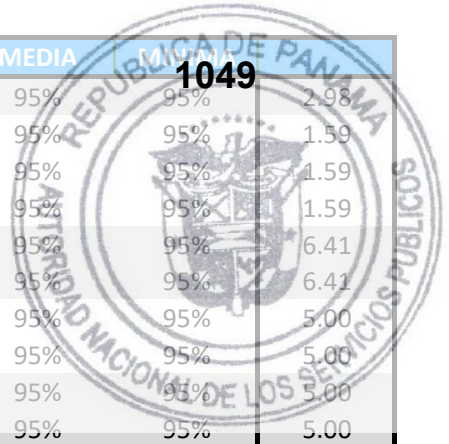
	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
Total	2311.57	1993.87	1151.59



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAXIMA	MEDIA	MINIMA	%GEN max	%GEN med	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

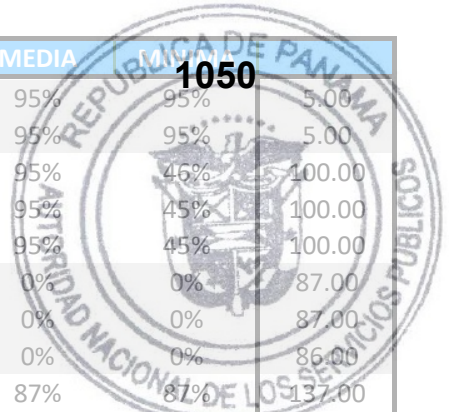
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	33.81	0.00	0.00	61%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	32.27	0.00	0.00	61%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	12.30	0.00	0.00	62%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	18.44	0.00	0.00	61%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	10.76	0.00	0.00	61%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	38.42	0.00	0.00	61%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	19.98	0.00	0.00	61%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	40.57	0.00	0.00	61%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	6.15	2.40	0.00	62%	24%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	6.15	2.40	0.00	62%	24%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	6.15	2.40	0.00	62%	24%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	6.71	2.62	0.00	140%	55%	0%	4.80
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	6.15	2.40	0.00	62%	24%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	6.15	2.40	0.00	62%	24%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	3.07	1.20	0.00	61%	24%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	6.31	2.46	0.00	62%	24%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	5.05	1.97	0.00	61%	24%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	6.63	2.59	0.00	62%	24%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	5.23	2.04	0.00	62%	24%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	9.84	3.84	0.00	62%	24%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.59	0.23	0.00	61%	24%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.84	0.72	0.00	61%	24%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKAOG1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	73.77	28.81	0.00	61%	24%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	6.15	2.40	0.00	62%	24%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	6.15	2.40	0.00	62%	24%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	6.12	2.39	0.00	61%	24%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	6.08	2.37	0.00	61%	24%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	6.15	2.40	0.00	62%	24%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	3.07	1.20	0.00	61%	24%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	98.61	99.33	99.17	94%	95%	95%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	46.00	95%	95%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	45.00	95%	95%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	45.00	95%	95%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	0.00	0.00	0.00	0%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	0.00	0.00	0.00	0%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70



Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024		MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA		
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

	MAX	MED	MIN
Total	2378.12	2045.71	1182.18



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	29.98	0.00	0.00	55%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	28.61	0.00	0.00	55%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	10.90	0.00	0.00	55%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	16.35	0.00	0.00	55%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	9.54	0.00	0.00	55%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	34.06	0.00	0.00	55%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	17.71	0.00	0.00	55%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	35.97	0.00	0.00	55%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	5.45	2.00	0.00	55%	20%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	5.45	2.00	0.00	55%	20%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	5.45	2.00	0.00	55%	20%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	2.62	0.96	0.00	55%	20%	0%	4.80
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	5.45	2.00	0.00	55%	20%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	5.45	2.00	0.00	55%	20%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	2.73	1.00	0.00	55%	20%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	5.59	2.05	0.00	55%	20%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	4.48	1.64	0.00	55%	20%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	5.88	2.16	0.00	55%	20%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	4.63	1.70	0.00	55%	20%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	8.72	3.20	0.00	55%	20%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.52	0.19	0.00	55%	20%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.64	0.60	0.00	55%	20%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	65.40	24.00	0.00	55%	20%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	5.45	2.00	0.00	55%	20%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	10.87	3.99	0.00	55%	20%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	5.45	2.00	0.00	55%	20%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progtreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	5.43	1.99	0.00	55%	20%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	5.39	1.98	0.00	54%	20%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	5.45	2.00	0.00	55%	20%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	2.73	1.00	0.00	55%	20%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	1053
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	1.50	95%	95%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025				MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	1054
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10	
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50	
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50	
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10	
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10	
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80	
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00	
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00	
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	98.78	97.24	99.50	94%	93%	95%	104.85	
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85	
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12	
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00	
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00	
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	53.20	95%	95%	53%	100.00	
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	53.20	95%	95%	53%	100.00	
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%	100.00	
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	0.00	0.00	46%	0%	0%	87.00	
HOR	BAY		BAYG2	6102	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	87.00	
HOR	BAY		BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	86.00	
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00	
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00	
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00	
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00	
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	224.00	
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	156.00	
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00	
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00	
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38	
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38	
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90	
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00	
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00	
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025		MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
LM		Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
LM			BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
LM			BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	33.50

AB

	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
Total	2424.28	2087.34	1217.50



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAXIMA	MEDIA	MINIMA	%GEN max	%GEN med	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

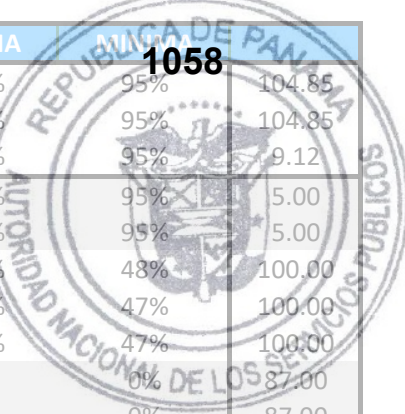
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	26.56	0.00	0.00	48%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	25.35	0.00	0.00	48%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	9.66	0.00	0.00	48%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	14.49	0.00	0.00	48%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	8.45	0.00	0.00	48%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	30.18	0.00	0.00	48%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	15.69	0.00	0.00	48%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	31.87	0.00	0.00	48%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	4.83	3.29	0.00	48%	33%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	4.83	3.29	0.00	48%	33%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	4.83	3.29	0.00	48%	33%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	5.27	3.59	0.00	48%	33%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	4.83	3.29	0.00	48%	33%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	4.83	3.29	0.00	48%	33%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	2.41	1.64	0.00	48%	33%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	4.95	3.37	0.00	48%	33%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	3.97	2.70	0.00	48%	33%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	5.21	3.54	0.00	48%	33%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	4.10	2.79	0.00	48%	33%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	7.73	5.26	0.00	48%	33%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.46	0.32	0.00	48%	33%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.45	0.99	0.00	48%	33%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	57.94	39.42	0.00	48%	33%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	4.83	3.29	0.00	48%	33%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	9.63	6.55	0.00	48%	33%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	4.83	3.29	0.00	48%	33%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	4.81	3.27	0.00	48%	33%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	4.78	3.25	0.00	48%	33%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	4.83	3.29	0.00	48%	33%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	2.41	1.64	0.00	48%	33%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA	
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.51	99.93	99.23	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	48.00	95%	95%	48%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	47.00	95%	95%	47%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	47.00	95%	95%	47%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	0.00	0.00	46%	0%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	0.00	0.00	46%	0%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	0.00	0.00	47%	0%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70



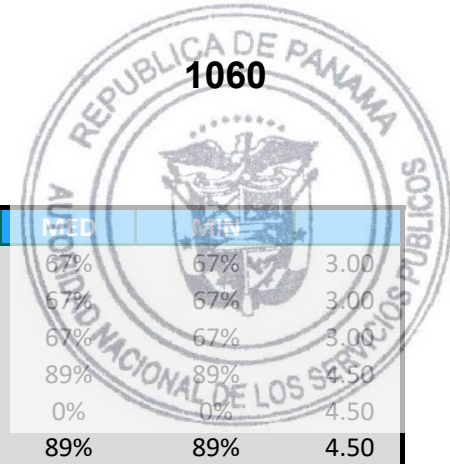
Handwritten signature or initials in blue ink at the bottom right corner of the page.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026		MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA		
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

2028

	MAX	MED	MIN
Total	2518.70	2169.61	1275.29



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	12.00

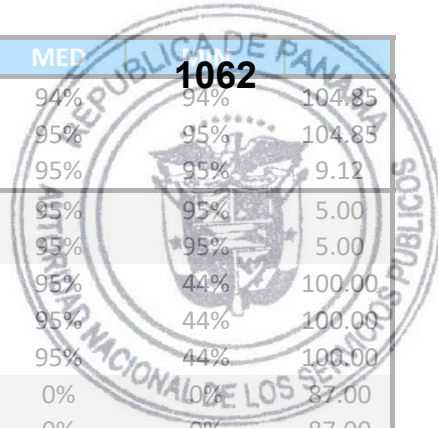
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	26.40	0.00	0.00	48%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	25.20	0.00	0.00	48%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	9.60	0.00	0.00	48%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	14.40	0.00	0.00	48%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	8.40	0.00	0.00	48%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	30.00	0.00	0.00	48%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	15.60	0.00	0.00	48%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	31.68	0.00	0.00	48%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	4.80	5.90	0.00	48%	59%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	4.80	5.90	0.00	48%	59%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	4.80	5.90	0.00	48%	59%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	5.24	6.44	0.00	48%	59%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	4.80	5.90	0.00	48%	59%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	4.80	5.90	0.00	48%	59%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	2.40	2.95	0.00	48%	59%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	4.92	6.05	0.00	48%	59%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	3.95	4.85	0.00	48%	59%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	5.17	6.36	0.00	48%	59%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	4.08	5.02	0.00	48%	59%	0%	8.50
S	LSA	Pocri	POCRG1	6905	7.68	9.44	0.00	48%	59%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.46	0.57	0.00	48%	59%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.44	1.77	0.00	48%	59%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	57.60	70.80	0.00	48%	59%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	4.80	5.90	0.00	48%	59%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	9.58	11.77	0.00	48%	59%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	4.80	5.90	0.00	48%	59%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	4.78	5.88	0.00	48%	59%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	4.75	5.84	0.00	48%	59%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	4.80	5.90	0.00	48%	59%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	2.40	2.95	0.00	48%	59%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	4.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	60.00



[Handwritten signature]

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.81	98.97	98.41	95%	94%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	44.00	95%	95%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	44.00	95%	95%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	44.00	95%	95%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	45.00	0.00	0.00	52%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	45.00	0.00	0.00	52%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	46.00	0.00	0.00	53%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	40.00	0.00	38.50	53%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	40.00	0.00	0.00	53%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	30.10	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70



Handwritten signature or initials in blue ink.

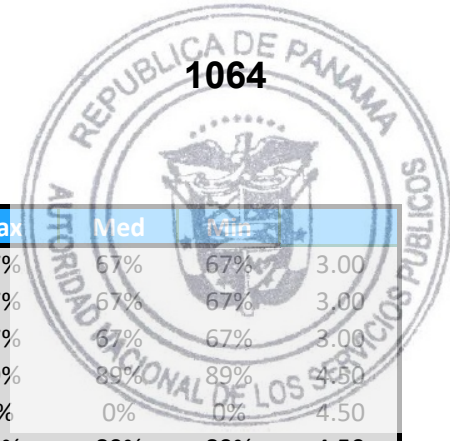


TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN		
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

AB

2030 (500kV)

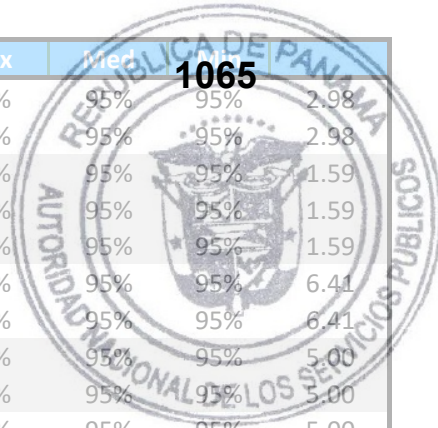
	max	med	min
Total	2584.50	2217.84	1304.96



TIPO	NODO	OFERTA ACP		Max	Med	Min	Max	Med	Min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

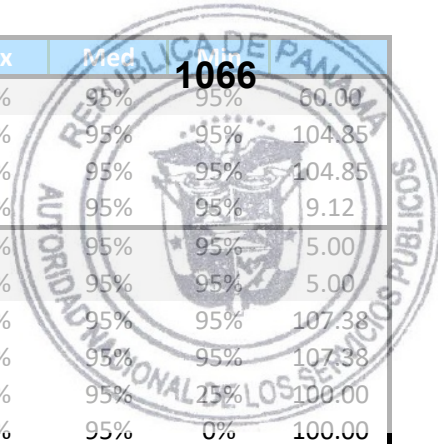
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			Max	Med	Min	Max	Med	Min	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	4.70	0.60	0.00	47%	6%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	4.70	0.60	0.00	47%	6%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	4.70	0.60	0.00	47%	6%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	5.13	0.66	0.00	47%	6%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	4.70	0.60	0.00	47%	6%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	4.70	0.60	0.00	47%	6%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	2.35	0.30	0.00	47%	6%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	4.82	0.62	0.00	47%	6%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	3.86	0.49	0.00	47%	6%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	5.07	0.65	0.00	47%	6%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	4.00	0.51	0.00	47%	6%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	7.52	0.96	0.00	47%	6%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.45	0.06	0.00	47%	6%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.41	0.18	0.00	47%	6%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	56.40	7.20	0.00	47%	6%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	4.70	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.00
SO	PRO	BACO SOLAR	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	BAJO FRIO PACORA	BFRG1	6977	9.38	1.20	0.00	47%	6%	0%	19.95
S	LSA	LA VICTORIA	LVIG1	6978	4.70	0.60	0.00	47%	6%	0%	10.00
SO	MDN	PARQUE SOLAR PROGRESO	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	4.68	0.60	0.00	47%	6%	0%	9.96
SO	PRO	LA ESPERANZA	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	4.65	0.59	0.00	47%	6%	0%	9.89
S	LSA	PROVIDENCIA SOLAR	PROVG1	6553	4.70	0.60	0.00	47%	6%	0%	10.00
S	LSA	LA MATA SOLAR	LAMG1	6557	2.35	0.30	0.00	47%	6%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			Max	Med	Min	Max	Med	Min	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	CHG	MINI CHAN 2	CHANIIG3	6879	13.00	13.00	13.00	95%	95%	95%	13.70
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10
HO	PRO	BURICA	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			Max	Med	Min	Max	Med	Min
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.08	99.57	99.69	94%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CHG	CHANGUINOLA 2	CHANIIG1	6877	102.00	102.00	102.00	95%	95%	107.38
HO	CHG		CHANIIG2	6878	102.00	102.00	102.00	95%	95%	107.38
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	25.00	95%	95%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	0.00	95%	95%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	0.00	95%	95%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	58.50	0.00	0.00	67%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	58.50	0.00	0.00	67%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	59.00	0.00	0.00	69%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	54.00	0.00	0.00	72%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70



Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030		Max	Med	Min	Max	Med	Min		
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

2030 (230kV)

	max	med	min
Total	2612.77	2238.95	1334.10



TIPO	NODO	OFERTA ACP		Max	Med	Min	Max	Med	Min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030		Max	Med	Min	Max	Med	Min		
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	4.70	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	4.70	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	4.70	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	5.13	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	4.70	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	4.70	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	2.35	0.00	0.00	47%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	4.82	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	3.86	0.00	0.00	47%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	5.07	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	4.00	0.00	0.00	47%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	7.52	0.00	0.00	47%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.45	0.00	0.00	47%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.41	0.00	0.00	47%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	56.40	0.00	0.00	47%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	4.70	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.00
SO	PRO	BACO SOLAR	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	BAJO FRIO PACORA	BFRG1	6977	9.38	0.00	0.00	47%	0%	0%	19.95
S	LSA	LA VICTORIA	LVIG1	6978	4.70	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.00
SO	MDN	PARQUE SOLAR PROGRESO	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	4.68	0.00	0.00	47%	0%	0%	9.96
SO	PRO	LA ESPERANZA	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	4.65	0.00	0.00	47%	0%	0%	9.89
S	LSA	PROVIDENCIA SOLAR	PROVG1	6553	4.70	0.00	0.00	47%	0%	0%	10.00
S	LSA	LA MATA SOLAR	LAMG1	6557	2.35	0.00	0.00	47%	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79

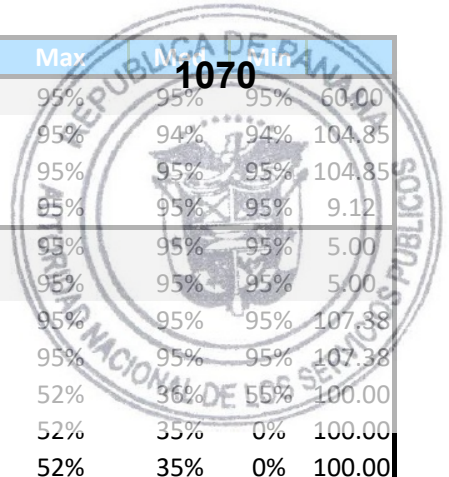
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			Max	Med	Min	Max	Med	Min	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	CHG	MINI CHAN 2	CHANIIG3	6879	13.00	13.00	13.00	95%	95%	95%	13.70
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10
HO	PRO	BURICA	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00



[Handwritten signature]

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			Max	Med	Min	Max	Med	Min	Max
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.34	98.19	98.83	95%	94%	94%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CHG	CHANGUINOLA 2	CHANIIG1	6877	102.00	102.00	102.00	95%	95%	95%	107.38
HO	CHG		CHANIIG2	6878	102.00	102.00	102.00	95%	95%	95%	107.38
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	52.00	36.00	55.00	52%	36%	55%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	52.00	35.00	0.00	52%	35%	0%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	52.00	35.00	0.00	52%	35%	0%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	71.00	40.00	0.00	82%	46%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	70.00	40.00	0.00	80%	46%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	70.00	40.00	0.00	81%	47%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	54.00	50.00	0.00	72%	67%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	54.00	50.00	0.00	72%	67%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	54.00	0.00	0.00	72%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	14.00	0.00	0.00	36%	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70

1070





TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030		Max	Med	Min	Max	Med	Min		
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
CAT		Termino Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
CAT		Termino Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

AB



Despachos Escenario de Referencia Sin 4LT

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials is located in the bottom right corner of the page.

	MAX	MED	MIN
Total	2419.95	2022.45	1159.40



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	11.00	0.00	0.00	92%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.80
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progtreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	1075
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	1.50	95%	95%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023				MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	1076
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10	
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10	
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10	
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80	
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00	
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00	
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	96.85	98.30	98.99	92%	94%	94%	104.85	
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85	
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12	
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00	
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00	
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	48.00	95%	95%	48%	100.00	
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	48.00	95%	95%	48%	100.00	
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	48.00	95%	95%	48%	100.00	
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	42.40	49.00	0.00	49%	56%	0%	87.00	
HOR	BAY		BAYG2	6102	42.40	49.00	0.00	49%	56%	0%	87.00	
HOR	BAY		BAYG3	6110	42.40	0.00	0.00	49%	0%	0%	86.00	
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00	
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00	
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00	
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00	
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	224.00	
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOG2	6805	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOG3	6806	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	156.00	
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG4	6873	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00	
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00	
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38	
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38	
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90	
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00	
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00	
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	



Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023		MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN		
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
Total	2360.23	2059.34	1200.40



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAXIMA	MEDIA	MINIMA	%GEN max	%GEN m	%GEN m	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	8.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

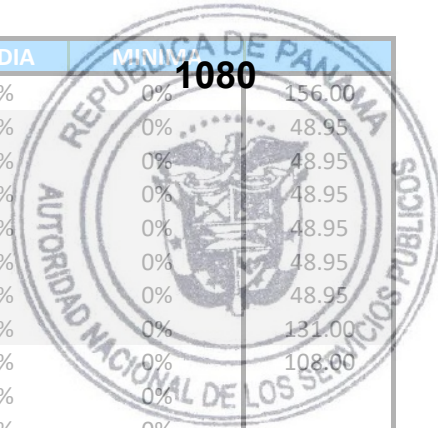
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024		MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA		
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.80
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progtreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	8.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	8.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	94.64	99.44	98.98	90%	95%	94%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	85.00	95.00	62.00	85%	95%	62%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	85.00	95.00	62.00	85%	95%	62%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	85.00	95.00	61.00	85%	95%	61%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	46.00	0.00	46%	53%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	46.00	0.00	46%	53%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	45.00	0.00	47%	52%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.70	0.00	0.00	76%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	56.00	0.00	0.00	75%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	56.00	0.00	0.00	75%	0%	0%	75.00



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024				MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA	
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	156.00	
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG6	6866	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00	
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00	
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38	
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38	
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90	
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00	
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00	
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72		
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32	
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32	
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	



Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024		MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA		
T	STR	JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

	MAX	MED	MIN
Total	2424.42	2114.26	1230.80



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	11.00	0.00	0.00	92%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

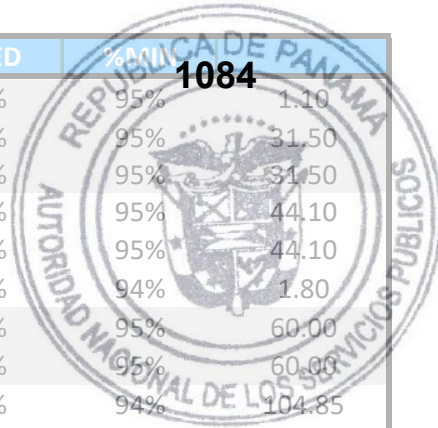
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.80
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progtreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	VALOR
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	1.50	95%	95%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025				MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	VALOR
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10	
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50	
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50	
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10	
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10	
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80	
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00	
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00	
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.66	99.25	98.14	95%	95%	94%	104.85	
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85	
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12	
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00	
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00	
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	80.00	95.00	52.13	80%	95%	52%	100.00	
HO	FOR		FORG2	6098	80.00	95.00	52.13	80%	95%	52%	100.00	
HO	FOR		FORG3	6099	80.00	95.00	52.13	80%	95%	52%	100.00	
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	43.00	0.00	46%	49%	0%	87.00	
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	43.00	0.00	46%	49%	0%	87.00	
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	43.00	0.00	47%	50%	0%	86.00	
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00	
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00	
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00	
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00	
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	224.00	
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOG2	6805	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOG3	6806	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	156.00	
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG4	6873	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00	
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00	
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%		
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38	
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38	
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28	
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00	
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90	
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00	
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00	
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84	
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00	
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00	
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72	
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025		MAX	MED	MIN	%MAX	%MED	%MIN	
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
LM		Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
LM			BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
LM			BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	33.50

AB

	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
Total	2449.34	2133.44	1270.66



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026		MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA		
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progtreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026				MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	98.58	76.68	95.39	94%	73%	91%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	46.00	75.00	67.00	46%	75%	67%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	46.00	75.00	67.00	46%	75%	67%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	46.00	75.00	65.00	46%	75%	65%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	42.00	0.00	46%	48%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	40.00	0.00	46%	46%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	40.00	0.00	47%	47%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	224.00



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	38.00	56.00	0.00	51%	75%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	38.00	56.00	0.00	51%	75%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	38.00	0.00	0.00	51%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	105.00	0.00	0.00	67%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			MAXIMA	MEDIA	MINIMA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA	
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50



2028

	MAX	MED	MIN
Total	2538.44	2181.15	1325.37



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%

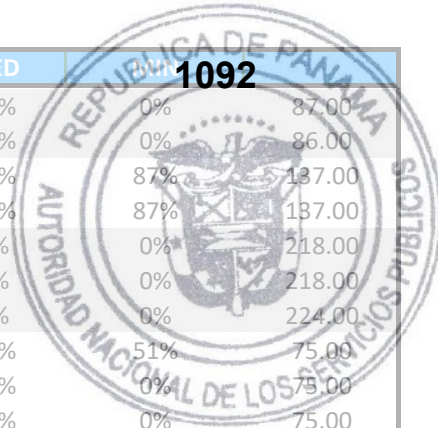
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN		
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	80.68	99.39	99.90	77%	95%	95%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	43.00	18.00	60.20	43%	18%	60%
HO	FOR		FORG2	6098	43.00	0.00	60.20	43%	0%	60%
HO	FOR		FORG3	6099	43.00	0.00	60.20	43%	0%	60%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	82.00	40.00	0.00	94%	46%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HOR	BAY		BAYG2	6102	82.00	40.00	0.00	94%	46%	0%
HOR	BAY		BAYG3	6110	81.00	40.00	0.00	94%	47%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	43.57	44.27	38.50	58%	59%	51%
T	SAB		CNOG2	6805	43.57	44.27	0.00	58%	59%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	43.57	44.27	0.00	58%	59%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	119.29	121.19	30.10	76%	78%	19%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	46.00	0.00	94%	94%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	46.00	0.00	94%	94%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
T	STR	JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

	max	med	min
Total	2652.90	2291.97	1364.95

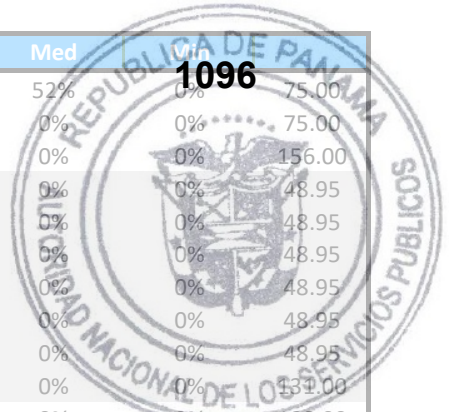


TIPO	NODO	OFERTA ACP		Max	Med	Min	Max	Med	Min
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030		Max	Med	Min	Max	Med	Min	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	62.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.50
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	PRO	BACO SOLAR	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
S	24DIC	BAJO FRIO PACORA	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	19.95
S	LSA	LA VICTORIA	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	MDN	PARQUE SOLAR PROGRESO	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.96
SO	PRO	LA ESPERANZA	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.89
S	LSA	PROVIDENCIA SOLAR	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	LA MATA SOLAR	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030		Max	Med	Min	Max	Med			
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	1095	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	CHG	MINI CHAN 2	CHANIIG3	6879	13.00	13.00	13.00	95%	95%	95%	13.70
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10
HO	PRO	BURICA	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.89	98.74	99.50	95%	94%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.30	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CHG	CHANGUINOLA 2	CHANIIG1	6877	102.00	102.00	102.00	95%	95%	95%	107.38
HO	CHG		CHANIIG2	6878	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	107.38
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	37.00	36.00	13.00	37%	36%	13%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	36.00	36.00	0.00	36%	36%	0%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	36.00	36.00	0.00	36%	36%	0%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	46.00	40.00	0.00	53%	46%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	46.00	40.00	0.00	53%	46%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	45.00	40.00	0.00	52%	47%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	100.99	100.99	100.99	46%	46%	46%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	73.48	73.48	73.48	33%	33%	33%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	40.00	39.00	0.00	53%	52%	0%	75.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030		Max	Med	Min	Max	Med			
T	SAB		CNOG2	6805	40.00	39.00	0.00	53%	52%	1096	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	40.00	0.00	0.00	53%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	40.00	0.00	0.00	26%	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	134.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	14.00	0.00	0.00	36%	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	9.77	0.00	0.00	95%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			Max	Med	Min	Max	Med	Min	
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50



Despachos Escenario Renovable con 4LT

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials is located in the bottom right corner of the page.

2023

	MAX	MED	MIN
Total	2277.54	1959.62	1112.15
transf	1391.00	1338.60	1109.00



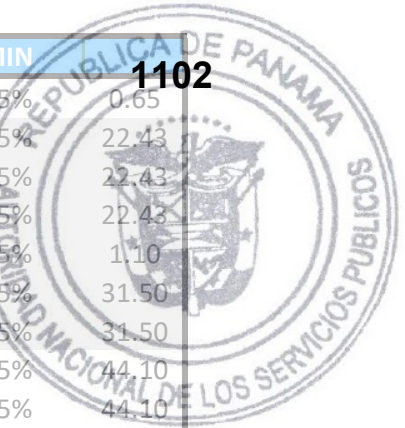
TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	17.77	0.00	0.00	32%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	16.96	0.00	0.00	32%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	6.46	0.00	0.00	32%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	9.69	0.00	0.00	32%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	5.65	0.00	0.00	32%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	20.19	0.00	0.00	32%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	16.96	0.00	0.00	32%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	10.50	0.00	0.00	32%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	4.85	0.00	0.00	32%	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	21.32	0.00	0.00	32%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	3.23	0.00	0.00	32%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	3.23	0.00	0.00	32%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	8.70	0.00	100%	87%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	3.23	0.00	0.00	32%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	3.53	0.00	0.00	32%	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	3.23	0.00	0.00	32%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	3.23	0.00	0.00	32%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	8.70	0.00	100%	87%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	5.22	0.00	100%	87%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	2.61	0.00	100%	87%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.62	0.00	0.00	32%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	3.31	0.00	0.00	32%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.66	0.00	0.00	32%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	3.48	0.00	0.00	32%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.75	0.00	0.00	32%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	5.17	0.00	0.00	32%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.31	0.00	0.00	32%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.97	0.00	0.00	32%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	9.79	0.00	100%	87%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	9.79	0.00	100%	87%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	9.79	0.00	100%	87%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	9.79	0.00	100%	87%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	38.76	0.00	0.00	32%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	17.40	0.00	100%	87%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	3.23	0.00	0.00	32%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	21.75	0.00	100%	87%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	8.70	0.00	100%	87%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	21.75	0.00	100%	87%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	6.44	0.00	0.00	32%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	3.23	0.00	0.00	32%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	17.23	0.00	100%	87%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	3.22	0.00	0.00	32%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	17.39	0.00	100%	87%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	3.19	0.00	0.00	32%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	3.23	0.00	0.00	32%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	1.62	0.00	0.00	32%	0%	0%	5.00
S	LSA		PES6	6200	3.22	0.00	0.00	32%	0%	0%	9.96
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN		
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.13	98.80	99.38	95%	94%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	36.50	95%	95%	37%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	50.00	0.00	0.00	57%	0%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
LM		Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
LM			BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
LM			BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

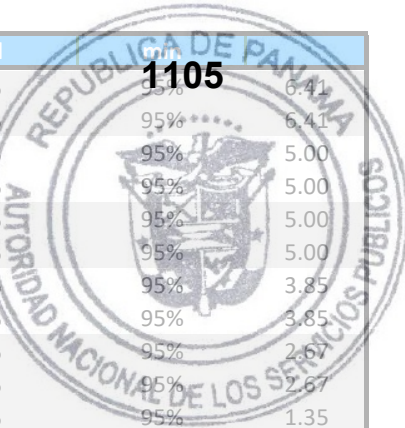
	max	med	min
Total	2320.97	2005.48	1205.79
trasnf	1391.00	1338.60	1109.00



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			max	med	min	max	med	min
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	20.71	0.00	0.00	38%	0%	0%
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	19.76	0.00	0.00	38%	0%	0%
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	7.53	0.00	0.00	38%	0%	0%
E	ECO		RDV2G2	6465	11.29	0.00	0.00	38%	0%	0%
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	6.59	0.00	0.00	38%	0%	0%
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	23.53	0.00	0.00	38%	0%	0%
E	ECO		NCH2G2	6473	19.76	0.00	0.00	38%	0%	0%
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	12.23	0.00	0.00	38%	0%	0%
E	ECO		PORG2	6474	5.65	0.00	0.00	38%	0%	0%
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	33.13	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	3.76	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	3.76	0.00	0.00	38%	0%	0%
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	3.76	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	4.11	0.00	0.00	86%	0%	0%
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	3.76	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	3.76	0.00	0.00	38%	0%	0%
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.88	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	3.86	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	3.09	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	4.06	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	3.20	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	6.02	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.36	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.13	0.00	0.00	38%	0%	0%
SO	MDN	Ikako	IKAOG1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	45.18	0.00	0.00	38%	0%	0%
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	3.76	0.00	0.00	38%	0%	0%
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	3.76	0.00	0.00	38%	0%	0%
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S2OG1	6980	3.75	0.00	0.00	38%	0%	0%
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	3.72	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	3.76	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	3.76	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	3.01	0.00	0.00	38%	0%	0%
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	11.29	12.50	0.00	38%	42%	0%
S	LSA		PES6	6200	3.75	0.00	0.00	38%	0%	0%
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024				max	med	min	max	med
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	
HO	BOQIII	La Herradura	HERRG1	6748	2.14	2.14	2.14	95%	95%	
HO	BOQIII		HERRG2	6749	2.14	2.14	2.14	95%	95%	
HO	BOQIII		HERRG3	6750	0.93	0.93	0.93	95%	95%	
HO	DOM	Los Barriles	BARRI	6944	0.95	0.95	0.95	95%	95%	
HO	DOM	Cotito	COTG1	6916	2.38	2.38	2.38	95%	95%	
HO	DOM		COTG2	6917	2.38	2.38	2.38	95%	95%	
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	94.87	99.31	97.51	90%	95%	
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	44.00	95%	44%	
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	44.00	95%	44%	
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	44.00	95%	44%	
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	0.00	0.00	46%	0%	



[Handwritten signature]

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			max	med	min	max	med	min
HOR	BAY		BAYG2	6102	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
HOR	BAY		BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



[Handwritten signature]

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024		max	med	min	max	med	min		
T	STR	JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50



2025

	MAX	MED	MIN
Total	2379.89	2048.31	1148.92
transf	1391.00	1338.60	1109.00



1108

TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN		
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	20.08	0.00	0.00	37%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	19.16	0.00	0.00	37%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	7.30	0.00	0.00	37%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	10.95	0.00	0.00	37%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	6.39	0.00	0.00	37%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	22.81	0.00	0.00	37%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	19.16	0.00	0.00	37%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	11.86	0.00	0.00	37%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	5.48	0.00	0.00	37%	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	32.12	0.00	0.00	37%	0%	0%	88.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	11.68	0.00	0.00	37%	0%	0%	32.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	3.65	0.65	0.00	37%	7%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	3.65	0.65	0.00	37%	7%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	3.65	0.65	0.00	37%	7%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	1.75	0.31	0.00	37%	7%	0%	4.80
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	3.65	0.65	0.00	37%	7%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	3.65	0.65	0.00	37%	7%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.83	0.33	0.00	37%	7%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	3.74	0.67	0.00	37%	7%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	3.00	0.53	0.00	37%	7%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	3.93	0.70	0.00	37%	7%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	3.10	0.55	0.00	37%	7%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	5.84	1.04	0.00	37%	7%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.35	0.06	0.00	37%	7%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.10	0.20	0.00	37%	7%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKAOG1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	43.80	7.80	0.00	37%	7%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	3.65	0.65	0.00	37%	7%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	7.28	1.30	0.00	37%	7%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	3.65	0.65	0.00	37%	7%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	3.64	0.65	0.00	37%	7%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	3.61	0.64	0.00	36%	7%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	3.65	0.65	0.00	37%	7%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	3.65	0.65	0.00	37%	7%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.92	0.52	0.00	37%	7%	0%	8.00
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	10.95	1.95	0.00	37%	7%	0%	30.00
S	EHI	El Higo II	EHG2	6203	3.65	0.65	0.00	37%	7%	0%	10.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES3	6204	3.63	0.65	0.00	36%	7%	0%	9.95
S	LSA		PES6	6200	3.64	0.65	0.00	37%	7%	0%	9.96
S	ECO	Solar El Coco	SEC	6939	7.30	1.30	0.00	37%	7%	0%	20.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	3.65	0.65	0.00	37%	7%	0%	10.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	MAX	MED	
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	1109
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	5.10
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	1.04
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	3.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	1.00
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	4.50
HO	BOQIII	La Herradura	HERRG1	6748	2.14	2.14	2.14	95%	95%	2.25
HO	BOQIII		HERRG2	6749	2.14	2.14	2.14	95%	95%	2.25
HO	BOQIII		HERRG3	6750	0.93	0.93	0.93	95%	95%	0.98
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	0.95	95%	95%	1.00
HO	DOM	Los Barriles	BARRI	6944	0.95	0.95	0.95	95%	95%	1.00
HO	DOM	Cotito	COTG1	6916	2.38	2.38	2.38	95%	95%	2.50
HO	DOM		COTG2	6917	2.38	2.38	2.38	95%	95%	2.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	MAX	MED	
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.02	99.00	99.25	94%	94%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	33.70	95%	95%	34%
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	33.70	95%	95%	34%
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	0.00	0.00	46%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	0.00	0.00	0.00	0%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	122.50	122.50	89%	89%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	122.50	122.50	89%	89%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00



[Handwritten signature]

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO	EPOCA LLUVIOSA 2025	MAX	MED	MIN	MAX	MED	
T	CHO		PAMM3 6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4 6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5 6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6 6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1 6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2 6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3 6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1 6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2 6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3 6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4 6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5 6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0 6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6 6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7 6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8 6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9 6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1 6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2 6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3 6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4 6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5 6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6 6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7 6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8 6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9 6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10 6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11 6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12 6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13 6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14 6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15 6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16 6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17 6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18 6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19 6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20 6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21 6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22 6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23 6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24 6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25 6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26 6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27 6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0 6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1 6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2 6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3 6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4 6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5 6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6 6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7 6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8 6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9 6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11 6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12 6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13 6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14 6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15 6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16 6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17 6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18 6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19 6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20 6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21 6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22 6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23 6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24 6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25 6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26 6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27 6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28 6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29 6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30 6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31 6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32 6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33 6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34 6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1 6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48



Handwritten signature or initials.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO	EPOCA LLUVIOSA 2025	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
T	LM	BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM	BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM	BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM	BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM	BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM	BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

AB

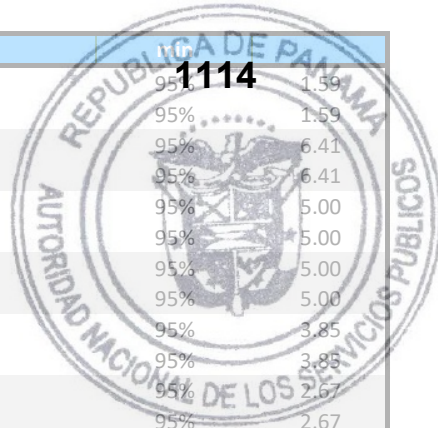
	max	med	min
Total	2424.70	2089.88	1185.03
trasnf	1391.00	1338.60	1109.00



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%

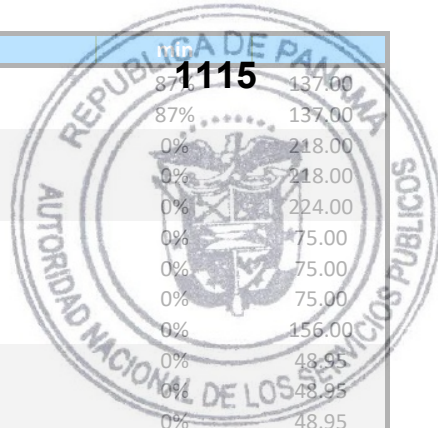
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026		max	med	min	max	med	min		
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	13.03	0.00	0.00	24%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	12.44	0.00	0.00	24%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	4.74	0.00	0.00	24%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	7.11	0.00	0.00	24%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	4.15	0.00	0.00	24%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	14.81	0.00	0.00	24%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	12.44	0.00	0.00	24%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	7.70	0.00	0.00	24%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	3.55	0.00	0.00	24%	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	20.85	0.00	0.00	24%	0%	0%	88.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	7.58	0.00	0.00	24%	0%	0%	32.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	2.37	1.30	0.00	24%	13%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	2.37	1.30	0.00	24%	13%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	2.37	1.30	0.00	24%	13%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	2.59	1.42	0.00	24%	13%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	2.37	1.30	0.00	24%	13%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	2.37	1.30	0.00	24%	13%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.18	0.65	0.00	24%	13%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	2.43	1.34	0.00	24%	13%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	1.95	1.07	0.00	24%	13%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	2.55	1.41	0.00	24%	13%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.01	1.11	0.00	24%	13%	0%	8.50
S	LSA	Pocri	POCRG1	6905	3.79	2.09	0.00	24%	13%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.23	0.13	0.00	24%	14%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.71	0.39	0.00	24%	13%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKAOG1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	28.43	15.65	0.00	24%	13%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	2.37	1.30	0.00	24%	13%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	4.73	2.60	0.00	24%	13%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	2.37	1.30	0.00	24%	13%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progtreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	2.36	1.30	0.00	24%	13%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	2.34	1.29	0.00	24%	13%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	2.37	1.30	0.00	24%	13%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	2.37	1.30	0.00	24%	13%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	1.90	1.04	0.00	24%	13%	0%	8.00
S	ECO	Las Lajas	LAI34	6202	7.11	3.91	0.00	24%	13%	0%	30.00
S	EH	El Higo II	EHG2	6203	2.37	1.30	0.00	24%	13%	0%	10.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES3	6204	2.36	1.30	0.00	24%	13%	0%	9.95
S	LSA		PES6	6200	2.36	1.30	0.00	24%	13%	0%	9.96
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	9.48	5.22	0.00	24%	13%	0%	40.00
S	ECO	Solar El Coco	SEC	6939	4.74	2.61	0.00	24%	13%	0%	20.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	2.37	1.30	0.00	24%	13%	0%	10.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.18	0.65	0.00	24%	13%	0%	5.00
SO	GUA	Solar Gualaca	SGUAG1	6530	17.00	17.00	0.00	100%	100%	0%	17.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			max	med	min	max	med		
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	BOQIII	La Herradura	HERRG1	6748	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	2.25
HO	BOQIII		HERRG2	6749	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	2.25
HO	BOQIII		HERRG3	6750	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	DOM	Los Barriles	BARRI	6944	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	DOM	Cotito	COTG1	6916	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	2.50
HO	DOM		COTG2	6917	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	2.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.48	99.02	99.76	95%	94%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	37.00	95%	95%	37%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	36.00	95%	95%	36%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	36.00	95%	95%	36%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	0.00	0.00	46%	0%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	0.00	0.00	46%	0%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	0.00	0.00	47%	0%	0%	86.00



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			max	med	min	max	med	
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.25	0.00	0.00	75%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JINGO	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026		max	med	min	max	med	min		
T	STR	JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
LM		Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
LM			BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
LM			BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

2028

	max	med	min
Total	2529.86	2172.43	1238.67
trasnf	1391.00	1338.60	1109.00

1117



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

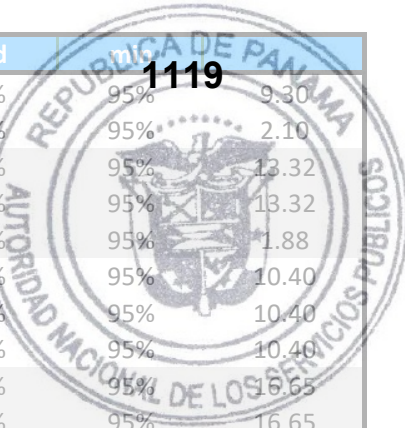
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028		max	med	min	max	med	min		
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	13.75	0.00	0.00	25%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	13.13	0.00	0.00	25%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	5.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	7.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	4.38	0.00	0.00	25%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	15.63	0.00	0.00	25%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	13.13	0.00	0.00	25%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	8.13	0.00	0.00	25%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	3.75	0.00	0.00	25%	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	27.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	110.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	8.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	32.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	2.73	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.25	0.00	0.00	25%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	2.57	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.06	0.00	0.00	25%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	2.70	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.13	0.00	0.00	25%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	4.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.24	0.00	0.00	25%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.75	0.00	0.00	25%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	30.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	4.99	0.00	0.00	25%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	2.49	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	2.47	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	8.00
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	7.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	30.00
S	EHI	El Higo II	EHG2	6203	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	Panameña de Energía Solar	PES3	6204	2.49	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.95
S	LSA		PES5	6207	2.49	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.95
S	LSA		PES6	6200	2.49	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.96
S	LSA		PES62	6208	2.49	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.95
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	10.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	40.00
SO	PRO	Baru	BRU	6206	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	GUA	TEA Solar	TEAG1	6919	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
SO	MDN	Parque Solar Mata de Nance	PSM	6921	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	ECO	Solar Agua Fria	SAF	6937	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	ECO	Solar El Coco	SEC	6939	5.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	20.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.25	0.00	0.00	25%	0%	0%	5.00
SO	GUA	Solar Gualaca	SGUAG1	6530	17.00	17.00	0.00	100%	100%	0%	17.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028				max	med	min	max	med	min
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	La Herradura	HERRG1	6748	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		HERRG2	6749	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		HERRG3	6750	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	DOM	Los Barriles	BARRI	6944	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	MDN	El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	95%	
HO	DOM	Cotito	COTG1	6916	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	
HO	DOM		COTG2	6917	2.37	2.37	2.37	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			max	med	min	max	med	min
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	98.36	98.86	99.40	94%	94%	95%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	83.00	41.00	95%	83%	41%
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	83.00	41.00	95%	83%	41%
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	83.00	41.00	95%	83%	41%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	40.00	0.00	46%	46%	0%
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	40.00	0.00	46%	46%	0%
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	40.00	40.00	47%	47%	47%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	39.00	0.00	0.00	52%	0%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	39.00	0.00	0.00	52%	0%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink, possibly 'AB', located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028		max	med	min	max	med	min	
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00



Handwritten signature or initials in blue ink.

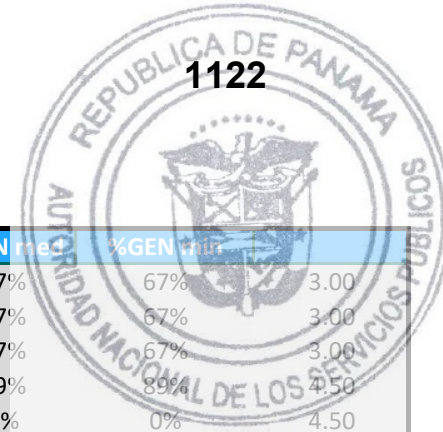


TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028		max	med	min	max	med	min		
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

A handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

2030 (230kV)

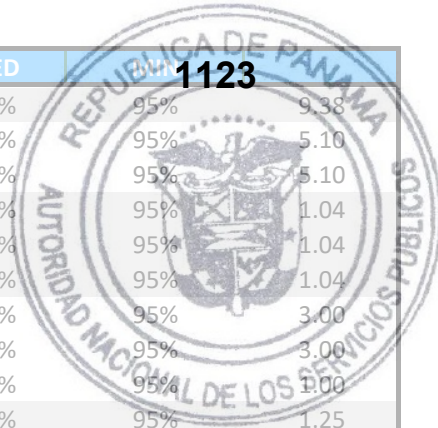
	MAX	MED	MIN
Total	2603.72	2233.29	1830.36
trasnf	1391.00	1338.60	1109.00



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN me	%GEN tr	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

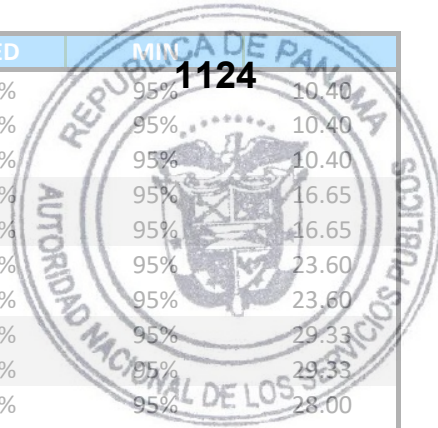
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	16.50	0.00	0.00	30%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	15.75	0.00	0.00	30%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	6.00	0.00	0.00	30%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	9.00	0.00	0.00	30%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	5.25	0.00	0.00	30%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	18.75	0.00	0.00	30%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	15.75	0.00	0.00	30%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	9.75	0.00	0.00	30%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	4.50	0.00	0.00	30%	0%	0%	15.00
E	ANT	La Colorada	LCO34G1	6215	24.00	0.00	0.00	30%	0%	0%	80.00
E	CHO	Los Manglares	LOM34G1	6217	40.80	0.00	0.00	30%	0%	0%	136.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	33.00	0.00	0.00	30%	0%	0%	110.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	9.60	0.00	0.00	30%	0%	0%	32.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	3.28	1.15	0.00	30%	11%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.50	0.53	0.00	30%	11%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	3.08	1.08	0.00	30%	11%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.47	0.86	0.00	30%	11%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	3.23	1.13	0.00	30%	11%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.55	0.89	0.00	30%	11%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	4.80	1.68	0.00	30%	11%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.29	0.10	0.00	30%	11%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.90	0.32	0.00	30%	11%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKAOG1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	36.00	12.60	0.00	30%	11%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	5.99	2.09	0.00	30%	10%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	2.99	1.05	0.00	30%	11%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	2.97	1.04	0.00	30%	11%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.40	0.84	0.00	30%	11%	0%	8.00
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	9.00	3.15	0.00	30%	11%	0%	30.00
S	EHI	El Higo II	EHG2	6203	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES3	6204	2.99	1.04	0.00	30%	11%	0%	9.95
S	LSA		PES5	6207	2.99	1.04	0.00	30%	11%	0%	9.95
S	LSA		PES6	6200	2.99	1.05	0.00	30%	11%	0%	9.96
S	LSA		PES62	6208	2.99	1.04	0.00	30%	11%	0%	9.95
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	12.00	4.20	0.00	30%	11%	0%	40.00
SO	PRO	Baru	BRU	6206	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	GUA	TEA Solar	TEAG1	6919	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
SO	MDN	Parque Solar Mata de Nance	PSM	6921	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	ECO	Solar Agua Fria	SAF	6937	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	ECO	Solar El Coco	SEC	6939	6.00	2.10	0.00	30%	11%	0%	20.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.50	0.53	0.00	30%	11%	0%	5.00
SO	GUA	Solar Gualaca	SGUAG1	6530	17.00	17.00	0.00	100%	100%	0%	17.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030				MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	La Herradura	HERRG1	6748	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		HERRG2	6749	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		HERRG3	6750	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	DOM	Los Barriles	BARRI	6944	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	MDN	El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	95%	
HO	DOM	Cotito	COTG1	6916	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	
HO	DOM		COTG2	6917	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	



Handwritten signature or mark in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.61	99.60	99.57	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	34.00	31.00	69.00	34%	31%	69%
HO	FOR		FORG2	6098	34.00	31.00	68.00	34%	31%	68%
HO	FOR		FORG3	6099	34.00	31.00	68.00	34%	31%	68%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	41.00	40.00	41.00	47%	46%	47%
HOR	BAY		BAYG2	6102	41.00	40.00	41.00	47%	46%	47%
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	0.00	0.00	47%	0%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	40.00	56.00	0.00	53%	75%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	40.00	56.00	0.00	53%	75%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	46.00	0.00	94%	94%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	46.00	0.00	94%	94%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



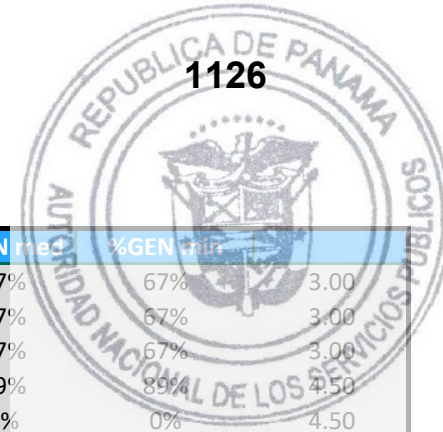
Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	33.50

2030 (500kV)

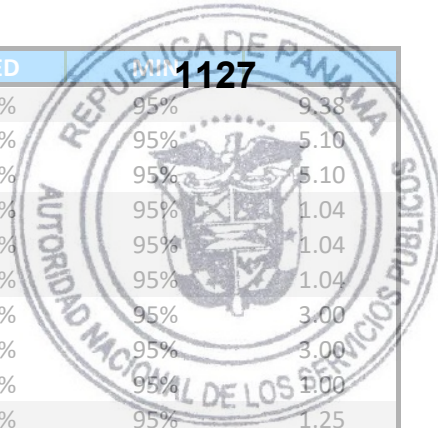
	MAX	MED	MIN
Total	2589.18	2220.28	1812.36
trasnf	1391.00	1338.60	1109.00



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN me	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

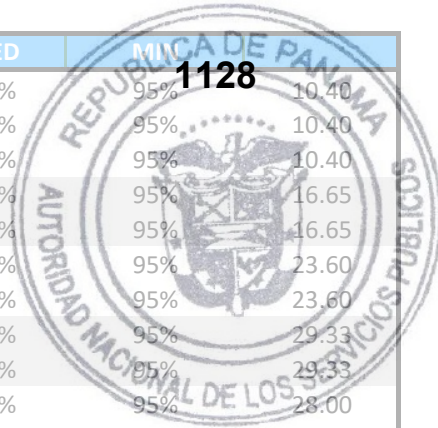
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	16.50	0.00	0.00	30%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	15.75	0.00	0.00	30%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	6.00	0.00	0.00	30%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	9.00	0.00	0.00	30%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	5.25	0.00	0.00	30%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	18.75	0.00	0.00	30%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	15.75	0.00	0.00	30%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	9.75	0.00	0.00	30%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	4.50	0.00	0.00	30%	0%	0%	15.00
E	ANT	La Colorada	LCO34G1	6215	24.00	0.00	0.00	30%	0%	0%	80.00
E	CHO	Los Manglares	LOM34G1	6217	40.80	0.00	0.00	30%	0%	0%	136.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	33.00	0.00	0.00	30%	0%	0%	110.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	9.60	0.00	0.00	30%	0%	0%	32.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	3.28	1.15	0.00	30%	11%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.50	0.53	0.00	30%	11%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	3.08	1.08	0.00	30%	11%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.47	0.86	0.00	30%	11%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	3.23	1.13	0.00	30%	11%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.55	0.89	0.00	30%	11%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	4.80	1.68	0.00	30%	11%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.29	0.10	0.00	30%	11%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.90	0.32	0.00	30%	11%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKAOG1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	36.00	12.60	0.00	30%	11%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	5.99	2.09	0.00	30%	10%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	2.99	1.05	0.00	30%	11%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	2.97	1.04	0.00	30%	11%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.40	0.84	0.00	30%	11%	0%	8.00
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	9.00	3.15	0.00	30%	11%	0%	30.00
S	EHI	El Higo II	EHG2	6203	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES3	6204	2.99	1.04	0.00	30%	11%	0%	9.95
S	LSA		PES5	6207	2.99	1.04	0.00	30%	11%	0%	9.95
S	LSA		PES6	6200	2.99	1.05	0.00	30%	11%	0%	9.96
S	LSA		PES62	6208	2.99	1.04	0.00	30%	11%	0%	9.95
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	12.00	4.20	0.00	30%	11%	0%	40.00
SO	PRO	Baru	BRU	6206	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	GUA	TEA Solar	TEAG1	6919	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
SO	MDN	Parque Solar Mata de Nance	PSM	6921	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	ECO	Solar Agua Fria	SAF	6937	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	ECO	Solar El Coco	SEC	6939	6.00	2.10	0.00	30%	11%	0%	20.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	3.00	1.05	0.00	30%	11%	0%	10.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.50	0.53	0.00	30%	11%	0%	5.00
SO	GUA	Solar Gualaca	SGUAG1	6530	17.00	17.00	0.00	100%	100%	0%	17.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030				MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	La Herradura	HERRG1	6748	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		HERRG2	6749	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		HERRG3	6750	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	DOM	Los Barriles	BARRI	6944	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	MDN	El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	95%	
HO	DOM	Cotito	COTG1	6916	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	
HO	DOM		COTG2	6917	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.08	98.59	98.58	94%	94%	94%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	90.00	95%	95%	90%
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	90.00	95%	95%	90%
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	90.00	95%	95%	90%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	52.00	40.00	0.00	60%	46%	0%
HOR	BAY		BAYG2	6102	51.00	40.00	0.00	59%	46%	0%
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	0.00	0.00	47%	0%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%

AB



Despachos Escenario Renovable Sin 4LT



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials is located in the bottom right corner of the page.

	MAX	MED	MIN
Total	2325.90	2016.51	1156.23
transf	1391.00	1338.60	1109.00



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN		
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA		PES6	6200	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN		
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	98.59	99.60	99.36	94%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	75.00	65.30	40.30	75%	65%	40%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	75.00	65.30	40.30	75%	65%	40%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	75.00	65.30	0.00	75%	65%	0%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	82.65	40.00	0.00	95%	46%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	82.65	40.00	0.00	95%	46%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	65.00	40.00	0.00	76%	47%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	55.00	0.00	0.00	73%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	55.00	0.00	0.00	73%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	55.00	0.00	0.00	73%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
T	LM	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ	CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR	JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	STR	JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM	BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%
LM		Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%
LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



AB

	max	med	min
Total	2348.58	2036.80	1150.25
trasnf	1391.00	1338.60	1109.00



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

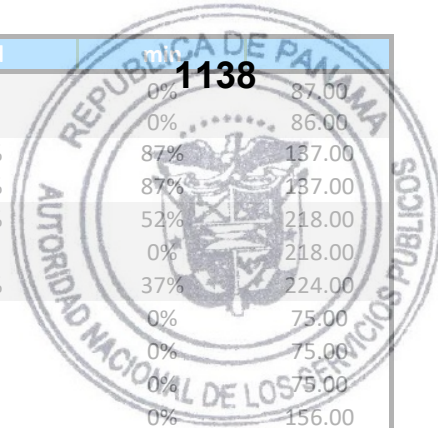
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			max	med	min	max	med	min	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	88.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.80
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.00
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
S	LSA		PES6	6200	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			max	med	min	max	med	min
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
HO	BOQIII	La Herradura	HERRG1	6748	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%
HO	BOQIII		HERRG2	6749	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%
HO	BOQIII		HERRG3	6750	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	DOM	Los Barriles	BARRI	6944	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
HO	DOM	Cotito	COTG1	6916	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%
HO	DOM		COTG2	6917	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	0.00	95%	95%	0%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	98.91	94.13	99.87	94%	90%	95%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	0.00	95%	95%	0%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	33.00	33.00	0.00	33%	33%	0%
HO	FOR		FORG2	6098	33.00	33.00	0.00	33%	33%	0%
HO	FOR		FORG3	6099	33.00	33.00	0.00	33%	33%	0%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	40.00	0.00	46%	46%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024				max	med	min	max	med	min
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	0.00	0.00	46%	0%	87.00	
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	0.00	0.00	47%	0%	86.00	
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	137.00	
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	137.00	
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	120.00	113.00	113.00	55%	52%	218.00	
T	SAB		TELG2	6407	120.00	0.00	0.00	55%	0%	218.00	
T	SAB		TELV1	6408	126.00	82.00	82.00	56%	37%	224.00	
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.00	0.00	0.00	75%	0%	75.00	
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00	
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	156.00	
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95	
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	131.00	
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00	
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%		
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%		
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%		
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38	
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38	
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28	
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28	
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00	
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00	
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.90	
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00	
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00	
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84	
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84	
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00	
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00	
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00	
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00	
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72	
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32	
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32	
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024		max	med	min	max	med	min		
T	STR	JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50



2025

	MAX	MED	MIN
Total	2394.61	2105.61	1182.70
trasnf	1391.00	1338.60	1109.00



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	88.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.80
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.90	19.99	0.00	100%	100%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.00
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	0.00	0.00	0.00	0%	0%	30.00
S	EH1	El Higo II	EHG2	6203	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES3	6204	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.95
S	LSA		PES6	6200	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.96
S	ECO	Solar El Coco	SEC	6939	0.00	0.00	0.00	0%	0%	20.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
HO	BOQIII	La Herradura	HERRG1	6748	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%
HO	BOQIII		HERRG2	6749	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%
HO	BOQIII		HERRG3	6750	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
HO	DOM	Los Barriles	BARRI	6944	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
HO	DOM	Cotito	COTG1	6916	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%
HO	DOM		COTG2	6917	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.54	99.29	99.43	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	26.00	75.00	27.00	26%	75%	27%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	26.00	75.00	0.00	26%	75%	0%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	26.00	75.00	0.00	26%	75%	0%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	52.00	50.00	40.00	60%	57%	46%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	52.00	50.00	40.00	60%	57%	46%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	52.00	50.00	0.00	60%	58%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	120.70	0.00	0.00	55%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	120.70	0.00	0.00	55%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	126.19	0.00	0.00	56%	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00

AB

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
T	CHO	PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

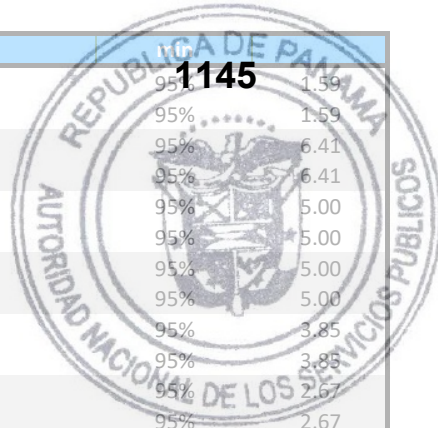
	max	med	min
Total	2446.31	2119.81	1201.09
trasnf	1391.00	1338.60	1109.00



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026		max	med	min	max	med	min		
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	88.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKAOG1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progtreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.00
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
S	EH1	El Higo II	EHG2	6203	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES3	6204	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.95
S	LSA		PES6	6200	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	40.00
S	ECO	Solar El Coco	SEC	6939	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
SO	GUA	Solar Gualaca	SQUAG1	6530	17.00	17.00	0.00	100%	100%	0%	17.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			max	med	min	max	med		
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	BOQIII	La Herradura	HERRG1	6748	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	2.25
HO	BOQIII		HERRG2	6749	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	2.25
HO	BOQIII		HERRG3	6750	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	DOM	Los Barriles	BARRI	6944	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	DOM	Cotito	COTG1	6916	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	2.50
HO	DOM		COTG2	6917	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	2.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	0.00	95%	95%	0%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	98.23	99.74	82.31	94%	95%	79%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	89.00	95%	95%	85%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	28.00	34.00	0.00	28%	34%	0%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	28.00	33.00	0.00	28%	33%	0%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	28.00	33.00	0.00	28%	33%	0%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	45.00	40.00	0.00	52%	46%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	45.00	40.00	0.00	52%	46%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	45.00	0.00	0.00	52%	0%	0%	86.00



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			max	med	min	max	med	
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	120.00	113.00	113.00	55%	52%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	120.00	0.00	0.00	55%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	126.00	82.00	82.00	56%	37%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.00	0.00	0.00	75%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	56.00	0.00	0.00	75%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JINGO	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026		max	med	min	max	med	min		
T	STR	JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
LM		Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
LM			BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
LM			BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

	max	med	min
Total	2570.64	2175.57	1275.80
transf	1391.00	1338.60	1109.00



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			max	med	min	max	med	min	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	110.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	0.00	0.00	100%	0%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	0.00	0.00	100%	0%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	0.00	0.00	100%	0%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	0.00	0.00	100%	0%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	0.00	0.00	100%	0%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	0.00	0.00	100%	0%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.00
S	ECO	Las Lajas	LAI34	6202	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
S	EHI	El Higo II	EHG2	6203	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES3	6204	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.95
S	LSA		PES5	6207	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.95
S	LSA		PES6	6200	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
S	LSA		PES62	6208	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.95
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	40.00
SO	PRO	Baru	BRU	6206	10.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	10.00
SO	GUA	TEA Solar	TEAG1	6919	20.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	20.00
SO	MDN	Parque Solar Mata de Nance	PSM	6921	20.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	20.00
S	ECO	Solar Agua Fria	SAF	6937	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	ECO	Solar El Coco	SEC	6939	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
SO	GUA	Solar Gualaca	SGUAG1	6530	17.00	0.00	0.00	100%	0%	0%	17.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028		max	med	min	max	med	min	
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	4.50
HO	BOQIII	La Herradura	HERRG1	6748	2.14	2.14	2.14	95%	95%	2.25
HO	BOQIII		HERRG2	6749	2.14	2.14	2.14	95%	95%	2.25
HO	BOQIII		HERRG3	6750	0.93	0.93	0.93	95%	95%	0.98
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	0.95	95%	95%	1.00
HO	DOM	Los Barriles	BARRI	6944	0.95	0.95	0.95	95%	95%	1.00
HO	MDN	El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	10.00
HO	DOM	Cotito	COTG1	6916	2.38	2.38	2.38	95%	95%	2.50
HO	DOM		COTG2	6917	2.38	2.38	2.38	95%	95%	2.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	1.80



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			max	med	min	max	med		
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	82.32	86.04	98.53	79%	82%	94%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	60.00	60.00	25.00	60%	60%	25%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	60.00	60.00	25.00	60%	60%	25%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	60.00	60.00	25.00	60%	60%	25%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	82.00	82.00	40.00	94%	94%	46%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	82.00	82.00	40.00	94%	94%	46%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	82.00	82.00	40.00	95%	95%	47%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	122.50	122.50	89%	89%	89%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	122.50	122.50	89%	89%	89%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	71.25	71.25	0.00	95%	95%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	71.25	71.25	0.00	95%	95%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	71.25	71.25	0.00	95%	95%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32

Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			max	med	min	max	med	min	
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50



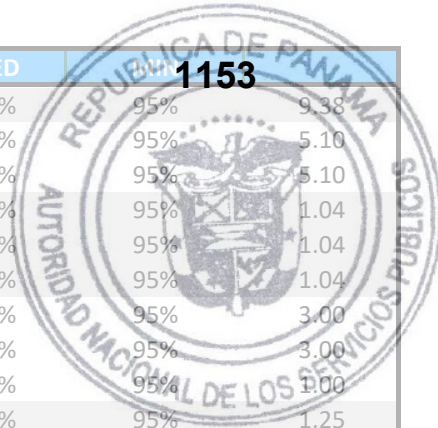
	MAX	MED	MIN
Total	2645.97	2285.18	1822.02
trasnf	1391.00	1338.60	1109.00



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN me	%GEN trp	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

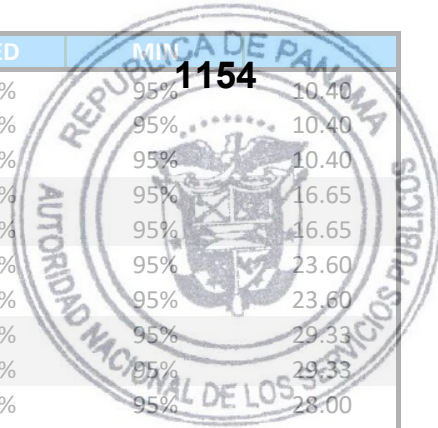
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN		
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	15.00
E	ANT	La Colorada	LCO34G1	6215	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	80.00
E	CHO	Los Manglares	LOM34G1	6217	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	136.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	110.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKAOG1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.00
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
S	EHI	El Higo II	EHG2	6203	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES3	6204	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.95
S	LSA		PES5	6207	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.95
S	LSA		PES6	6200	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
S	LSA		PES62	6208	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.95
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	40.00
SO	PRO	Baru	BRU	6206	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	GUA	TEA Solar	TEAG1	6919	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
SO	MDN	Parque Solar Mata de Nance	PSM	6921	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	ECO	Solar Agua Fria	SAF	6937	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	ECO	Solar El Coco	SEC	6939	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
SO	GUA	Solar Gualaca	SGUAG1	6530	17.00	17.00	0.00	100%	100%	0%	17.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN		
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	4.50
HO	BOQIII	La Herradura	HERRG1	6748	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	2.25
HO	BOQIII		HERRG2	6749	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	2.25
HO	BOQIII		HERRG3	6750	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.98
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	DOM	Los Barriles	BARRI	6944	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	95%	10.00
HO	DOM	Cotito	COTG1	6916	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	2.50
HO	DOM		COTG2	6917	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	2.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	1.88



Handwritten signature or mark in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.78	99.13	83.77	95%	95%	80%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	60.00	23.00	0.00	60%	23%	0%
HO	FOR		FORG2	6098	60.00	22.00	0.00	60%	22%	0%
HO	FOR		FORG3	6099	60.00	22.00	0.00	60%	22%	0%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	40.00	40.00	46%	46%	46%
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	40.00	40.00	46%	46%	46%
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	40.00	40.00	47%	47%	47%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	120.71	100.99	100.99	55%	46%	46%
T	SAB		TELG2	6407	120.71	0.00	0.00	55%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	126.19	73.48	73.48	56%	33%	33%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	58.00	40.00	0.00	77%	53%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	58.00	40.00	0.00	77%	53%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	58.00	40.00	0.00	77%	53%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	33.50

AB



1156

Despachos Escenario de Demanda Alta Con 4LT

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

2023

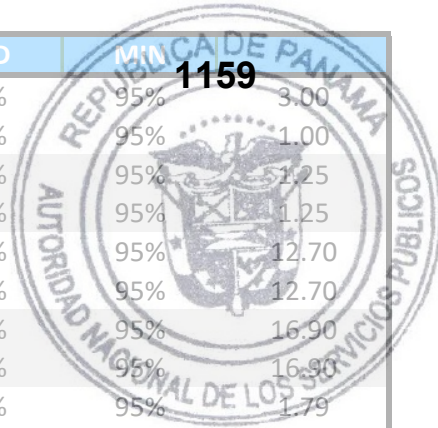
	MAX	MED	MIN
Total	2358.76	2033.11	1171.04



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	17.60	0.00	0.00	32%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	16.80	0.00	0.00	32%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	6.40	0.00	0.00	32%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	9.60	0.00	0.00	32%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	5.60	0.00	0.00	32%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	20.00	0.00	0.00	32%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	16.80	0.00	0.00	32%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	10.40	0.00	0.00	32%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	4.80	0.00	0.00	32%	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	21.12	0.00	0.00	32%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	3.20	2.50	0.00	32%	25%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	3.20	2.50	0.00	32%	25%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	3.20	2.50	0.00	32%	25%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	3.49	2.73	0.00	32%	25%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	3.20	2.50	0.00	32%	25%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	3.20	2.50	0.00	32%	25%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.60	1.25	0.00	32%	25%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	3.28	2.57	0.00	32%	25%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.63	2.06	0.00	32%	25%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	3.45	2.70	0.00	32%	25%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.72	2.13	0.00	32%	25%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	5.12	4.00	0.00	32%	25%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.31	0.24	0.00	32%	25%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.96	0.75	0.00	32%	25%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	38.40	30.00	0.00	32%	25%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	3.20	2.50	0.00	32%	25%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	6.38	4.99	0.00	32%	25%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	3.20	2.50	0.00	32%	25%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	3.19	2.49	0.00	32%	25%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	3.16	2.47	0.00	32%	25%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	3.20	2.50	0.00	32%	25%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	1.60	1.25	0.00	32%	25%	0%	5.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.56	2.00	0.00	32%	25%	0%	8.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	3.19	2.49	0.00	32%	25%	0%	9.96
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	3.20	2.50	0.00	32%	25%	0%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	19.89	19.89	0.00	100%	100%	0%	19.89
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.60	1.25	0.00	32%	25%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023				MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	#N/A	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
HO	PRO		BCAG2	#N/A	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.56	99.22	99.52	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	51.70	95%	95%	52%
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	51.70	95%	95%	52%
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	51.70	95%	95%	52%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	57.20	0.00	0.00	66%	0%	0%
HOR	BAY		BAYG2	6102	57.20	0.00	0.00	66%	0%	0%
HOR	BAY		BAYG3	6110	57.20	0.00	0.00	67%	0%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
LM		Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
LM			BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
LM			BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	33.50



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

	MAX	MED	MIN
Total	2457.88	2121.52	1238.85



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	18.06	0.00	0.00	33%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	17.24	0.00	0.00	33%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	6.57	0.00	0.00	33%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	9.85	0.00	0.00	33%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	5.75	0.00	0.00	33%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	20.52	0.00	0.00	33%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	17.24	0.00	0.00	33%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	10.67	0.00	0.00	33%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	4.93	0.00	0.00	33%	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	21.67	0.00	0.00	33%	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	3.28	3.28	0.00	33%	33%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	3.28	3.28	0.00	33%	33%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	3.28	3.28	0.00	33%	33%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	1.58	1.58	0.00	33%	33%	0%	4.80
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	3.28	3.28	0.00	33%	33%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	3.28	3.28	0.00	33%	33%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.64	1.64	0.00	33%	33%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	3.37	3.37	0.00	33%	33%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.70	2.70	0.00	33%	33%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	3.54	3.54	0.00	33%	33%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.79	2.79	0.00	33%	33%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	5.25	5.25	0.00	33%	33%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.32	0.32	0.00	33%	33%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.99	0.99	0.00	33%	33%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	39.40	39.40	0.00	33%	33%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	3.28	3.28	0.00	33%	33%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	6.55	6.55	0.00	33%	33%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	3.28	3.28	0.00	33%	33%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	3.27	3.27	0.00	33%	33%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	3.25	3.25	0.00	33%	33%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	3.28	3.28	0.00	33%	33%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	1.64	1.64	0.00	33%	33%	0%	5.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.63	2.63	0.00	33%	33%	0%	8.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	3.27	3.27	0.00	33%	33%	0%	9.96
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	13.13	13.13	0.00	33%	33%	0%	40.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	3.28	3.28	0.00	33%	33%	0%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	19.89	19.89	0.00	100%	100%	0%	19.89
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.64	1.64	0.00	33%	33%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	1.00
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	1.25

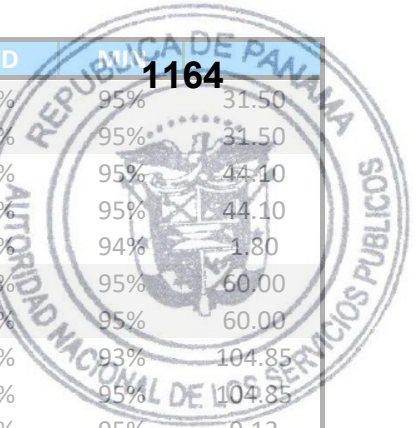
Handwritten signature or initials.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024				MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.00	92.39	97.58	94%	88%	93%	
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	55.00	95%	95%	55%	
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	55.00	95%	95%	55%	
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	55.00	95%	95%	55%	
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	42.00	0.00	0.00	48%	0%	0%	
HOR	BAY		BAYG2	6102	42.00	0.00	0.00	48%	0%	0%	
HOR	BAY		BAYG3	6110	42.00	0.00	0.00	49%	0%	0%	
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	71.25	0.00	0.00	95%	0%	0%	
T	SAB		CNOG2	6805	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	



Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN		
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

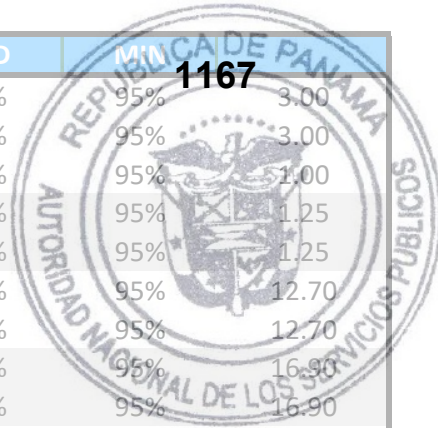
	MAX	MED	MIN
Total	2558.37	2203.55	1304.70



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%

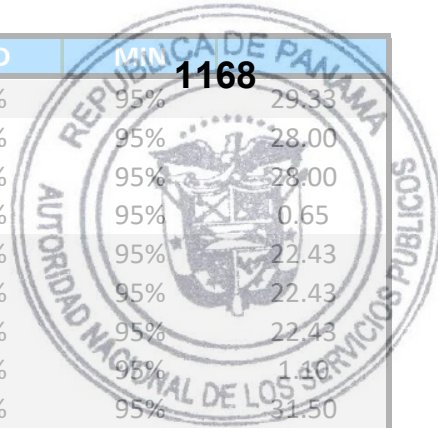
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN		
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	19.80	13.75	0.00	36%	25%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	18.90	13.13	0.00	36%	25%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	7.20	5.00	0.00	36%	25%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	10.80	7.50	0.00	36%	25%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	6.30	4.38	0.00	36%	25%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	22.50	15.63	0.00	36%	25%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	18.90	13.13	0.00	36%	25%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	11.70	8.13	0.00	36%	25%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	5.40	3.75	0.00	36%	25%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	23.76	16.50	0.00	36%	25%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	3.60	2.50	0.00	36%	25%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	3.60	2.50	0.00	36%	25%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	3.60	2.50	0.00	36%	25%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	3.93	2.73	0.00	36%	25%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	3.60	2.50	0.00	36%	25%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	3.60	2.50	0.00	36%	25%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.80	1.25	0.00	36%	25%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	3.69	2.57	0.00	36%	25%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.96	2.06	0.00	36%	25%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	3.88	2.70	0.00	36%	25%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	3.06	2.13	0.00	36%	25%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	5.76	4.00	0.00	36%	25%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.35	0.24	0.00	36%	25%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.08	0.75	0.00	36%	25%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	43.20	30.00	0.00	36%	25%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	3.60	2.50	0.00	36%	25%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	7.18	4.99	0.00	36%	25%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	3.60	2.50	0.00	36%	25%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progtreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	3.59	2.49	0.00	36%	25%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	3.56	2.47	0.00	36%	25%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	3.60	2.50	0.00	36%	25%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	3.60	2.50	0.00	36%	25%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.88	2.00	0.00	36%	25%	0%	8.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	3.59	2.49	0.00	36%	25%	0%	9.96
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	14.40	10.00	0.00	36%	25%	0%	40.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	3.60	2.50	0.00	36%	25%	0%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	19.89	19.89	0.00	100%	100%	0%	19.89
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.80	1.25	0.00	36%	25%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.11	97.67	99.53	95%	93%	95%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	76.30	95%	95%	76%
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	76.30	95%	95%	76%
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	76.30	95%	95%	76%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	50.84	0.00	0.00	58%	0%	0%
HOR	BAY		BAYG2	6102	50.84	0.00	0.00	58%	0%	0%
HOR	BAY		BAYG3	6110	50.84	0.00	0.00	59%	0%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	53.44	0.00	0.00	71%	0%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	53.44	0.00	0.00	71%	0%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	33.50



Handwritten signature or initials in blue ink.

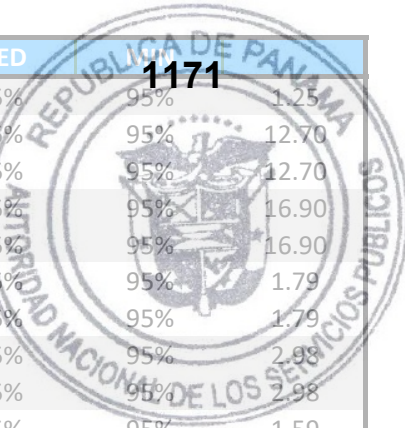
	MAX	MED	MIN
Total	2659.24	2291.40	1374.42



TIPO	NODO	OFERTA ACP			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1		2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2		2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3		2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4		4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5		0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6		4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1		0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2		0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3		10.00	10.00	10.00	83%	83%	12.00

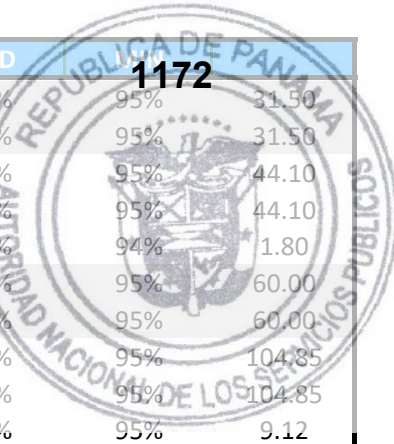
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	21.18	19.94	0.00	39%	36%	0%
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	20.22	19.03	0.00	39%	36%	0%
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	7.70	7.25	0.00	39%	36%	0%
E	ECO		RDV2G2	6465	11.55	10.88	0.00	39%	36%	0%
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	6.74	6.34	0.00	39%	36%	0%
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	24.07	22.66	0.00	39%	36%	0%
E	ECO		NCH2G2	6473	20.22	19.03	0.00	39%	36%	0%
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	12.51	11.78	0.00	38%	36%	0%
E	ECO		PORG2	6474	5.78	5.44	0.00	39%	36%	0%
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	25.41	23.93	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	3.85	3.63	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	3.85	3.63	0.00	39%	36%	0%
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	3.85	3.63	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	4.20	3.96	0.00	38%	36%	0%
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	3.85	3.63	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	3.85	3.63	0.00	39%	36%	0%
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.93	1.81	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	3.95	3.72	0.00	38%	36%	0%
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	3.17	2.98	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	4.15	3.91	0.00	38%	36%	0%
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	3.27	3.08	0.00	38%	36%	0%
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	6.16	5.80	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.37	0.35	0.00	39%	36%	0%
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	1.16	1.09	0.00	39%	36%	0%
SO	MDN	Ikako	IKAOG1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	46.21	43.51	0.00	39%	36%	0%
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	3.85	3.63	0.00	39%	36%	0%
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	7.68	7.23	0.00	38%	36%	0%
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	3.85	3.63	0.00	39%	36%	0%
SO	MDN	Parque Solar Progtreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	3.84	3.61	0.00	39%	36%	0%
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	3.81	3.59	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	3.85	3.63	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	3.85	3.63	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	3.08	2.90	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	3.84	3.61	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	15.40	14.50	0.00	39%	36%	0%
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	3.85	3.63	0.00	39%	36%	0%
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	19.89	19.89	0.00	100%	100%	0%
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.93	1.81	0.00	39%	36%	0%
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026				MAX	MED	MIN	MAX	MED
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	98.81	98.71	99.15	94%	94%	94%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	87.00	95%	95%	87%
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	86.00	95%	95%	86%
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	86.00	95%	95%	86%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	45.00	0.00	40.00	52%	0%	46%
HOR	BAY		BAYG2	6102	45.00	0.00	0.00	52%	0%	0%
HOR	BAY		BAYG3	6110	45.00	0.00	0.00	52%	0%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%

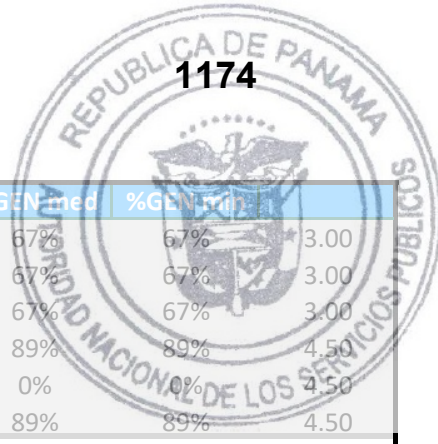


Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN		
T	CAZ	CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32	
T	CAZ	CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32	
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR	JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70	
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM	BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48	
T	LM	BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48	
T	LM	BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48	
T	LM	BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48	
T	LM	BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48	
T	LM	BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM	BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00	
	LM	BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50	

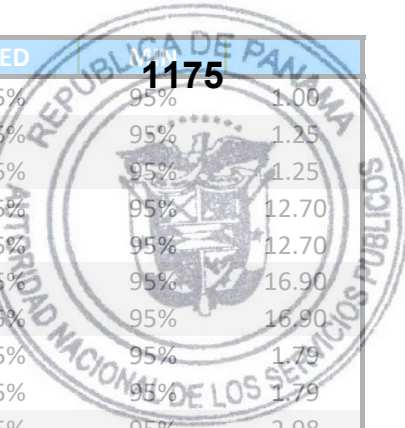
	MAX	MED	MIN
Total	2891.27	2485.87	1447.20



TIPO	NODO	OFERTA ACP		calidad	seguridad	calidad	%GEN max	%GEN med	%GEN min	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	16.50	16.50	0.00	30%	30%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	15.75	15.75	0.00	30%	30%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	6.00	6.00	0.00	30%	30%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	9.00	9.00	0.00	30%	30%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	5.25	5.25	0.00	30%	30%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	18.75	18.75	0.00	30%	30%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	15.75	15.75	0.00	30%	30%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	9.75	9.75	0.00	30%	30%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	4.50	4.50	0.00	30%	30%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	19.80	19.80	19.80	30%	30%	30%	66.00
E	SBA	El Tesoro	ETE	6981	31.20	31.20	31.20	30%	30%	30%	104.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	3.00	3.00	0.00	30%	30%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	3.00	3.00	0.00	30%	30%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	3.00	3.00	0.00	30%	30%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	3.28	3.28	0.00	30%	30%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	3.00	3.00	0.00	30%	30%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	3.00	3.00	0.00	30%	30%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.50	1.50	0.00	30%	30%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	3.08	3.08	0.00	30%	30%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.47	2.47	0.00	30%	30%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	3.23	3.23	0.00	30%	30%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.55	2.55	0.00	30%	30%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	4.80	4.80	0.00	30%	30%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.29	0.29	0.00	30%	30%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.90	0.90	0.00	30%	30%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	36.00	36.00	0.00	30%	30%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	3.00	3.00	0.00	30%	30%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	5.99	5.99	0.00	30%	30%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	3.00	3.00	0.00	30%	30%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	2.99	2.99	0.00	30%	30%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	2.97	2.97	0.00	30%	30%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	3.00	3.00	0.00	30%	30%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	3.00	3.00	0.00	30%	30%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.40	2.40	0.00	30%	30%	0%	8.00
S	LSA	La Colorada	LCO	6215	24.00	24.00	0.00	30%	30%	0%	80.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	2.99	2.99	0.00	30%	30%	0%	9.96
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	12.00	12.00	0.00	30%	30%	0%	40.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	3.00	3.00	0.00	30%	30%	0%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.50	1.50	0.00	30%	30%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	3.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028				MAX	MED	MIN	MAX	MED
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	0.95	95%	95%	
HO	MDN	El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.43	82.03	98.92	95%	78%	94%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	94%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	95.00	95%	95%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	95.00	95%	95%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	95.00	95.00	95.00	95%	95%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	41.00	41.00	44.00	47%	47%	51%
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	40.00	43.00	46%	46%	49%
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	40.00	0.00	47%	47%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.00	56.00	0.00	75%	75%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	56.00	0.00	0.00	75%	0%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	56.00	0.00	0.00	75%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



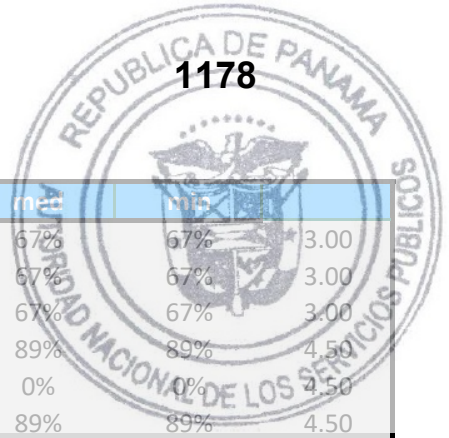
Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MIN	MAX
T	CAZ	CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	CAZ	CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32	
T	CAZ	CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32	
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR	JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	STR	JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70	
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM	BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48	
T	LM	BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48	
T	LM	BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48	
T	LM	BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48	
T	LM	BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48	
T	LM	BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
LM		Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00	
LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	33.50	

2030 (500kV)

	max	med	min
Total	3123.17	2671.67	1617.67



TIPO	NODO	OFERTA ACP		max	med	min	max	med	min
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			max	med	min	max	med	min	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	15.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
E	SBA	La Vikinga	LVKIG1	6516	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	66.00
E	SBA	El Tesoro	ETE	6981	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	104.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	2.73	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.25	0.00	0.00	25%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	2.57	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.06	0.00	0.00	25%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	2.70	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.13	0.00	0.00	25%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	4.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.24	0.00	0.00	25%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.75	0.00	0.00	25%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	30.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	4.99	0.00	0.00	25%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	2.49	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	2.47	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	8.00
S	LSA	La Colorada	LCO	6215	20.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	80.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	2.49	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.96
S	LSA		PES3	6204	2.49	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.95
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	10.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	40.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	7.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	30.00
SO	PRO	Baru	BRU	6206	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	GUA	Tea Solar	TEAG1	6919	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
SO	GUA	Solar Gualaca	SGUAG1	6530	17.00	17.00	0.00	100%	100%	0%	17.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.25	0.00	0.00	25%	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.33
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.33

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			max	med	min	max	med	min
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	0.95	95%	95%	32%
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	2.85	95%	95%	285%
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	1.28	95%	95%	48%
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	2.53	95%	95%	187%
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	1.10	85%	85%	47%
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	2.00	95%	95%	172%
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	0.95	95%	95%	10%
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	9.23	95%	95%	923%
HO	CHG	Mini Changuinola II	CHANIIG3	6879	13.00	13.00	13.00	95%	95%	95%
HO	MDN	El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	95%
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	1.99	95%	95%	21%
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	8.83	95%	95%	420%
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	1.79	95%	95%	13%
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	12.65	95%	95%	673%
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030				max	med	min	max	med	min
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	96.82	99.09	99.49	92%	95%	95%	
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CHG	Changuinola II	CHANIIG1	6877	101.00	101.00	101.00	94%	94%	94%	
HO	CHG		CHANIIG2	6878	101.00	101.00	101.00	94%	94%	94%	
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	33.00	95%	95%	33%	
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	32.00	95%	95%	32%	
HO	FOR		FORG3	6099	90.00	95.00	32.00	90%	95%	32%	
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	41.00	46.00	0.00	47%	53%	0%	
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	45.00	0.00	46%	52%	0%	
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	45.00	0.00	47%	52%	0%	
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	120.71	100.99	100.99	55%	46%	46%	
T	SAB		TELG2	6407	120.71	0.00	0.00	55%	0%	0%	
T	SAB		TELV1	6408	126.19	73.48	73.48	56%	33%	33%	
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	38.34	38.34	38.34	51%	51%	51%	
T	SAB		CNOG2	6805	38.34	0.00	0.00	51%	0%	0%	
T	SAB		CNOG3	6806	38.34	0.00	0.00	51%	0%	0%	
T	SAB		CNOV1	6807	104.97	30.10	30.10	67%	19%	19%	
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	



Handwritten signature or initials in blue ink.

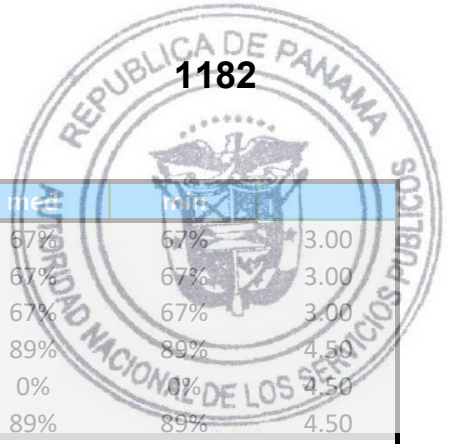
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			max	med	min	max	med	
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	33.50



Handwritten signature or initials in blue ink.

2030 (230kV)

	max	med	min
Total	3123.17	2694.18	1648.89



TIPO	NODO	OFERTA ACP		max	med	min	max	med	min
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	12.00

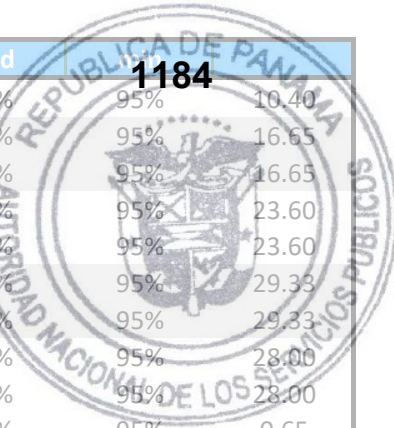
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			max	med	min	max	med	min	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	15.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
E	SBA	La Vikinga	LVIK1G1	6516	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	66.00
E	SBA	El Tesoro	ETE	6981	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	104.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	2.50	2.50	0.00	25%	25%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	2.50	2.50	0.00	25%	25%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	2.50	2.50	0.00	25%	25%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	2.73	2.73	0.00	25%	25%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	2.50	2.50	0.00	25%	25%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	2.50	2.50	0.00	25%	25%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.25	1.25	0.00	25%	25%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	2.57	2.57	0.00	25%	25%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.06	2.06	0.00	25%	25%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	2.70	2.70	0.00	25%	25%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.13	2.13	0.00	25%	25%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	4.00	4.00	0.00	25%	25%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.24	0.24	0.00	25%	25%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.75	0.75	0.00	25%	25%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	30.00	30.00	0.00	25%	25%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	2.50	2.50	0.00	25%	25%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	4.99	4.99	0.00	25%	25%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	2.50	2.50	0.00	25%	25%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	2.49	2.49	0.00	25%	25%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	2.47	2.47	0.00	25%	25%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	2.50	2.50	0.00	25%	25%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	2.50	2.50	0.00	25%	25%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.00	2.00	0.00	25%	25%	0%	8.00
S	LSA	La Colorada	LCO	6215	20.00	20.00	0.00	25%	25%	0%	80.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	2.49	2.49	0.00	25%	25%	0%	9.96
S	LSA		PES3	6204	2.49	2.49	0.00	25%	25%	0%	9.95
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	10.00	10.00	0.00	25%	25%	0%	40.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	2.50	2.50	0.00	25%	25%	0%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	ECO	Las Lajas	LAI34	6202	7.50	7.50	0.00	25%	25%	0%	30.00
SO	PRO	Baru	BRU	6206	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	GUA	Tea Solar	TEAG1	6919	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
SO	GUA	Solar Gualaca	SGUAG1	6530	17.00	17.00	0.00	100%	100%	0%	17.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.25	1.25	0.00	25%	25%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.33
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.33

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			max	med	min	max	med	min
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	0.95	95%	95%	32%
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	2.85	95%	95%	285%
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	1.28	95%	95%	48%
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	2.53	95%	95%	187%
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	1.10	85%	85%	47%
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	2.00	95%	95%	172%
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	0.95	95%	95%	10%
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	9.23	95%	95%	923%
HO	CHG	Mini Changuinola II	CHANIIG3	6879	13.00	13.00	13.00	95%	95%	95%
HO	MDN	El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	95%
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	1.99	95%	95%	21%
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	8.83	95%	95%	420%
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	1.79	95%	95%	13%
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	12.65	95%	95%	673%
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030				max	med	min	max	med	min
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	96.82	99.65	98.71	92%	95%	94%	
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CHG	Changuinola II	CHANIIG1	6877	101.00	101.00	101.00	94%	94%	94%	
HO	CHG		CHANIIG2	6878	101.00	101.00	101.00	94%	94%	94%	
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	24.00	43.00	95%	24%	43%	
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	24.00	43.00	95%	24%	43%	
HO	FOR		FORG3	6099	90.00	23.00	43.00	90%	23%	43%	
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	41.00	42.00	0.00	47%	48%	0%	
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	41.00	0.00	46%	47%	0%	
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	41.00	0.00	47%	48%	0%	
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	120.71	169.79	100.99	55%	78%	46%	
T	SAB		TELG2	6407	120.71	0.00	0.00	55%	0%	0%	
T	SAB		TELV1	6408	126.19	123.54	73.48	56%	55%	33%	
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	38.34	38.34	38.34	51%	51%	51%	
T	SAB		CNOG2	6805	38.34	0.00	0.00	51%	0%	0%	
T	SAB		CNOG3	6806	38.34	0.00	0.00	51%	0%	0%	
T	SAB		CNOV1	6807	104.97	30.10	30.10	67%	19%	19%	
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			max	med	min	max	med	
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	33.50



Handwritten signature or initials in blue ink.



Despachos Escenario de Demanda Alta Sin 4LT

AP



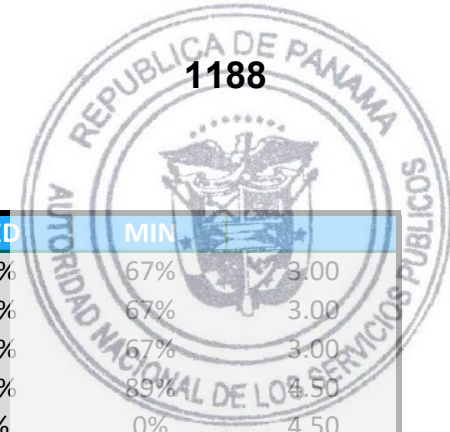
ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

AB

2023

	MAX	MED	MIN
Total	2406.04	2096.15	1225.64

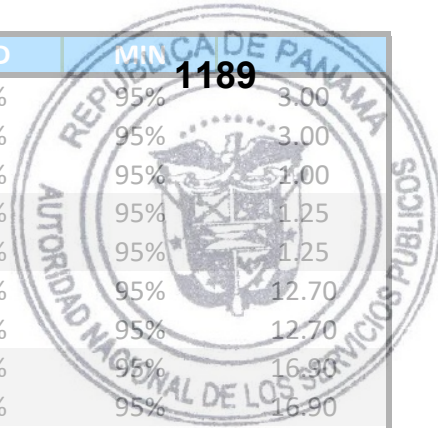


1188

TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%

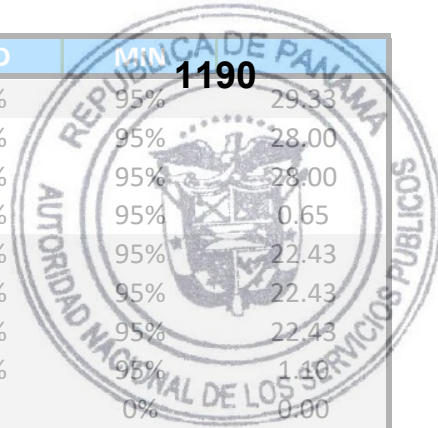
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	0.00	0.00	0.00	0%	0%
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	0.00	0.00	0.00	0%	0%
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	19.89	19.89	0.00	100%	100%
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	0.00	0.00	0.00	0%	0%
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	#N/A	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
HO	PRO		BCAG2	#N/A	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.65	99.11	99.23	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	77.20	90.00	70.00	77%	90%	70%
HO	FOR		FORG2	6098	77.20	90.00	70.00	77%	90%	70%
HO	FOR		FORG3	6099	77.20	90.00	70.00	77%	90%	70%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	82.65	56.00	0.00	95%	64%	0%
HOR	BAY		BAYG2	6102	82.65	55.00	0.00	95%	63%	0%
HOR	BAY		BAYG3	6110	81.70	55.00	0.00	95%	64%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	119.50	119.50	89%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELG2	6407	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	56.25	0.00	0.00	75%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2023		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

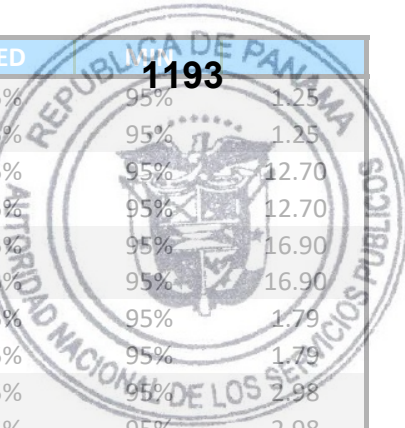
	MAX	MED	MIN
Total	2479.66	2163.41	1258.03



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	12.00

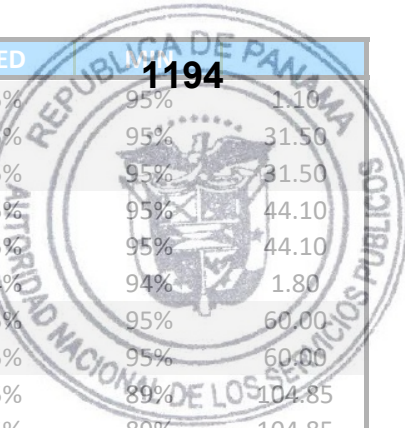
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.80
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocri	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	5.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.96
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	0.00	0.00	0.00	0%	0%	40.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	19.89	19.89	0.00	100%	100%	19.89
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	0.00	0.00	0.00	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	1.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	4.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	97.01	99.76	93.36	93%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	93.00	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	37.00	57.00	0.00	37%	57%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	37.00	57.00	0.00	37%	57%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	37.00	57.00	0.00	37%	57%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	40.00	0.00	46%	46%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	40.00	0.00	46%	46%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	0.00	0.00	47%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	120.00	113.00	113.00	55%	52%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	120.00	0.00	0.00	55%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	126.00	82.00	82.00	56%	37%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	56.00	0.00	0.00	75%	0%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	56.00	0.00	0.00	75%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	56.00	0.00	0.00	75%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70



Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2024			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

AB

2025

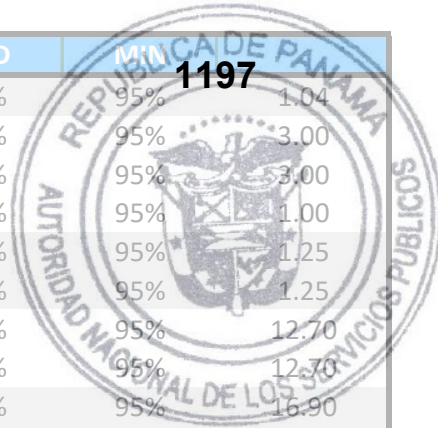
	MAX	MED	MIN
Total	2582.39	2239.00	1369.86



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	83%	12.00

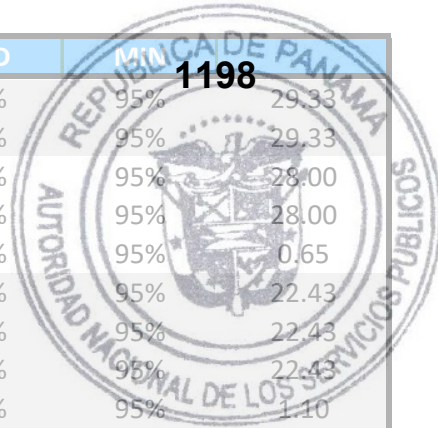
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañon	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	88.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	4.80
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.90	19.90	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.96
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	40.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	19.89	19.89	0.00	100%	100%	0%	19.89
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	1.04

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025				MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.43	94.60	102.59	95%	90%	98%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	35.80	50.00	95.00	36%	50%	95%
HO	FOR		FORG2	6098	35.80	50.00	95.00	36%	50%	95%
HO	FOR		FORG3	6099	35.80	50.00	95.00	36%	50%	95%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	82.65	0.00	0.00	95%	0%	0%
HOR	BAY		BAYG2	6102	82.65	0.00	0.00	95%	0%	0%
HOR	BAY		BAYG3	6110	81.70	0.00	0.00	95%	0%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	122.50	122.50	122.50	89%	89%	89%
MP	LSA		PURG2	6757	122.50	122.50	122.50	89%	89%	89%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	0.00	120.70	0.00	0%	55%	0%
T	SAB		TELG2	6407	0.00	120.70	0.00	0%	55%	0%
T	SAB		TELV1	6408	0.00	126.19	0.00	0%	56%	0%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	71.25	0.00	0.00	95%	0%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	71.25	0.00	0.00	95%	0%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	71.25	0.00	0.00	95%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	58.00	0.00	0.00	37%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00



Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

Handwritten signature or initials in blue ink.

2026

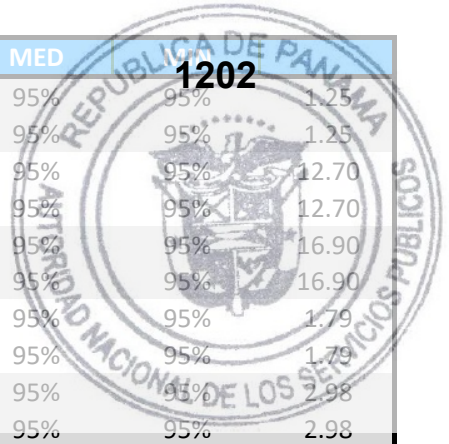
	MAX	MED	MIN
Total	2668.36	2322.50	1406.88



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	12.00

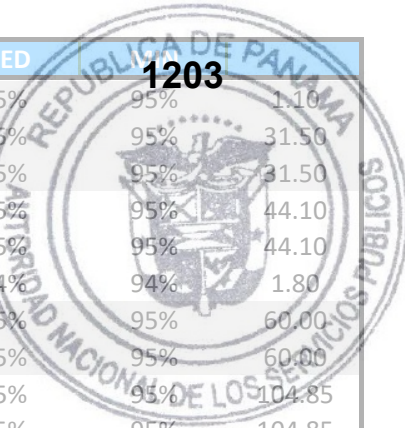
TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	66.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.00
S	LSA	Panameña de Energía Solar	PES6	6200	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.96
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	0.00	0.00	0.00	0%	0%	40.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	19.89	19.89	0.00	100%	100%	19.89
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	0.00	0.00	0.00	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	3.00
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	1.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	1.25
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	1.25
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	12.70
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	16.90
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	1.79
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	1.79
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	2.98
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	1.59
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	6.41
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	3.85
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	3.85
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	2.67
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	1.35
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	6.57
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	6.57
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	2.07
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	0.98
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	4.31
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	4.31
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	2.35
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	1.16
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	5.00
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	4.10
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	4.10
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	4.40
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	4.40
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	3.37
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	3.37
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	4.50
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	4.41
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	4.41
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	7.50
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	7.50
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	10.00
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	10.00
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	9.72
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	0.99
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	9.30
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	2.10
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	13.32
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	1.88
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	22.43



[Handwritten signature]

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.42	99.85	99.61	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	10.00	53.00	46.00	10%	53%	46%
HO	FOR		FORG2	6098	10.00	53.00	45.00	10%	53%	45%
HO	FOR		FORG3	6099	9.00	53.00	45.00	9%	53%	45%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	40.00	40.00	0.00	46%	46%	0%
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	40.00	0.00	46%	46%	0%
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	0.00	0.00	47%	0%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	120.00	120.00	113.00	55%	55%	52%
T	SAB		TELG2	6407	120.00	120.00	0.00	55%	55%	0%
T	SAB		TELV1	6408	126.00	126.00	82.00	56%	56%	37%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	53.43	0.00	0.00	71%	0%	0%
T	SAB		CNOG2	6805	53.43	0.00	0.00	71%	0%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	53.43	0.00	0.00	71%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2026			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

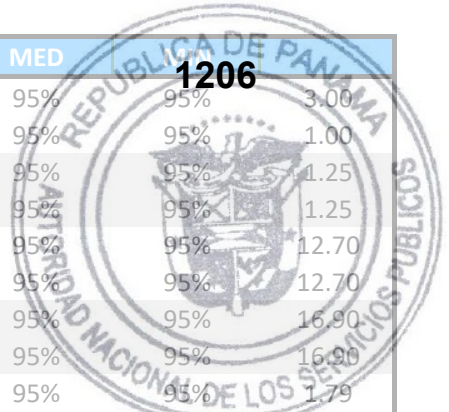
	MAX	MED	MIN
Total	2900.96	2509.60	1516.44



TIPO	NODO	OFERTA ACP		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	15.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	66.00
E	SBA	El Tesoro	ETE	6981	0.00	0.00	0.00	0%	0%	104.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	0.00	0.00	0.00	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	0.00	0.00	0.00	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.00	0.00	0.00	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	0.00	0.00	0.00	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	0.00	0.00	0.00	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.00
S	LSA	La Colorada	LCO	6215	0.00	0.00	0.00	0%	0%	80.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.96
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	0.00	0.00	0.00	0%	0%	40.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	0.00	0.00	0.00	0%	0%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	20.00	20.00	0.00	100%	100%	20.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	0.00	0.00	0.00	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	9.38
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	9.38
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	5.10
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	5.10
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	1.04
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	3.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028				MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	1.28	95%	95%	95%	
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	1.10	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	
HO	MDN	El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	1.99	95%	95%	95%	
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	1.79	95%	95%	95%	
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	



[Handwritten signature]

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	99.95	99.93	99.69	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	13.50	36.00	30.00	14%	36%	30%
HO	FOR		FORG2	6098	13.50	36.00	30.00	14%	36%	30%
HO	FOR		FORG3	6099	13.50	36.00	30.00	14%	36%	30%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	62.00	41.00	40.00	71%	47%	46%
HOR	BAY		BAYG2	6102	62.00	40.00	40.00	71%	46%	46%
HOR	BAY		BAYG3	6110	60.00	40.00	40.00	70%	47%	47%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	120.00	120.00	100.99	55%	55%	46%
T	SAB		TELG2	6407	120.00	120.00	0.00	55%	55%	0%
T	SAB		TELV1	6408	126.00	126.00	73.48	56%	56%	33%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	71.25	56.00	56.00	95%	75%	75%
T	SAB		CNOG2	6805	71.25	56.00	0.00	95%	75%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	71.25	56.00	0.00	95%	75%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	46.00	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	37.05	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	37.05	0.00	0.00	94%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink.



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2028			MAX	MED	MIN	MAX	MIN	MAX
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	33.50

AB

2030 (500kV)

	max	med	min
Total	3123.17	2671.67	1617.67



TIPO	NODO	OFERTA ACP		max	med	min	max	min	min
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			max	med	min	max	med	min	
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	15.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	32.00
E	SBA	La Vikinga	LVIKG1	6516	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	66.00
E	SBA	El Tesoro	ETE	6981	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	104.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	2.73	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	0%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	0%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.25	0.00	0.00	25%	0%	0%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	2.57	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.06	0.00	0.00	25%	0%	0%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	2.70	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.13	0.00	0.00	25%	0%	0%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	4.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.24	0.00	0.00	25%	0%	0%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.75	0.00	0.00	25%	0%	0%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	0%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	30.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	0%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	4.99	0.00	0.00	25%	0%	0%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	0%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S20G1	6980	2.49	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	0%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	2.47	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	8.00
S	LSA	La Colorada	LCO	6215	20.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	80.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	2.49	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.96
S	LSA		PES3	6204	2.49	0.00	0.00	25%	0%	0%	9.95
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	10.00	0.00	0.00	25%	0%	0%	40.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	2.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	7.50	0.00	0.00	25%	0%	0%	30.00
SO	PRO	Baru	BRU	6206	10.00	10.00	0.00	100%	100%	0%	10.00
SO	GUA	Tea Solar	TEAG1	6919	20.00	20.00	0.00	100%	100%	0%	20.00
SO	GUA	Solar Gualaca	SGUAG1	6530	17.00	17.00	0.00	100%	100%	0%	17.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.25	0.00	0.00	25%	0%	0%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	9.33

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030				max	med	min	max	med	min
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	0.95	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	2.85	95%	95%	95%	
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	1.28	95%	95%	48%	
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	2.53	95%	95%	187%	
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	1.10	85%	85%	47%	
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	2.00	95%	95%	172%	
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	0.95	95%	95%	10%	
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	9.23	95%	95%	923%	
HO	CHG	Mini Changuinola II	CHANIIG3	6879	13.00	13.00	13.00	95%	95%	95%	
HO	MDN	El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	1.99	95%	95%	21%	
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	8.83	95%	95%	420%	
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	1.79	95%	95%	13%	
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	12.65	95%	95%	673%	
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	



Handwritten signature or initials in blue ink at the bottom right corner of the page.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030				max	med	min	max	med	min
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	10.40
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	16.65
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	23.60
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	29.33
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	28.00
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%	0.65
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	22.43
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%	1.10
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	31.50
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	44.10
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%	1.80
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	60.00
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	96.82	99.09	99.49	92%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%	104.85
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	9.12
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	5.00
HO	CHG	Changuinola II	CHANIIG1	6877	101.00	101.00	101.00	94%	94%	94%	107.00
HO	CHG		CHANIIG2	6878	101.00	101.00	101.00	94%	94%	94%	107.00
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	33.00	95%	95%	33%	100.00
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	95.00	32.00	95%	95%	32%	100.00
HO	FOR		FORG3	6099	90.00	95.00	32.00	90%	95%	32%	100.00
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	41.00	46.00	0.00	47%	53%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	45.00	0.00	46%	52%	0%	87.00
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	45.00	0.00	47%	52%	0%	86.00
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%	137.00
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	120.71	100.99	100.99	55%	46%	46%	218.00
T	SAB		TELG2	6407	120.71	0.00	0.00	55%	0%	0%	218.00
T	SAB		TELV1	6408	126.19	73.48	73.48	56%	33%	33%	224.00
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	38.34	38.34	38.34	51%	51%	51%	75.00
T	SAB		CNOG2	6805	38.34	0.00	0.00	51%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOG3	6806	38.34	0.00	0.00	51%	0%	0%	75.00
T	SAB		CNOV1	6807	104.97	30.10	30.10	67%	19%	19%	156.00
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	48.95
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	131.00
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	108.00
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	39.38
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	10.28
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.00
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.90
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	18.00
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	17.84
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	16.00
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	50.00
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	8.72



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			max	med	min	max	med	
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
CAT		Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00



[Handwritten signature]

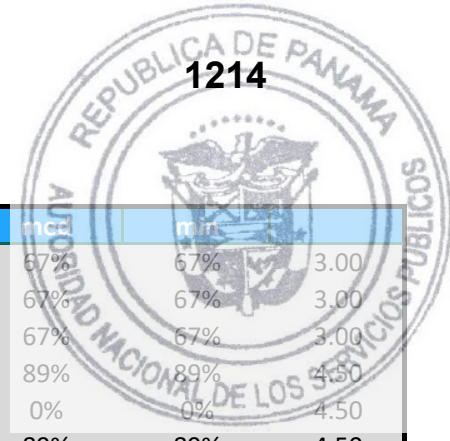


TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030		max	med	min	max	med	min	
	LM	BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

Handwritten signature or initials in blue ink.

2030 (230kV)

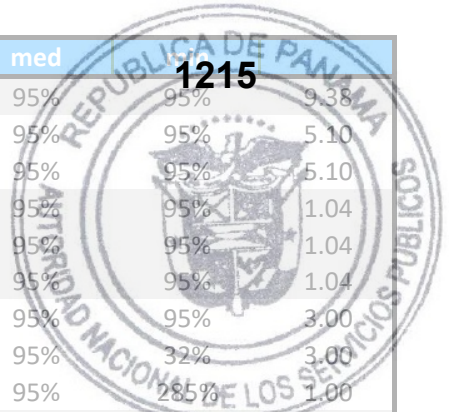
	max	med	min
Total	3123.17	2694.18	1648.89



TIPO	NODO	OFERTA ACP		max	med	min	max	med	min
ACP	ACP	ACP GAT	GATG1	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG2	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG3	2.00	2.00	2.00	67%	67%	3.00
ACP	ACP		GATG4	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP		GATG5	0.00	0.00	0.00	0%	0%	4.50
ACP	ACP		GATG6	4.00	4.00	4.00	89%	89%	4.50
ACP	ACP	ACP MAD	MADG1	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG2	0.00	0.00	0.00	0%	0%	12.00
ACP	ACP		MADG3	10.00	10.00	10.00	83%	83%	12.00

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			max	med	min	max	med	min
E	ECO	Nuevo Chagres I	NCH1G1	6463	0.00	0.00	0.00	0%	0%	55.00
E	ECO	Rosa de los Vientos I	RDV1G1	6464	0.00	0.00	0.00	0%	0%	52.50
E	ECO	Rosa de los Vientos II	RDV2G1	6468	0.00	0.00	0.00	0%	0%	20.00
E	ECO		RDV2G2	6465	0.00	0.00	0.00	0%	0%	30.00
E	ECO	Marañón	MARG1	6466	0.00	0.00	0.00	0%	0%	17.50
E	ECO	Nuevo Chagres II	NCH2G1	6467	0.00	0.00	0.00	0%	0%	62.50
E	ECO		NCH2G2	6473	0.00	0.00	0.00	0%	0%	52.50
E	ECO	Portobelo	PORG1	6469	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.50
E	ECO		PORG2	6474	0.00	0.00	0.00	0%	0%	15.00
E	PAC	Cerro Jefe	CJE	6949	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
E	SBA	La Vikinga	LVIK1G1	6516	0.00	0.00	0.00	0%	0%	108.00
E	ANT	Toabre	TOAG1	6785	0.00	0.00	0.00	0%	0%	66.00
E	SBA	El Tesoro	ETE	6981	0.00	0.00	0.00	0%	0%	104.00
S	LSA	Divisa Solar	DISG1	6502	2.50	2.50	0.00	25%	25%	10.00
S	LSA	Don Felix	DOFG1	6503	2.50	2.50	0.00	25%	25%	10.00
SO	MDN	Solar Chiriquí	SOCG1	6504	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
S	LSA	Solar Paris	SOPG1	6554	2.50	2.50	0.00	25%	25%	10.00
S	LSA	Farallon Solar II	FAR34	6761	2.73	2.73	0.00	25%	25%	10.92
S	LSA	Los Angeles	LANG1	6555	2.50	2.50	0.00	25%	25%	10.00
S	LSA	Cocle	COLG1	6556	2.50	2.50	0.00	25%	25%	10.00
SO	PRO	Sol de David	SODG1	6570	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Solar Caldera	SCALG1	6571	6.00	6.00	0.00	100%	100%	6.00
SO	MDN	Solar Bugaba	SBUG G1	6581	3.00	3.00	0.00	100%	100%	3.00
S	LSA	La Estrella Solar	ESOG1	6734	1.25	1.25	0.00	25%	25%	5.00
S	LSA	Milton Solar	MSOG1	6738	2.57	2.57	0.00	25%	25%	10.26
S	LSA	Vista Alegre Solar	VALG1	6739	2.06	2.06	0.00	25%	25%	8.22
S	LSA	Sol Real	SREG1	6903	2.70	2.70	0.00	25%	25%	10.78
S	LSA	El Espinal	EESG1	6904	2.13	2.13	0.00	25%	25%	8.50
S	LSA	Pocrí	POCRG1	6905	4.00	4.00	0.00	25%	25%	16.00
S	LSA	Bejuco Solar	BSOG1	6455	0.24	0.24	0.00	25%	25%	0.96
S	PAC	Solar Pacora II	SPACII G1	6582	0.75	0.75	0.00	25%	25%	3.00
SO	MDN	Ikako	IKA0G1	6640	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA1G1	6641	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA2G1	6642	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
SO	MDN		IKA3G1	6643	11.25	11.25	0.00	100%	100%	11.25
S	ECO	Solar Penonome	SPEG1	6752	30.00	30.00	0.00	25%	25%	120.00
SO	GUA	Solar Prudencia	SPRUG1	6529	20.00	20.00	0.00	100%	100%	20.00
S	LSA	Jaguito Solar	JAGG1	6914	2.50	2.50	0.00	25%	25%	10.00
SO	PRO	Baco Solar	BAC	6974	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
SO	PRO	ECOSOLAR	ECS	6975	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	PRO	Madre Vieja	MVI	6976	25.00	25.00	0.00	100%	100%	25.00
S	24DIC	Bajo Frio - Pacora	BFRG1	6977	4.99	4.99	0.00	25%	25%	19.95
S	LSA	La Victoria	LVIG1	6978	2.50	2.50	0.00	25%	25%	10.00
SO	MDN	Parque Solar Progreso	PSPG1	6979	19.80	19.80	0.00	100%	100%	19.80
S	LSA	SOLAR ZONA COCLE 20	S2OG1	6980	2.49	2.49	0.00	25%	25%	9.96
SO	PRO	La Esperanza	LAEG1	6834	19.99	19.99	0.00	100%	100%	19.99
S	LSA	PANASOLAR	PASG1	6707	2.47	2.47	0.00	25%	25%	9.89
S	LSA	Providencia Solar	PROVG1	6553	2.50	2.50	0.00	25%	25%	10.00
S	LSA	La Mata Solar	LAMG1	6557	2.50	2.50	0.00	25%	25%	10.00
S	LSA	La Salamanca	LSM34	6201	2.00	2.00	0.00	25%	25%	8.00
S	LSA	La Colorada	LCO	6215	20.00	20.00	0.00	25%	25%	80.00
S	LSA	Panameña de Energia Solar	PES6	6200	2.49	2.49	0.00	25%	25%	9.96
S	LSA		PES3	6204	2.49	2.49	0.00	25%	25%	9.95
S	LSA	Chumical	CHUM	6205	10.00	10.00	0.00	25%	25%	40.00
S	LSA	Llano Sanchez Solar	LLS	6992	2.50	2.50	0.00	25%	25%	10.00
SO	GUA	EnerSolar II	ENE2	6934	20.00	20.00	0.00	100%	100%	20.00
S	ECO	Las Lajas	LAJ34	6202	7.50	7.50	0.00	25%	25%	30.00
SO	PRO	Baru	BRU	6206	10.00	10.00	0.00	100%	100%	10.00
SO	GUA	Tea Solar	TEAG1	6919	20.00	20.00	0.00	100%	100%	20.00
SO	GUA	Solar Gualaca	SGUAG1	6530	17.00	17.00	0.00	100%	100%	17.00
S	LSA	Proyecto Solar Santiago	PSS	6993	1.25	1.25	0.00	25%	25%	5.00
HO	BOQIII	Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	BOQIII		CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	5.00
HO	CAL	Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL		LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	27.40
HO	CAL	Mendre	MENM1	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	9.33

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030				max	med	min	max	med	min
HO	CAL		MENM2	6306	8.90	8.90	8.90	95%	95%	95%	
HO	CAL	Algarrobos	ALGA1	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	
HO	CAL		ALGA2	6305	4.84	4.84	4.84	95%	95%	95%	
HO	MDN	Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HO	MDN		DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HO	MDN		DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	
HC	LSA	La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG2	6432	2.85	2.85	0.95	95%	95%	95%	
HC	LSA		YEGG3	6432	0.95	0.95	2.85	95%	95%	95%	
HO	MDN	Macho de Monte	MMOG1	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		MMOG2	6422	1.18	1.18	1.18	95%	95%	95%	
HO	GUA	Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA		GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	
HO	GUA	Lorena	LORG1	6364	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	GUA		LORG2	6365	16.05	16.05	16.05	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Macano	MACG1	6388	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		MACG2	6389	1.69	1.69	1.69	95%	95%	95%	
HO	MDN	Paso Ancho	PAAG1	6391	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN		PAAG2	6392	2.82	2.82	2.82	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas	LP1G1	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G2	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP1G3	6421	1.50	1.50	1.50	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL	Mendre 2	MENIIG1	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HO	CAL		MENIIG2	6308	3.65	3.65	3.65	95%	95%	95%	
HC	LSA	El Fraile	EFRG1	6433	2.53	2.53	2.53	95%	95%	95%	
HC	LSA		EFRG2	6433	2.53	2.53	1.28	95%	95%	48%	
HC	LSA		EFRG3	6433	1.28	1.28	2.53	95%	95%	187%	
HO	DOM	Monte Lirio	MLIG1	6449	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG2	6450	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	DOM		MLIG3	6451	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	
HO	MDN		BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	
HO	PRO	Salsipuedes	SALG1	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG2	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		SALG3	6512	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Andrés	SANDG1	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN		SANDG2	6338	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	MDN	Los Planetas II	LP2G1	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN		LP2G2	6495	4.09	4.09	4.09	95%	95%	95%	
HO	MDN	Bugaba II	BU2G1	6497	2.00	2.00	2.00	85%	85%	85%	
HO	MDN		BU2G2	6497	2.00	2.00	1.10	85%	85%	47%	
HO	MDN		BU2G3	6497	1.10	1.10	2.00	95%	95%	172%	
HO	MDN	Bajos de Totuma	BDTG1	6710	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	
HO	BOQIII	La Cuchilla	LACG1	6743	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII		LACG2	6744	3.89	3.89	3.89	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Chuspa	CHU G1	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	BOQIII		CHU G2	6767	4.00	4.00	4.00	91%	91%	91%	
HO	DOM	Colorado	CDOG1	6798	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	DOM		CDOG2	6799	3.00	3.00	3.00	89%	89%	89%	
HO	CAL	El Sindigo	SING1	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	CAL		SING2	6723	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Tizingal	TIZG1	6764	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	
HO	SBA	San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		BARG2	6774	9.23	9.23	0.95	95%	95%	10%	
HO	SBA		BARG3	6774	0.95	0.95	9.23	95%	95%	923%	
HO	CHG	Mini Changuinola II	CHANIIG3	6879	13.00	13.00	13.00	95%	95%	95%	
HO	MDN	El Recodo	EREG1	6926	9.50	9.50	9.50	95%	95%	95%	
HO	MDN	San Lorenzo	SLORG1	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	MDN		SLORG2	6480	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	
HO	CAL	Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	CAL		COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	
HO	BOQIII	Pedregalito 1	PEDIG1	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	BOQIII		PEDIG2	6386	9.50	9.50	9.50	76%	76%	76%	
HO	SBA	Las Cruces	LCRG1	6524	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG2	6525	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	
HO	SBA		LCRG3	6526	0.94	0.94	0.94	95%	95%	95%	
HO	PRO	La Potra	LPOG1	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG2	6514	8.83	8.83	8.83	95%	95%	95%	
HO	PRO		LPOG3	6514	8.83	8.83	1.99	95%	95%	21%	
HO	PRO		LPOG4	6514	1.99	1.99	8.83	95%	95%	420%	
HO	BVI	Barro Blanco	BBLG1	6552	12.65	12.65	12.65	95%	95%	95%	
HO	BVI		BBLG2	6552	12.65	12.65	1.79	95%	95%	13%	
HO	BVI		BBLG3	6552	1.79	1.79	12.65	95%	95%	673%	
HO	CHA	Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			max	med	min	max	med	min
HO	CHA		BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	CHA		BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%
HO	DOM	Pando	PDOG1	6452	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	DOM		PDOG2	6453	15.81	15.81	15.81	95%	95%	95%
HO	CAL	La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	CAL		LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%
HO	GUA	Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	GUA		PRUG2	6368	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%
HO	PRO	Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%
HO	PRO		BAMG3	6329	0.62	0.62	0.62	95%	95%	95%
HO	DOM	El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG2	6447	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%
HO	DOM		ALTG4	6457	1.05	1.05	1.05	95%	95%	95%
HO	PRO	Burica	BCAG1	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO		BCAG2	6788	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%
HO	PRO	Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG2	6336	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%
HO	PRO		BAIG4	6328	1.70	1.70	1.70	94%	94%	94%
HO	GUA	Estí	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	GUA		ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%
HO	ESP	Chan I	CHANG1	6264	96.82	99.65	98.71	92%	95%	94%
HO	ESP		CHANG2	6265	99.60	99.60	99.60	95%	95%	95%
HO	ESP		CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%
T	SMA	Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
T	SMA		CEPG2	6732	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%
HO	CHG	Changuinola II	CHANIIG1	6877	101.00	101.00	101.00	94%	94%	94%
HO	CHG		CHANIIG2	6878	101.00	101.00	101.00	94%	94%	94%
HO	FOR	Fortuna	FORG1	6097	95.00	24.00	43.00	95%	24%	43%
HO	FOR		FORG2	6098	95.00	24.00	43.00	95%	24%	43%
HO	FOR		FORG3	6099	90.00	23.00	43.00	90%	23%	43%
HOR	BAY	Bayano	BAYG1	6101	41.00	42.00	0.00	47%	48%	0%
HOR	BAY		BAYG2	6102	40.00	41.00	0.00	46%	47%	0%
HOR	BAY		BAYG3	6110	40.00	41.00	0.00	47%	48%	0%
MP	LSA	Punta Rincon	PURG1	6756	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
MP	LSA		PURG2	6757	119.50	119.50	119.50	87%	87%	87%
T	SAB	TELFER	TELG1	6406	120.71	169.79	100.99	55%	78%	46%
T	SAB		TELG2	6407	120.71	0.00	0.00	55%	0%	0%
T	SAB		TELV1	6408	126.19	123.54	73.48	56%	55%	33%
T	SAB	Costa Norte	CNOG1	6804	38.34	38.34	38.34	51%	51%	51%
T	SAB		CNOG2	6805	38.34	0.00	0.00	51%	0%	0%
T	SAB		CNOG3	6806	38.34	0.00	0.00	51%	0%	0%
T	SAB		CNOV1	6807	104.97	30.10	30.10	67%	19%	19%
T	SAB	Martano	GASMG1	6869	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG2	6870	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG3	6872	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG4	6873	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG5	6874	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMG6	6866	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	SAB		GASMV1	6871	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Estrella del Mar (AES)	EDMG1	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG2	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG3	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG4	6687	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG5	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG6	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM		EDMG7	6688	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.4 (Miraflores G8)	MIRG8	6141	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	A.C.P.3 (Miraflores G6)	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC	Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	PAC		PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO	Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CHO		PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT	Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	CAT		TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	LM	Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%



Handwritten signature or initials in blue ink.

TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030			max	med	min	max	med	
T	LM		CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	LM		CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	8.72
T	CAZ	Cerro Azul	CAZ1	6245	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ2	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ3	6246	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ4	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ5	6247	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ6	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ7	6248	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ8	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ9	6249	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ10	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ11	6250	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ12	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ13	6251	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ14	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ15	6252	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ16	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ17	6253	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ18	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ19	6254	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ20	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ21	6255	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ22	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ23	6256	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ24	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ25	6257	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	CAZ		CAZ26	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	CAZ		CAZ27	6258	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.32
T	STR	Jinro	JING0	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING1	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING2	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING3	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING4	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING5	6611	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING6	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING7	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING8	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JING9	6612	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN11	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN12	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN13	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN14	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN15	6613	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN16	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN17	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN18	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN19	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN20	6614	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN21	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN22	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN23	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN24	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN25	6615	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN26	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN27	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN28	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN29	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN30	6616	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN31	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN32	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN33	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	STR		JIN34	6617	0.00	0.00	0.00	0%	0%	1.70
T	LM	Barcaza La Esperanza	BESG1	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG2	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG3	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG4	6599	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG5	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG6	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
T	LM		BESG7	6600	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.48
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
	CAT	Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%
T	MIR	Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	18.00
T	MIR	Miraflores G2	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	9.00
	LM	Ciclo Abierto BLM	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00
	LM		BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	32.00



[Handwritten signature]



TIPO	NODO	ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2030		max	med	min	max	med	min	
	LM	BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	33.50

Handwritten signature or initials in blue ink.

ANEXO III-9
REPORTES DE VOLTAJE
LARGO PLAZO



2023	Seca		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje (pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0236	1.0257
6001	PAN230	230	1.0341	1.0097
6002	PAN115	115	1.0232	1.0077
6003	PANII230	230	1.035	1.0171
6004	PANII115	115	1.0262	1.0046
6005	CHO230	230	1.0385	1.0164
6006	CHO115	115	1.0383	1.0127
6008	LSA230	230	1.03	1.03
6009	LSA115	115	1.0359	1.033
6011	MDN230	230	1.0216	1.0267
6012	MDN115	115	1.0237	1.0311
6014	PRO230	230	1.0232	1.0253
6015	PRO115	115	1.0223	1.017
6018	CAC115	115	1.0232	1.007
6024	CHI115	115	1.0079	0.9736
6059	LM115	115	1.0119	0.9704
6060	LM2115	115	1.0119	0.9704
6087	CAL115	115	1.0247	1.0304
6096	FOR230	230	1.023	1.029
6170	CPA115	115	1.0136	0.982
6173	STR115	115	1.0131	0.9741
6179	GUA230	230	1.0221	1.029
6182	VEL230	230	1.0286	1.0356
6240	EHIG230	230	1.0378	1.0229
6260	CHA230	230	1.0179	1.02
6261	CHA115	115	1.019	1.02
6263	ESP230	230	1.0217	1.0244
6290	CATII115	115	1.0121	0.9708
6340	CAN230	230	1.0207	1.0243
6380	BOQIII230	230	1.0225	1.0257
6400	FRONTCHA	230	1.0191	1.0211
6401	PM230-29	230	1.0218	1.0276
6440	DOM230	230	1.0221	1.0248
6441	PRIM230	230	1.0211	1.0238
6460	ECO230	230	1.0332	1.0251
6500	FRONTDOM	230	1.0226	1.0252
6520	SBA230	230	1.0313	1.0355
6521	SBA115	115	1.0285	1.0328
6550	BEV230	230	1.0293	1.0355
6713	BUR230	230	1.0355	1.0142
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.035	1.0184
6830	ANT230	230	1.0368	1.0257
6840	PAN3 230	230	1.0339	1.0112
6841	PAN3 115	115	1.0313	1.0122
6861	CHE230	230	1.0377	1.0188
6867	PM-2	230	1.0254	1.0087
6875	PM-1	230	1.0254	1.0087



2023	Lluviosa		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje(pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0187	1.0167
6001	PAN230	230	1.0357	1.0134
6002	PAN115	115	1.014	1.0118
6003	PANII230	230	1.035	1.02
6004	PANIII115	115	1.0014	1.0078
6005	CHO230	230	1.0386	1.0181
6006	CHO115	115	1.0384	1.0145
6008	LSA230	230	1.03	1.03
6009	LSA115	115	1.0371	1.0321
6011	MDN230	230	1.0191	1.0156
6012	MDN115	115	1.0227	1.0162
6014	PRO230	230	1.0184	1.0161
6015	PRO115	115	1.0176	1.0111
6018	CAC115	115	1.014	1.0111
6024	CHI115	115	0.9983	0.9779
6059	LM1115	115	1.0024	0.9746
6060	LM2115	115	1.0024	0.9747
6087	CAL115	115	1.0256	1.0216
6096	FOR230	230	1.0221	1.0184
6170	CPA115	115	1.0041	0.9862
6173	STR115	115	1.0036	0.9783
6179	GUA230	230	1.0201	1.0154
6182	VEL230	230	1.0252	1.0286
6240	EHIG230	230	1.0371	1.0223
6260	CHA230	230	1.0261	1.02
6261	CHA115	115	1.0206	1.02
6263	ESP230	230	1.0265	1.0201
6290	CATII115	115	1.0025	0.9751
6340	CAN230	230	1.0221	1.0107
6380	BOQIII230	230	1.0184	1.0156
6400	FRONTCHA	230	1.0265	1.021
6401	PM230-29	230	1.0214	1.0145
6440	DOM230	230	1.0145	1.014
6441	PRIM230	230	1.0142	1.0138
6460	ECO230	230	1.0363	1.0339
6500	FRONTDOM	230	1.0157	1.015
6520	SBA230	230	1.0276	1.0362
6521	SBA115	115	1.0247	1.031
6550	BEV230	230	1.0259	1.0286
6713	BUR230	230	1.0368	1.0186
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0341	1.0204
6830	ANT230	230	1.036	1.0263
6837	CHG230	230	1.0231	1.0106
6840	PAN3 230	230	1.0357	1.0153
6841	PAN3 115	115	1.0276	1.0162
6861	CHE230	230	1.0376	1.0227
6867	PM-2	230	1.0389	1.0208
6875	PM-1	230	1.0389	1.0208



2024	Seca		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje(pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0299	1.0293
6001	PAN230	230	1.0367	1.0149
6002	PAN115	115	1.0267	1.0132
6003	PANII230	230	1.035	1.02
6004	PANII115	115	1.0245	1.0088
6005	CHO230	230	1.0408	1.021
6006	CHO115	115	1.0405	1.0172
6008	LSA230	230	1.03	1.03
6009	LSA115	115	1.0362	1.0321
6011	MDN230	230	1.0313	1.0323
6012	MDN115	115	1.0315	1.0345
6014	PRO230	230	1.0298	1.0289
6015	PRO115	115	1.029	1.0197
6018	CAC115	115	1.0268	1.0125
6024	CHI115	115	1.0155	0.982
6059	LM1115	115	1.0253	0.9835
6060	LM2115	115	1.0252	0.9835
6087	CAL115	115	1.0298	1.0321
6096	FOR230	230	1.0371	1.037
6170	CPA115	115	1.0226	0.9917
6173	STR115	115	1.0275	0.9884
6179	GUA230	230	1.0364	1.0378
6182	VEL230	230	1.0345	1.0397
6240	EHIG230	230	1.0382	1.0249
6260	CHA230	230	1.0333	1.0283
6261	CHA115	115	1.0259	1.02
6263	ESP230	230	1.0373	1.0325
6290	CATII115	115	1.0256	0.984
6340	CAN230	230	1.0442	1.039
6380	BOQIII230	230	1.0301	1.03
6400	FRONTCHA	230	1.0331	1.0287
6401	PM230-29	230	1.0396	1.0388
6440	DOM230	230	1.0278	1.0285
6441	PRIM230	230	1.0268	1.0276
6460	ECO230	230	1.0342	1.027
6500	FRONTDOM	230	1.0283	1.0288
6520	SBA230	230	1.0351	1.0384
6521	SBA115	115	1.0324	1.0356
6550	BEV230	230	1.0346	1.0393
6713	BUR230	230	1.0384	1.0198
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0344	1.0203
6830	ANT230	230	1.0378	1.0281
6837	CHG230	230	1.0467	1.0404
6840	PAN3 230	230	1.037	1.017
6841	PAN3 115	115	1.0343	1.0178
6861	CHE230	230	1.0376	1.0215
6867	PM-2	230	1.0266	1.0121
6875	PM-1	230	1.0266	1.0121



2024	Lluviosa		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje(pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0188	1.0169
6001	PAN230	230	1.0357	1.0137
6002	PAN115	115	1.0147	1.0128
6003	PANII230	230	1.035	1.02
6004	PANII115	115	1.0018	1.0086
6005	CHO230	230	1.0385	1.0182
6006	CHO115	115	1.0381	1.0144
6008	LSA230	230	1.03	1.03
6009	LSA115	115	1.0368	1.031
6011	MDN230	230	1.0192	1.0159
6012	MDN115	115	1.0228	1.0166
6014	PRO230	230	1.0185	1.0163
6015	PRO115	115	1.0176	1.0112
6018	CAC115	115	1.0149	1.0122
6024	CHI115	115	1.0022	0.9816
6059	LM1115	115	1.0116	0.9832
6060	LM2115	115	1.0115	0.9832
6087	CAL115	115	1.0256	1.0219
6096	FOR230	230	1.0228	1.0187
6170	CPA115	115	1.0095	0.9913
6173	STR115	115	1.014	0.988
6179	GUA230	230	1.0203	1.0159
6182	VEL230	230	1.0249	1.0289
6240	EHIG230	230	1.0343	1.02
6260	CHA230	230	1.0267	1.0202
6261	CHA115	115	1.02	1.02
6263	ESP230	230	1.0268	1.0204
6290	CATII115	115	1.0119	0.9837
6340	CAN230	230	1.0219	1.0112
6380	BOQIII230	230	1.0185	1.0158
6400	FRONTCHA	230	1.027	1.0212
6401	PM230-29	230	1.0215	1.0149
6440	DOM230	230	1.0145	1.0141
6441	PRIM230	230	1.0141	1.0139
6460	ECO230	230	1.036	1.0339
6500	FRONTDOM	230	1.0156	1.0151
6520	SBA230	230	1.0273	1.0365
6521	SBA115	115	1.0245	1.0312
6550	BEV230	230	1.0255	1.029
6713	BUR230	230	1.0366	1.0188
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0341	1.0203
6830	ANT230	230	1.0357	1.0263
6837	CHG230	230	1.0228	1.0112
6840	PAN3 230	230	1.0356	1.0156
6841	PAN3 115	115	1.0274	1.0176
6861	CHE230	230	1.0376	1.0222
6867	PM-2	230	1.0388	1.0209
6875	PM-1	230	1.0388	1.0209



2025	Seca		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje(pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.034	1.0272
6001	PAN230	230	1.0223	1.015
6002	PAN115	115	0.9908	1.0141
6003	PANII230	230	1.02	1.02
6004	PANII115	115	0.9918	1.0107
6005	CHO230	230	1.0268	1.021
6006	CHO115	115	1.0262	1.017
6008	LSA230	230	1.03	1.03
6009	LSA115	115	1.0376	1.0328
6011	MDN230	230	1.0387	1.0306
6012	MDN115	115	1.0529	1.0336
6014	PRO230	230	1.0341	1.0269
6015	PRO115	115	1.0332	1.0182
6018	CAC115	115	0.991	1.0133
6024	CHI115	115	0.9729	0.9781
6059	LM1115	115	0.9772	0.9741
6060	LM2115	115	0.9772	0.9742
6087	CAL115	115	1.0481	1.0323
6096	FOR230	230	1.0431	1.0352
6170	CPA115	115	0.9795	0.9867
6173	STR115	115	0.9786	0.9781
6179	GUA230	230	1.0431	1.0361
6182	VEL230	230	1.0387	1.0386
6240	EHIG230	230	1.03	1.0247
6260	CHA230	230	1.0346	1.0263
6261	CHA115	115	1.0309	1.0212
6263	ESP230	230	1.0387	1.0307
6290	CATII115	115	0.9774	0.9745
6340	CAN230	230	1.047	1.0369
6380	BOQIII230	230	1.0355	1.028
6400	FRONTCHA	230	1.0344	1.0268
6401	PM230-29	230	1.0449	1.0369
6440	DOM230	230	1.0317	1.0257
6441	PRIM230	230	1.0307	1.0247
6460	ECO230	230	1.0322	1.0268
6500	FRONTDOM	230	1.0321	1.0262
6520	SBA230	230	1.0378	1.0376
6521	SBA115	115	1.0351	1.0349
6550	BEV230	230	1.0384	1.0383
6713	BUR230	230	1.0266	1.0196
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0198	1.0203
6830	ANT230	230	1.0323	1.0279
6837	CHG230	230	1.0485	1.0383
6840	PAN3 230	230	1.0224	1.017
6841	PAN3 115	115	1.0084	1.0182
6861	CHE230	230	1.0224	1.0213
6867	PM-2	230	1.0155	1.012
6875	PM-1	230	1.0155	1.012



2025	Lluviosa		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje(pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0174	1.0152
6001	PAN230	230	1.0206	1.0137
6002	PAN115	115	1.0072	1.0141
6003	PANII230	230	1.02	1.02
6004	PANII115	115	0.9947	1.0106
6005	CHO230	230	1.0236	1.0171
6006	CHO115	115	1.023	1.0131
6008	LSA230	230	1.03	1.03
6009	LSA115	115	1.0364	1.0312
6011	MDN230	230	1.018	1.0135
6012	MDN115	115	1.0218	1.0145
6014	PRO230	230	1.0168	1.0144
6015	PRO115	115	1.0159	1.0098
6018	CAC115	115	1.0072	1.0133
6024	CHI115	115	0.9898	0.9781
6059	LM1115	115	0.9935	0.9741
6060	LM2115	115	0.9935	0.9741
6087	CAL115	115	1.025	1.0206
6096	FOR230	230	1.0205	1.0165
6170	CPA115	115	0.996	0.9867
6173	STR115	115	0.995	0.978
6179	GUA230	230	1.0189	1.0135
6182	VEL230	230	1.0282	1.0266
6240	EHIG230	230	1.0256	1.019
6260	CHA230	230	1.0237	1.0185
6261	CHA115	115	1.02	1.02
6263	ESP230	230	1.0241	1.0186
6290	CATII115	115	0.9937	0.9745
6340	CAN230	230	1.0182	1.008
6380	BOQIII230	230	1.0167	1.0132
6400	FRONTCHA	230	1.0243	1.0196
6401	PM230-29	230	1.0193	1.0123
6440	DOM230	230	1.0151	1.0138
6441	PRIM230	230	1.0146	1.0136
6460	ECO230	230	1.0398	1.0333
6500	FRONTDOM	230	1.016	1.0146
6520	SBA230	230	1.0328	1.0347
6521	SBA115	115	1.0286	1.03
6550	BEV230	230	1.0285	1.0268
6713	BUR230	230	1.0259	1.0182
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0196	1.0202
6830	ANT230	230	1.0298	1.0256
6837	CHG230	230	1.0185	1.0078
6840	PAN3 230	230	1.0213	1.0153
6841	PAN3 115	115	1.0167	1.0174
6861	CHE230	230	1.0224	1.0226
6867	PM-2	230	1.0242	1.0208
6875	PM-1	230	1.0242	1.0208



2026	Seca		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje(pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0299	1.0268
6001	PAN230	230	1.0221	1.0154
6002	PAN115	115	1.0214	1.0161
6003	PANII230	230	1.02	1.02
6004	PANII115	115	1.0102	1.0104
6005	CHO230	230	1.027	1.0211
6006	CHO115	115	1.0263	1.0169
6008	LSA230	230	1.03	1.03
6009	LSA115	115	1.0385	1.0325
6011	MDN230	230	1.0336	1.03
6012	MDN115	115	1.0476	1.0329
6014	PRO230	230	1.0299	1.0265
6015	PRO115	115	1.0289	1.0179
6018	CAC115	115	1.0212	1.0154
6024	CHI115	115	1.0082	0.9829
6059	LM1115	115	1.0174	0.9838
6060	LM2115	115	1.0173	0.9838
6087	CAL115	115	1.0438	1.0318
6096	FOR230	230	1.037	1.035
6170	CPA115	115	1.0156	0.9929
6173	STR115	115	1.0198	0.9889
6179	GUA230	230	1.0359	1.0357
6182	VEL230	230	1.0348	1.0382
6240	EHIG230	230	1.0301	1.025
6260	CHA230	230	1.0314	1.0257
6261	CHA115	115	1.0277	1.0204
6263	ESP230	230	1.0354	1.0301
6290	CATII115	115	1.0177	0.9844
6340	CAN230	230	1.0419	1.0361
6380	BOQIII230	230	1.031	1.0275
6400	FRONTCHA	230	1.0314	1.0262
6401	PM230-29	230	1.0384	1.0364
6440	DOM230	230	1.0277	1.0253
6441	PRIM230	230	1.0267	1.0243
6460	ECO230	230	1.0306	1.0267
6500	FRONTDOM	230	1.0282	1.0257
6520	SBA230	230	1.0353	1.0373
6521	SBA115	115	1.0325	1.0346
6550	BEV230	230	1.0349	1.0379
6713	BUR230	230	1.0259	1.0197
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.019	1.0202
6830	ANT230	230	1.0324	1.0279
6837	CHG230	230	1.044	1.0374
6840	PAN3 230	230	1.0231	1.0173
6841	PAN3 115	115	1.025	1.0195
6861	CHE230	230	1.0223	1.0212
6867	PM-2	230	1.0155	1.0122
6875	PM-1	230	1.0155	1.0122



2026	Lluviosa		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje(pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0169	1.0152
6001	PAN230	230	1.0408	1.0139
6002	PAN115	115	1.022	1.0148
6003	PANII230	230	1.04	1.02
6004	PANII115	115	1.0192	1.013
6005	CHO230	230	1.0415	1.0173
6006	CHO115	115	1.041	1.013
6008	LSA230	230	1.03	1.03
6009	LSA115	115	1.0358	1.031
6011	MDN230	230	1.017	1.0136
6012	MDN115	115	1.0211	1.0148
6014	PRO230	230	1.0163	1.0145
6015	PRO115	115	1.0154	1.0099
6018	CAC115	115	1.0221	1.0141
6024	CHI115	115	1.0085	0.9815
6059	LM1115	115	1.0174	0.9824
6060	LM2115	115	1.0173	0.9824
6087	CAL115	115	1.0246	1.0208
6096	FOR230	230	1.0209	1.0166
6170	CPA115	115	1.0159	0.9916
6173	STR115	115	1.0199	0.9875
6179	GUA230	230	1.0182	1.0137
6182	VEL230	230	1.0228	1.0267
6240	EHIG230	230	1.0358	1.0194
6260	CHA230	230	1.0245	1.0187
6261	CHA115	115	1.02	1.02
6263	ESP230	230	1.0249	1.0188
6290	CATII115	115	1.0177	0.983
6340	CAN230	230	1.0194	1.0083
6380	BOQIII230	230	1.016	1.0133
6400	FRONTCHA	230	1.025	1.0197
6401	PM230-29	230	1.0193	1.0125
6440	DOM230	230	1.0146	1.0139
6441	PRIM230	230	1.0142	1.0137
6460	ECO230	230	1.0368	1.0334
6500	FRONTDOM	230	1.0155	1.0147
6520	SBA230	230	1.0258	1.0349
6521	SBA115	115	1.0234	1.0301
6550	BEV230	230	1.0236	1.027
6713	BUR230	230	1.0407	1.0183
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0391	1.0201
6830	ANT230	230	1.0367	1.0257
6837	CHG230	230	1.0203	1.0082
6840	PAN3 230	230	1.0404	1.0155
6841	PAN3 115	115	1.0335	1.0179
6861	CHE230	230	1.0425	1.022
6867	PM-2	230	1.0437	1.0209
6875	PM-1	230	1.0437	1.0209



2028	Seca		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje(pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0257	1.0264
6001	PAN230	230	1.021	1.0163
6002	PAN115	115	1.0165	1.0179
6003	PANII230	230	1.02	1.02
6004	PANII115	115	1.0058	1.0125
6005	CHO230	230	1.026	1.0234
6006	CHO115	115	1.0251	1.0188
6008	LSA230	230	1.03	1.03
6009	LSA115	115	1.0346	1.032
6011	MDN230	230	1.027	1.0298
6012	MDN115	115	1.0267	1.0314
6014	PRO230	230	1.0254	1.026
6015	PRO115	115	1.0244	1.0176
6018	CAC115	115	1.0163	1.0171
6024	CHI115	115	0.9972	0.9864
6059	LM1115	115	0.9998	0.9916
6060	LM2115	115	0.9998	0.9915
6087	CAL115	115	1.0262	1.0297
6096	FOR230	230	1.0323	1.0358
6170	CPA115	115	1.0022	0.9967
6173	STR115	115	1.0015	0.998
6179	GUA230	230	1.0319	1.0365
6182	VEL230	230	1.0321	1.0377
6240	EHIG230	230	1.0294	1.0258
6260	CHA230	230	1.0286	1.0385
6261	CHA115	115	1.0248	1.0331
6263	ESP230	230	1.0327	1.0392
6290	CATII115	115	1	0.9923
6340	CAN230	230	1.0381	1.039
6380	BOQIII230	230	1.0258	1.0271
6400	FRONTCHA	230	1.0289	1.0378
6401	PM230-29	230	1.0345	1.038
6440	DOM230	230	1.0239	1.0247
6441	PRIM230	230	1.023	1.0237
6460	ECO230	230	1.038	1.0264
6500	FRONTDOM	230	1.0245	1.0253
6520	SBA230	230	1.0336	1.0369
6521	SBA115	115	1.0308	1.0341
6550	BEV230	230	1.0325	1.0374
6713	BUR230	230	1.0271	1.0197
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0201	1.02
6830	ANT230	230	1.032	1.0285
6837	CHG230	230	1.0404	1.0409
6840	PAN3 230	230	1.022	1.0176
6841	PAN3 115	115	1.0218	1.0206
6861	CHE230	230	1.0222	1.021
6867	PM-2	230	1.0151	1.0123
6875	PM-1	230	1.0151	1.0123



2028	Lluviosa		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje(pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0165	1.0152
6001	PAN230	230	1.0202	1.0135
6002	PAN115	115	1.017	1.0137
6003	PANII230	230	1.02	1.02
6004	PANIII115	115	1.0057	1.0115
6005	CHO230	230	1.023	1.0166
6006	CHO115	115	1.0221	1.0119
6008	LSA230	230	1.03	1.03
6009	LSA115	115	1.0356	1.0305
6011	MDN230	230	1.0162	1.0136
6012	MDN115	115	1.0205	1.0145
6014	PRO230	230	1.0159	1.0144
6015	PRO115	115	1.0149	1.0099
6018	CAC115	115	1.0169	1.013
6024	CHI115	115	1.0019	0.9819
6059	LM1115	115	1.0103	0.987
6060	LM2115	115	1.0102	0.987
6087	CAL115	115	1.0242	1.0206
6096	FOR230	230	1.0195	1.0167
6170	CPA115	115	1.0084	0.9922
6173	STR115	115	1.013	0.9935
6179	GUA230	230	1.0168	1.0138
6182	VEL230	230	1.0224	1.0268
6240	EHIG230	230	1.0251	1.0187
6260	CHA230	230	1.023	1.0188
6261	CHA115	115	1.02	1.02
6263	ESP230	230	1.0233	1.0188
6290	CATII115	115	1.0106	0.9878
6340	CAN230	230	1.0165	1.0084
6380	BOQIII230	230	1.0155	1.0132
6400	FRONTCHA	230	1.0237	1.0198
6401	PM230-29	230	1.0173	1.0126
6440	DOM230	230	1.0144	1.0139
6441	PRIM230	230	1.0141	1.0137
6460	ECO230	230	1.0396	1.0333
6500	FRONTDOM	230	1.0154	1.0147
6520	SBA230	230	1.0256	1.0349
6521	SBA115	115	1.0232	1.0301
6550	BEV230	230	1.0233	1.027
6713	BUR230	230	1.0255	1.0176
6811	SVC-LSA	230	1.03	1.03
6816	SVC-PAN2	230	1.0201	1.0206
6830	ANT230	230	1.0295	1.0256
6837	CHG230	230	1.0171	1.0084
6840	PAN3 230	230	1.0209	1.0147
6841	PAN3 115	115	1.0216	1.0169
6861	CHE230	230	1.0222	1.0219
6867	PM-2	230	1.0223	1.0192
6875	PM-1	230	1.0223	1.0192



2030	Seca		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje(pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0307	1.0266
6001	PAN230	230	1.022	1.0162
6002	PAN115	115	1.0206	1.0157
6003	PANII230	230	1.02	1.02
6004	PANII115	115	1.0086	1.0104
6005	CHO230	230	1.0276	1.0272
6006	CHO115	115	1.0264	1.0223
6008	LSA230	230	1.035	1.04
6009	LSA115	115	1.0427	1.0406
6011	MDN230	230	1.0343	1.0293
6012	MDN115	115	1.0418	1.031
6014	PRO230	230	1.0307	1.0263
6015	PRO115	115	1.0296	1.0178
6018	CAC115	115	1.0205	1.0149
6024	CHI115	115	1.0088	0.9817
6059	LM1115	115	1.0225	0.9863
6060	LM2115	115	1.0224	0.9862
6087	CAL115	115	1.039	1.0302
6096	FOR230	230	1.0394	1.0339
6170	CPA115	115	1.0167	0.9924
6173	STR115	115	1.0264	0.993
6179	GUA230	230	1.0386	1.0348
6182	VEL230	230	1.0381	1.0419
6240	EHIG230	230	1.0324	1.0321
6260	CHA230	230	1.0337	1.0335
6261	CHA115	115	1.0297	1.0279
6263	ESP230	230	1.0378	1.0343
6290	CATII115	115	1.023	0.987
6340	CAN230	230	1.0451	1.033
6380	BOQIII230	230	1.0317	1.0271
6400	FRONTCHA	230	1.0335	1.0333
6401	PM230-29	230	1.0413	1.0345
6440	DOM230	230	1.0288	1.0255
6441	PRIM230	230	1.0278	1.0245
6460	ECO230	230	1.0343	1.0331
6500	FRONTDOM	230	1.0292	1.0259
6520	SBA230	230	1.0392	1.0431
6521	SBA115	115	1.0365	1.0404
6550	BEV230	230	1.0382	1.0419
6713	BUR230	230	1.0261	1.0205
6811	SVC-LSA	230	1.035	1.04
6816	SVC-PAN2	230	1.0193	1.0202
6830	ANT230	230	1.0357	1.036
6837	CHG230	230	1.0475	1.034
6840	PAN3 230	230	1.0228	1.0175
6841	PAN3 115	115	1.0244	1.0193
6861	CHE230	230	1.0221	1.0208
6867	PM-2	230	1.0145	1.0122
6875	PM-1	230	1.0145	1.0122



2030	Lluviosa		D.Mínima	D.Máxima
Bus	Nombre	Base kV	Voltaje(pu)	Voltaje (pu)
6000	FRONTPRO	230	1.0138	1.0165
6001	PAN230	230	1.0372	1.0188
6002	PAN115	115	1.0047	1.0012
6003	PANII230	230	1.036	1.02
6004	PANII115	115	0.9957	0.997
6005	CHO230	230	1.0385	1.0232
6006	CHO115	115	1.0375	1.0182
6008	LSA230	230	1.035	1.035
6009	LSA115	115	1.0405	1.0343
6011	MDN230	230	1.0145	1.0166
6012	MDN115	115	1.0165	1.0163
6014	PRO230	230	1.0129	1.0157
6015	PRO115	115	1.0119	1.0108
6018	CAC115	115	1.0049	1.0008
6024	CHI115	115	0.9914	0.9738
6059	LM1115	115	1.0045	0.9887
6060	LM2115	115	1.0044	0.9885
6087	CAL115	115	1.0178	1.0217
6096	FOR230	230	1.0164	1.0197
6170	CPA115	115	0.9995	0.9872
6173	STR115	115	1.0085	0.9976
6179	GUA230	230	1.0166	1.0178
6182	VEL230	230	1.0259	1.0294
6240	EHIG230	230	1.0374	1.0264
6260	CHA230	230	1.0193	1.0212
6261	CHA115	115	1.0128	1.02
6263	ESP230	230	1.0221	1.0215
6290	CATII115	115	1.005	0.9897
6340	CAN230	230	1.0197	1.0135
6380	BOQIII230	230	1.0128	1.0152
6400	FRONTCHA	230	1.0202	1.0219
6401	PM230-29	230	1.0184	1.0171
6440	DOM230	230	1.0134	1.0148
6441	PRIM230	230	1.0133	1.0144
6460	ECO230	230	1.0381	1.0402
6500	FRONTDOM	230	1.0141	1.0156
6520	SBA230	230	1.03	1.0393
6521	SBA115	115	1.0229	1.0333
6550	BEV230	230	1.0265	1.0301
6713	BUR230	230	1.0374	1.0236
6811	SVC-LSA	230	1.035	1.035
6816	SVC-PAN2	230	1.0355	1.0188
6830	ANT230	230	1.04	1.0328
6836	CHG500	500	1.036	1.0262
6837	CHG230	230	1.0213	1.0141
6839	PAN3 500	500	1.0402	1.0239
6840	PAN3 230	230	1.0372	1.0198
6841	PAN3 115	115	1.0228	1.0136
6851	REACTOR1	500	1.036	1.0262
6852	REACTOR2	500	1.0402	1.0239
6853	REACTOR3	500	1.036	1.0262
6854	REACTOR4	500	1.0402	1.0239
6861	CHE230	230	1.0382	1.0218
6867	PM-2	230	1.0401	1.0232
6875	PM-1	230	1.0401	1.0232

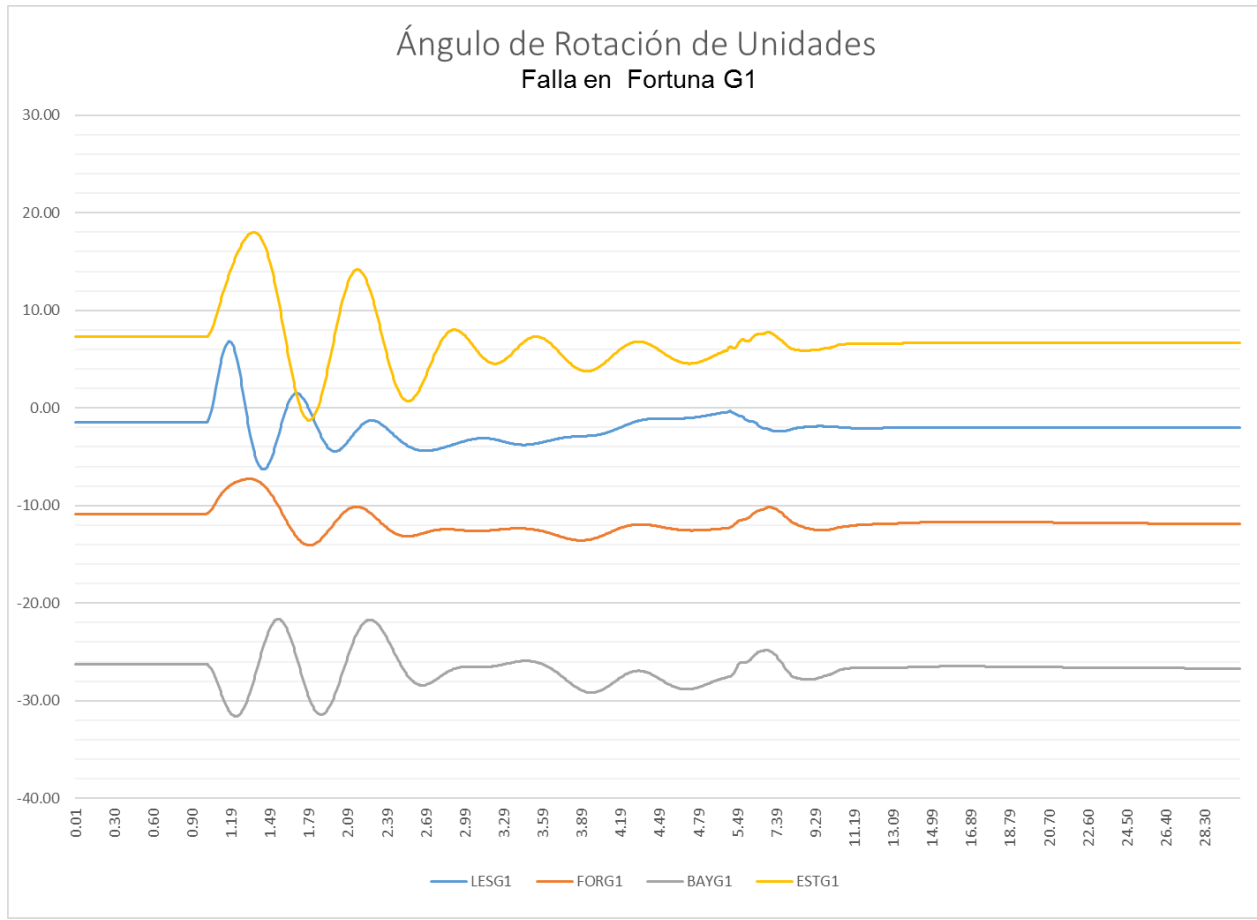
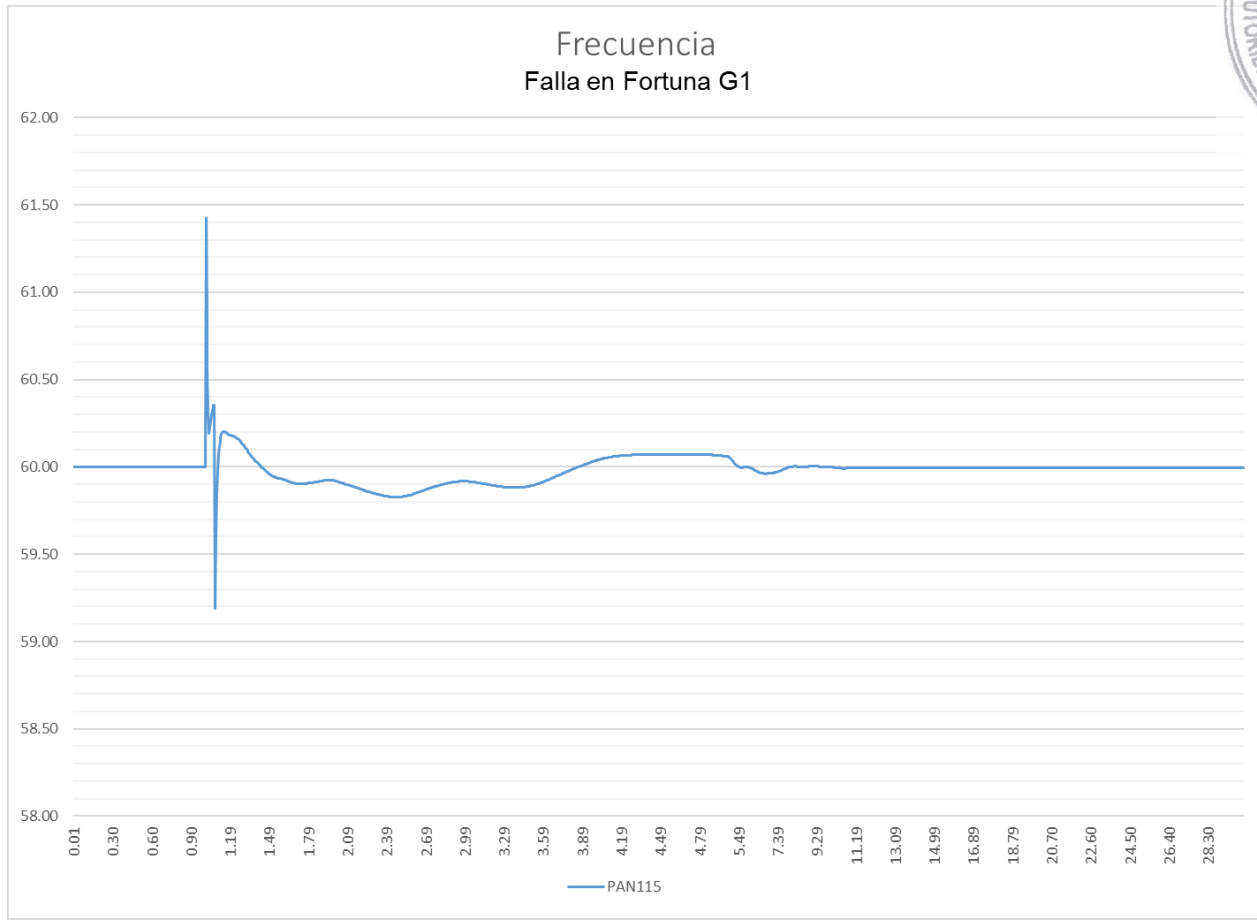


ANEXO III-10
REPORTES DE ESTABILIDAD
DINÁMICA
LARGO PLAZO

AP

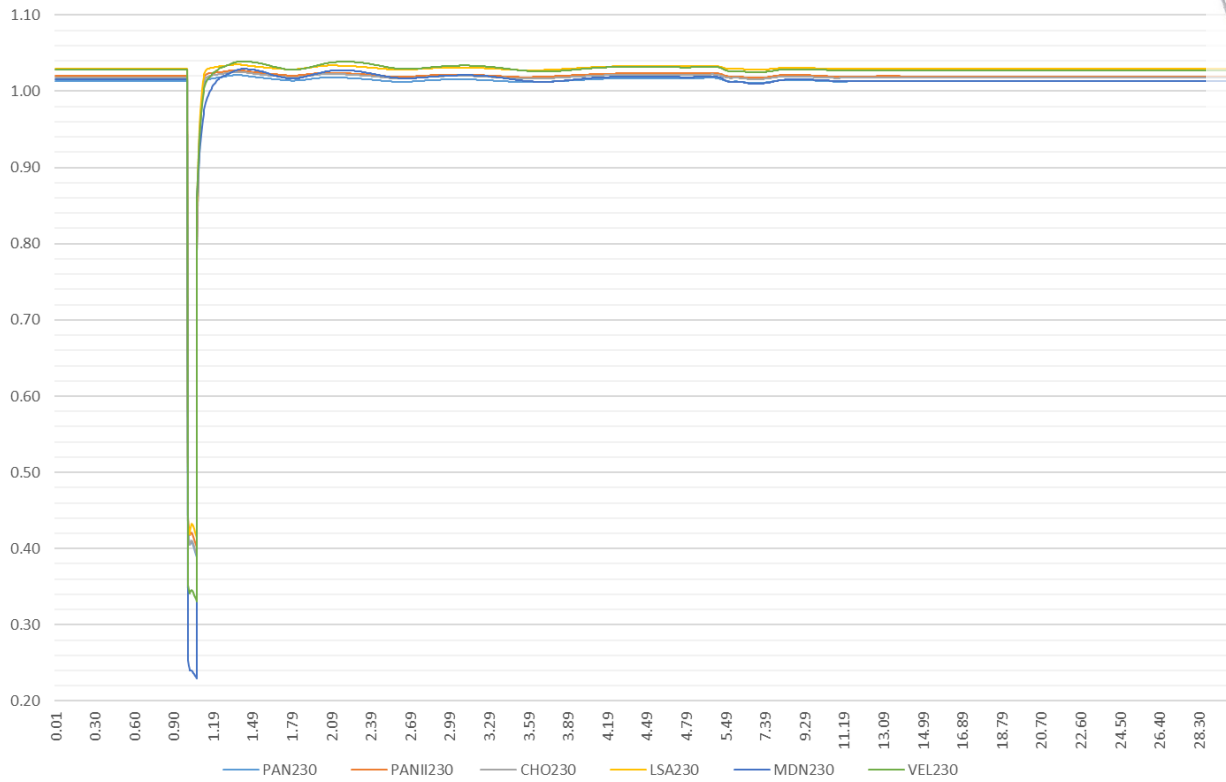


2023 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

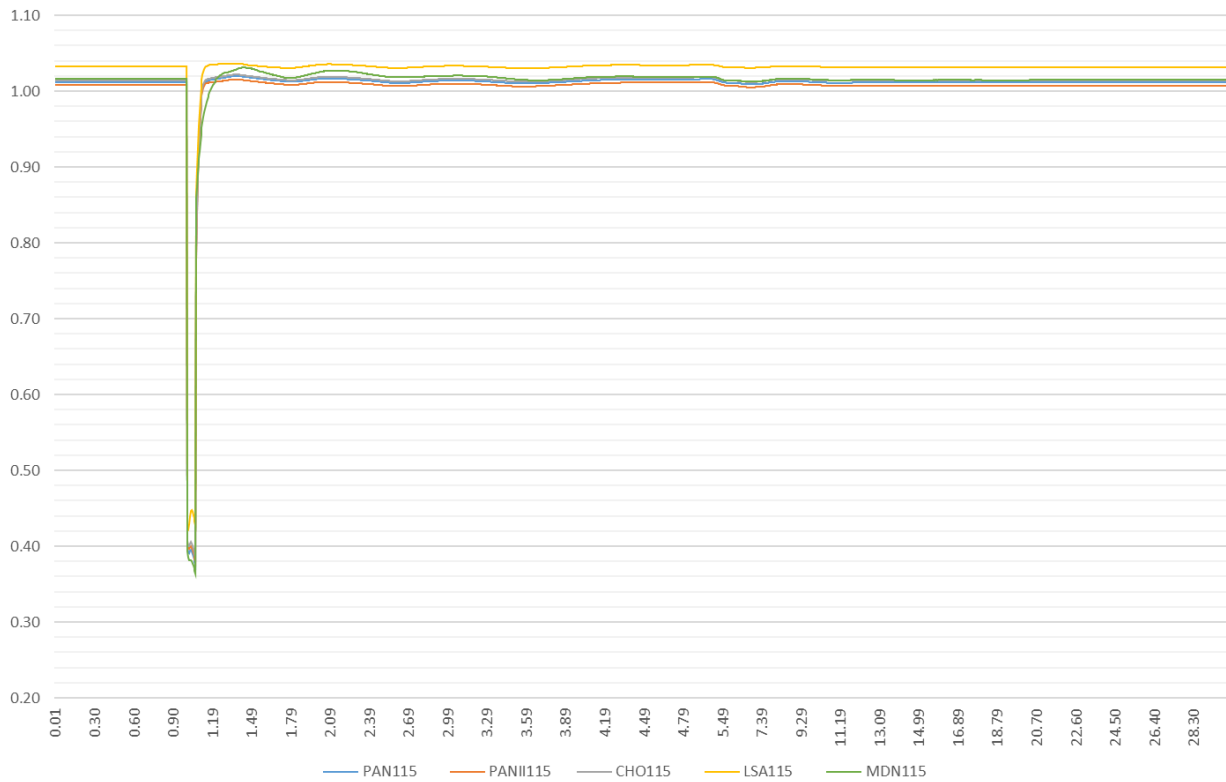




Voltajes en Barras de 230 KV Falla en Fortuna G1

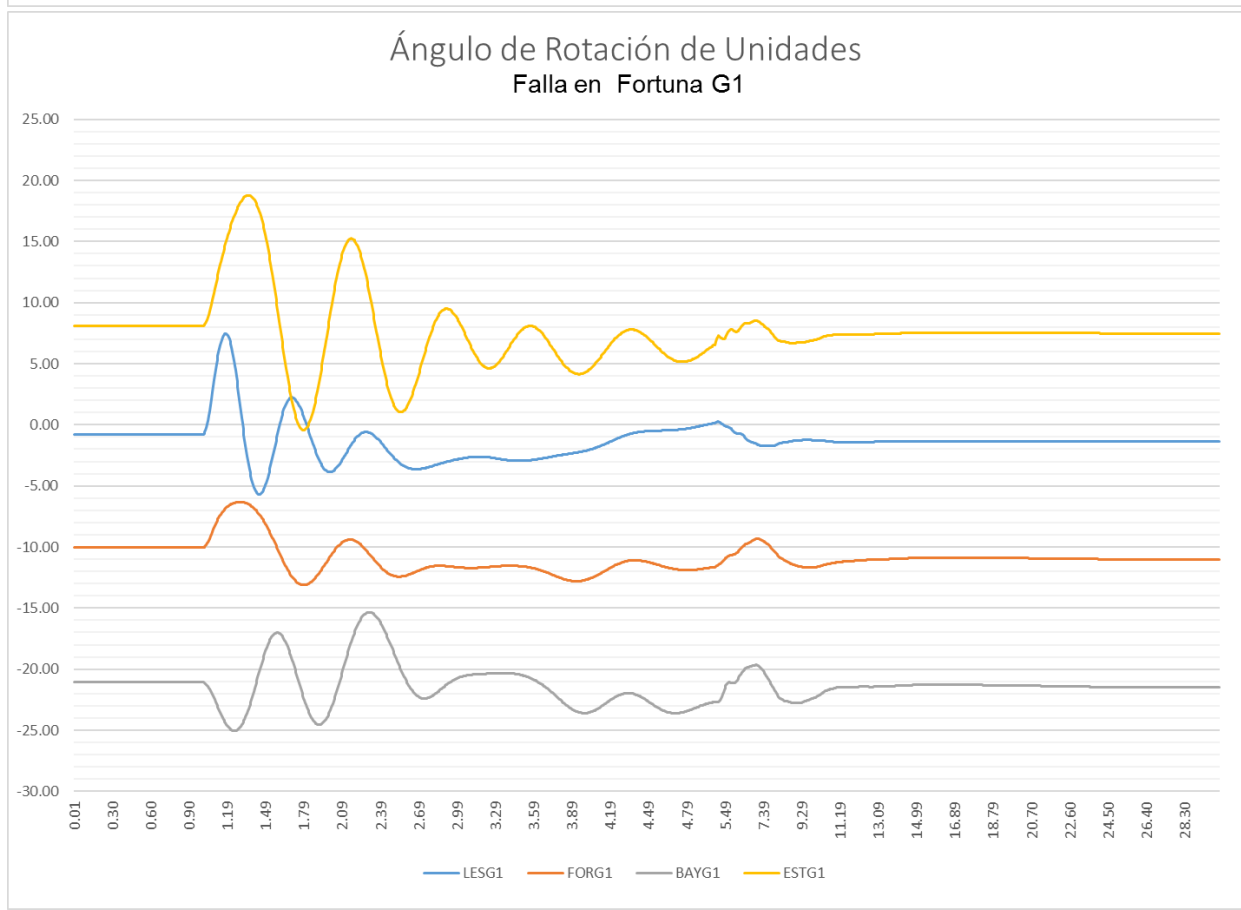
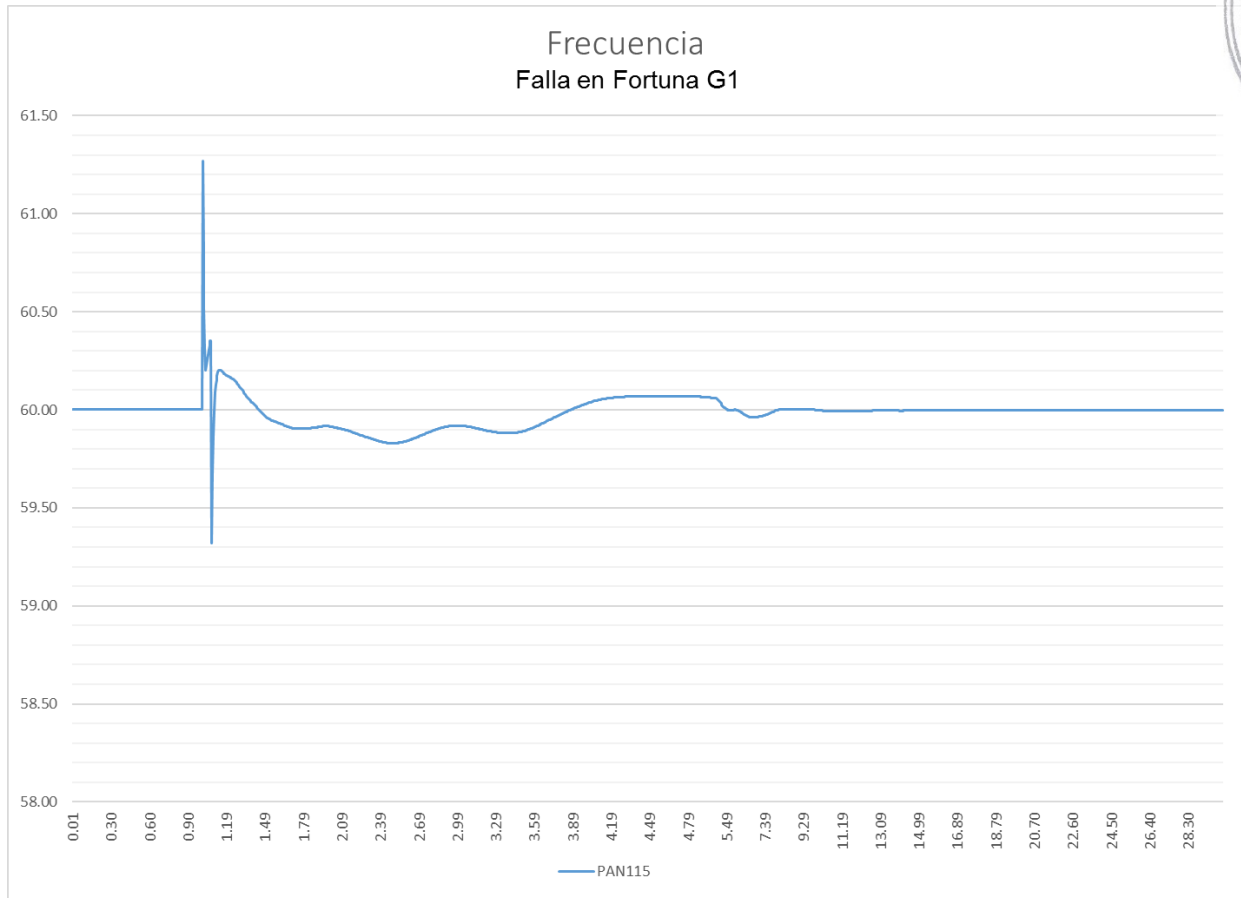


Voltajes en Barras de 115 KV Falla en Fortuna G1



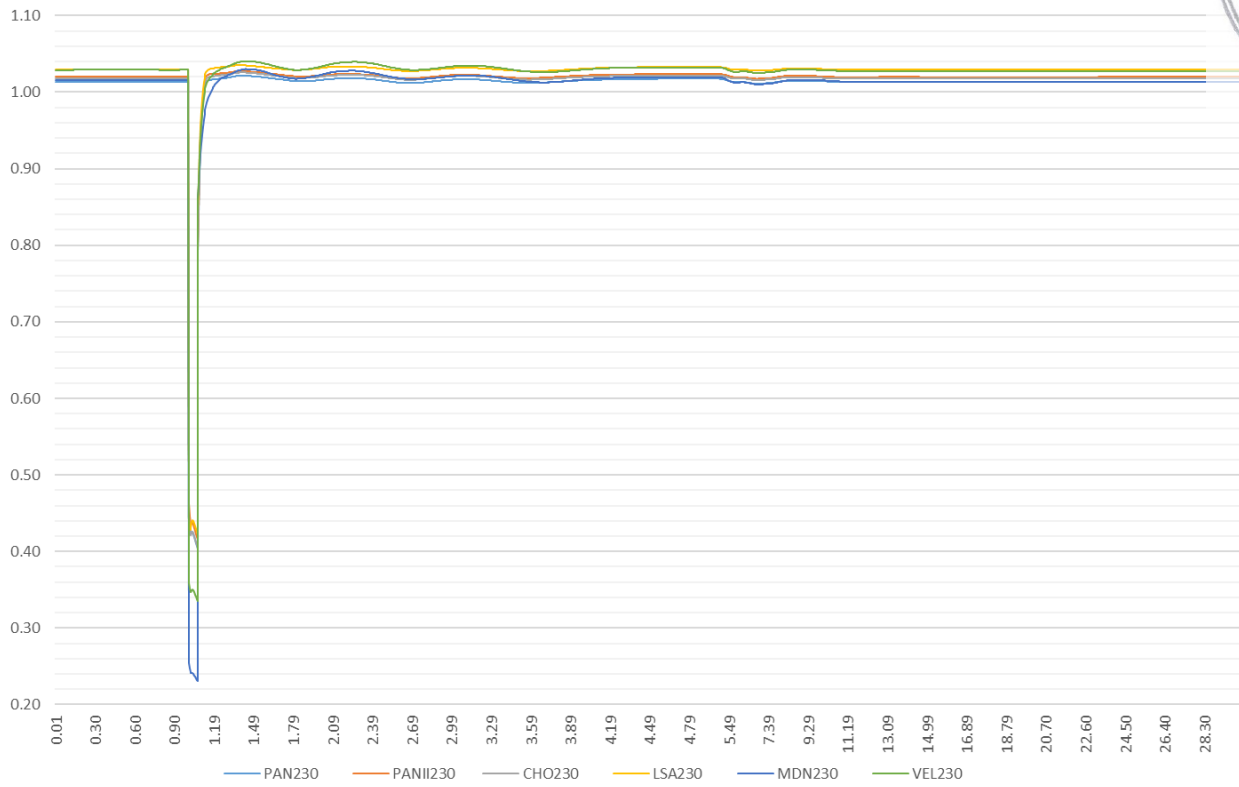


2024 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

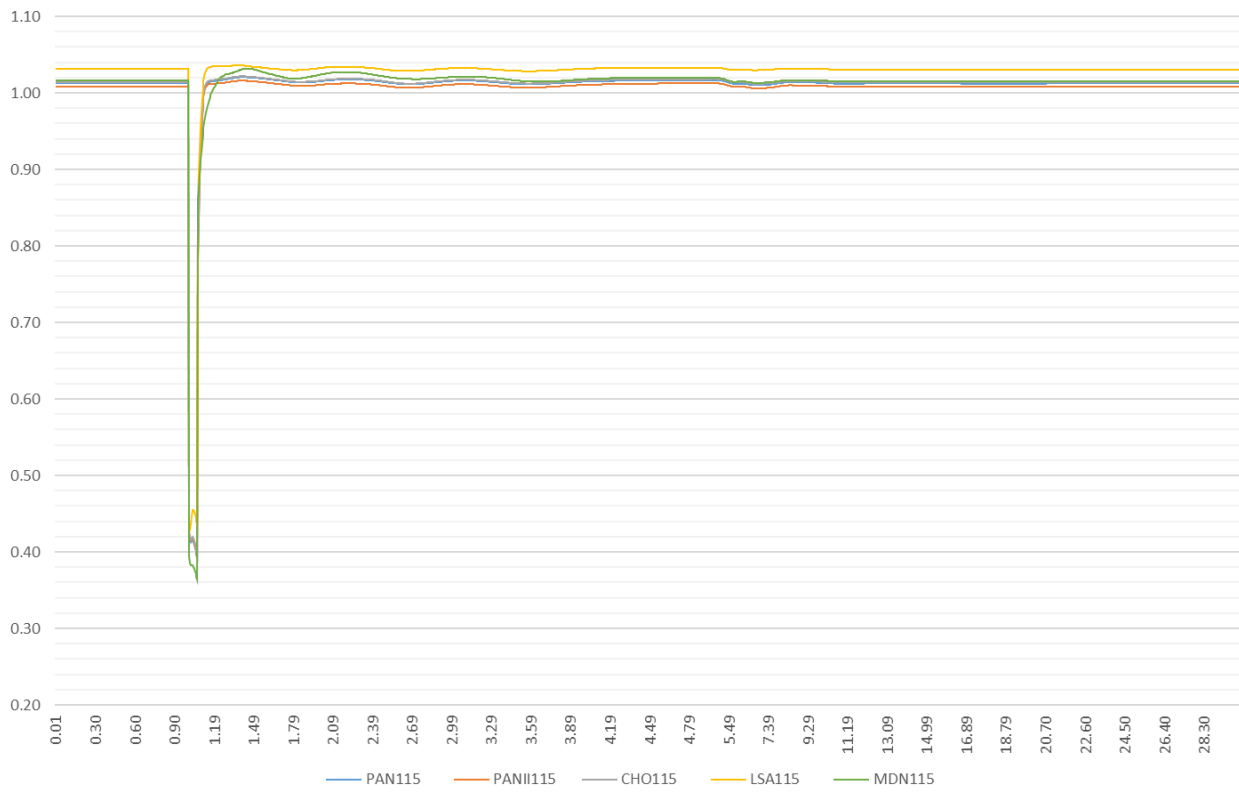




Voltajes en Barras de 230 KV Falla en Fortuna G1

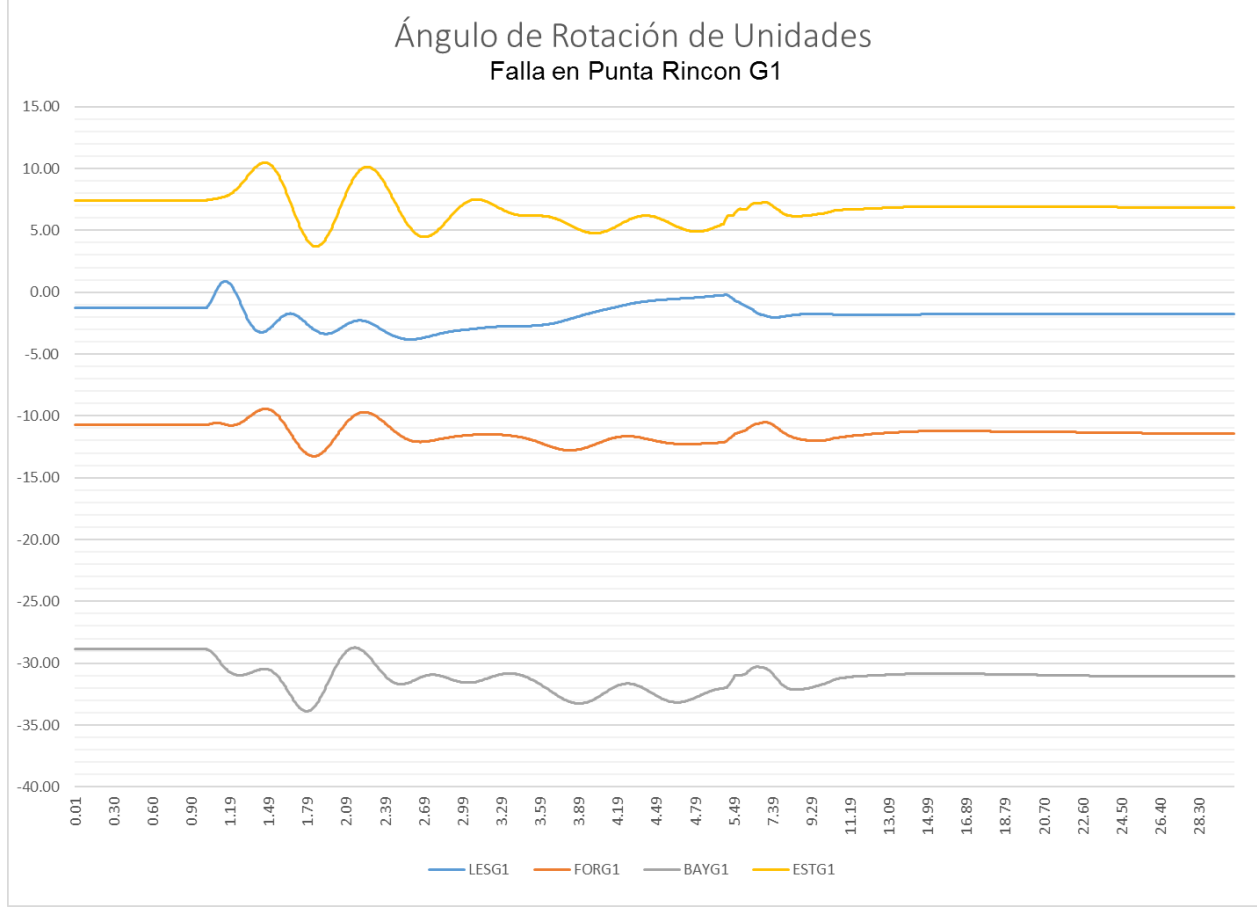
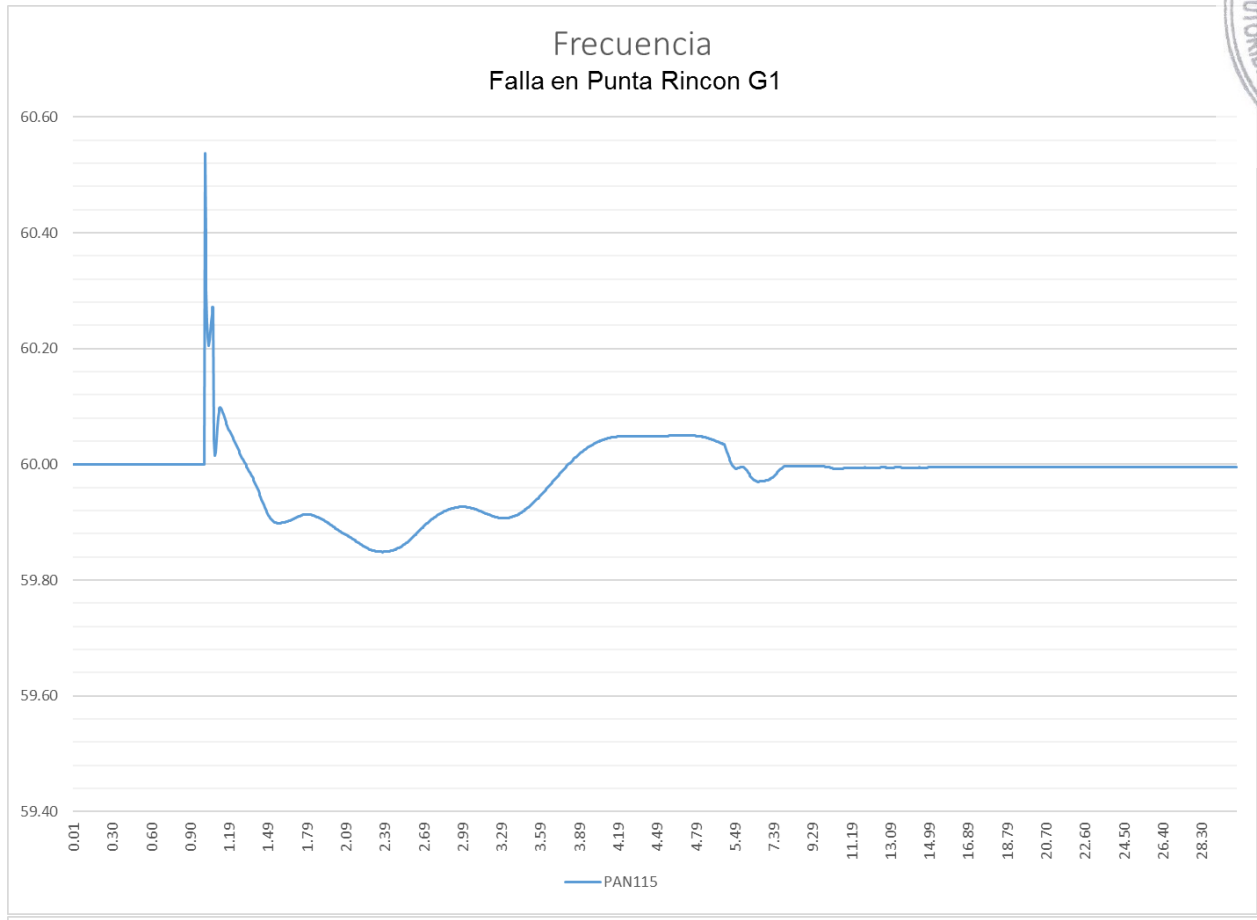


Voltajes en Barras de 115 KV Falla en Fortuna G1



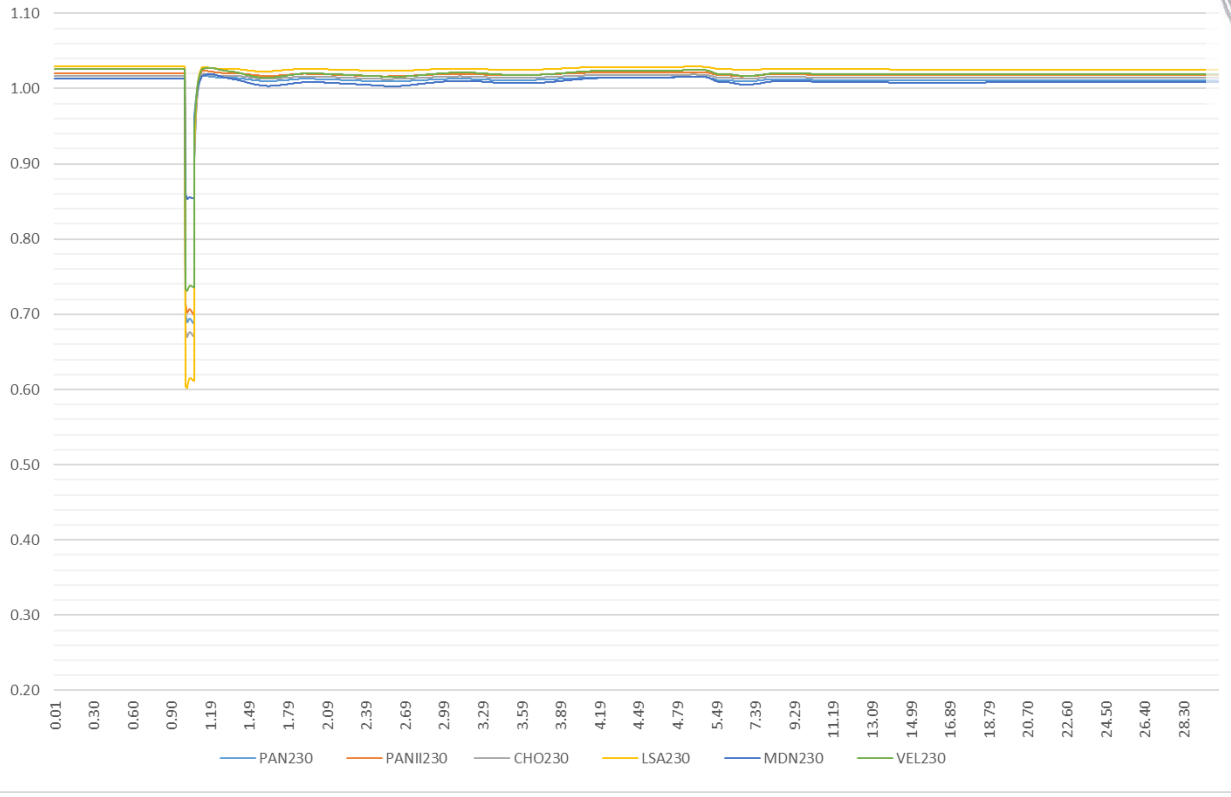


2025 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

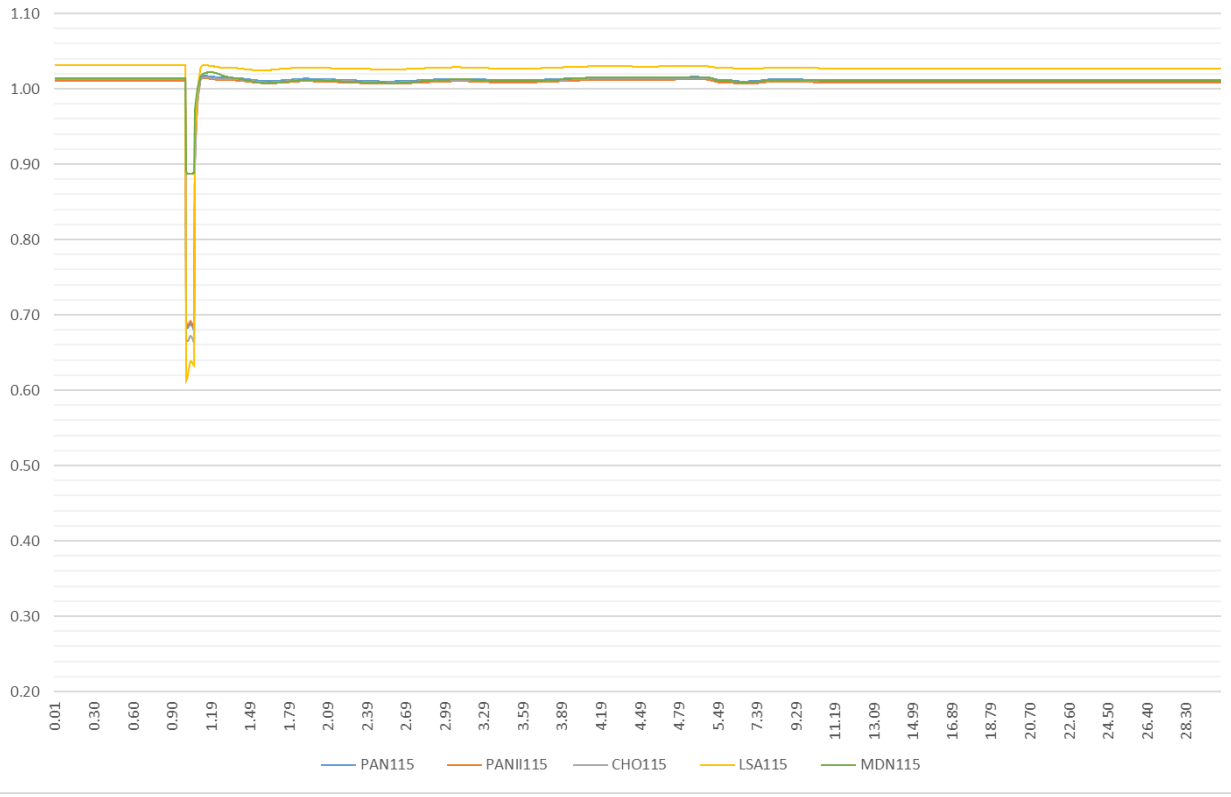




Voltajes en Barras de 230 KV Falla en Punta Rincon G1

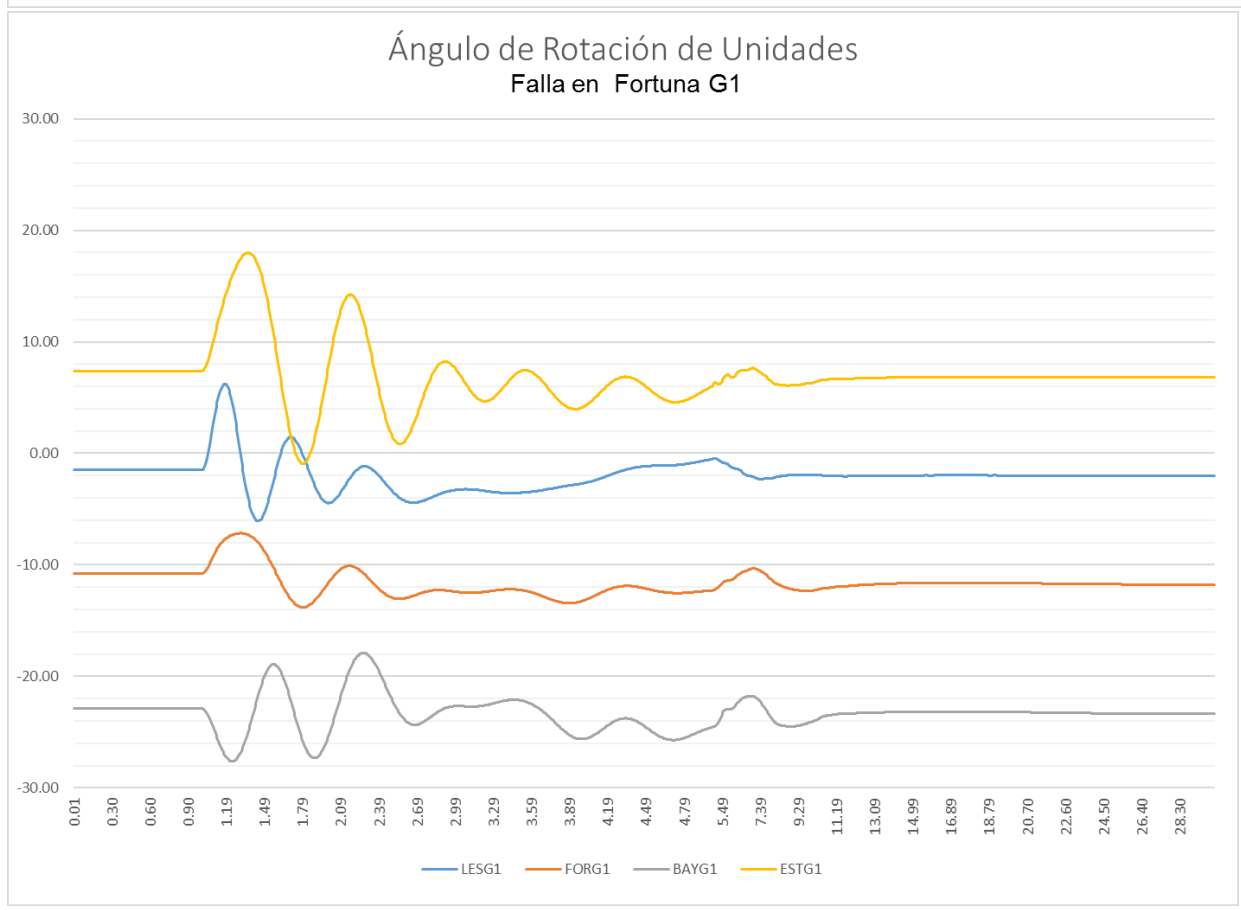
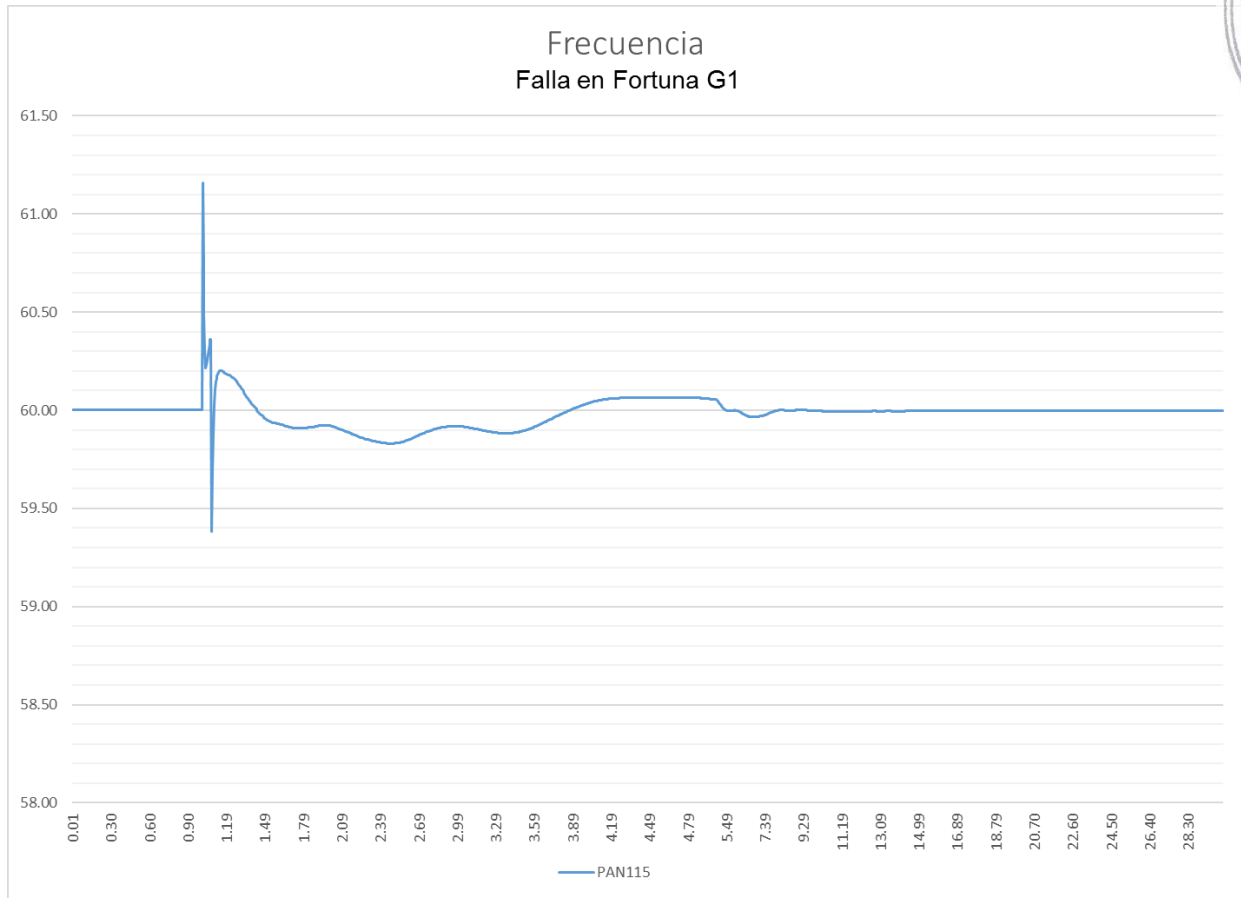


Voltajes en Barras de 115 KV Falla en Punta Rincon G1



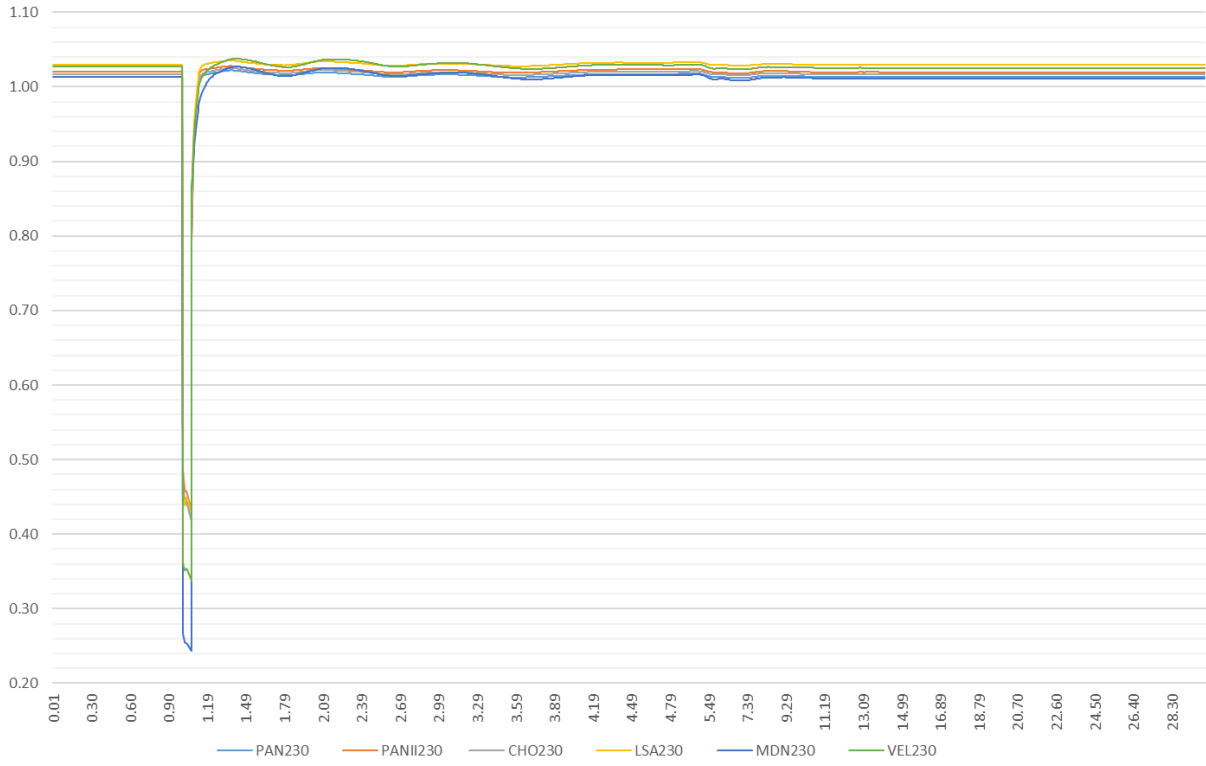


2026 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

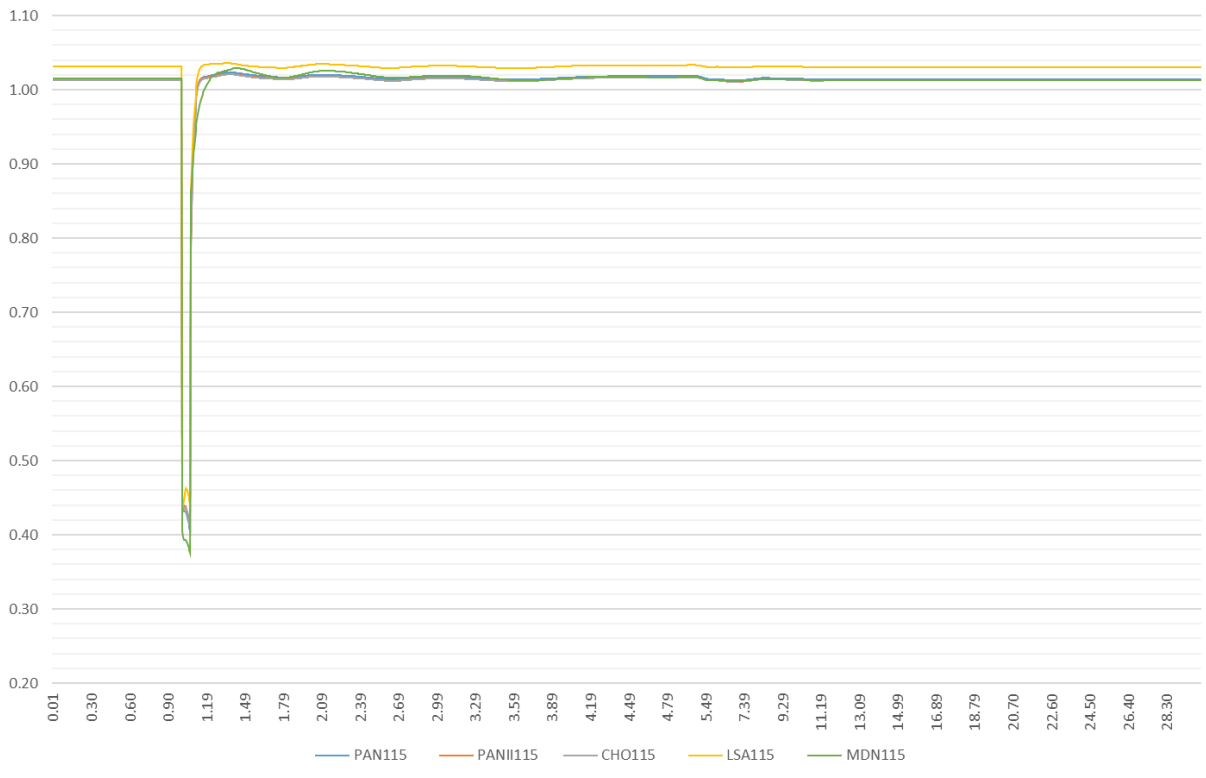




Voltajes en Barras de 230 KV Falla en Fortuna G1

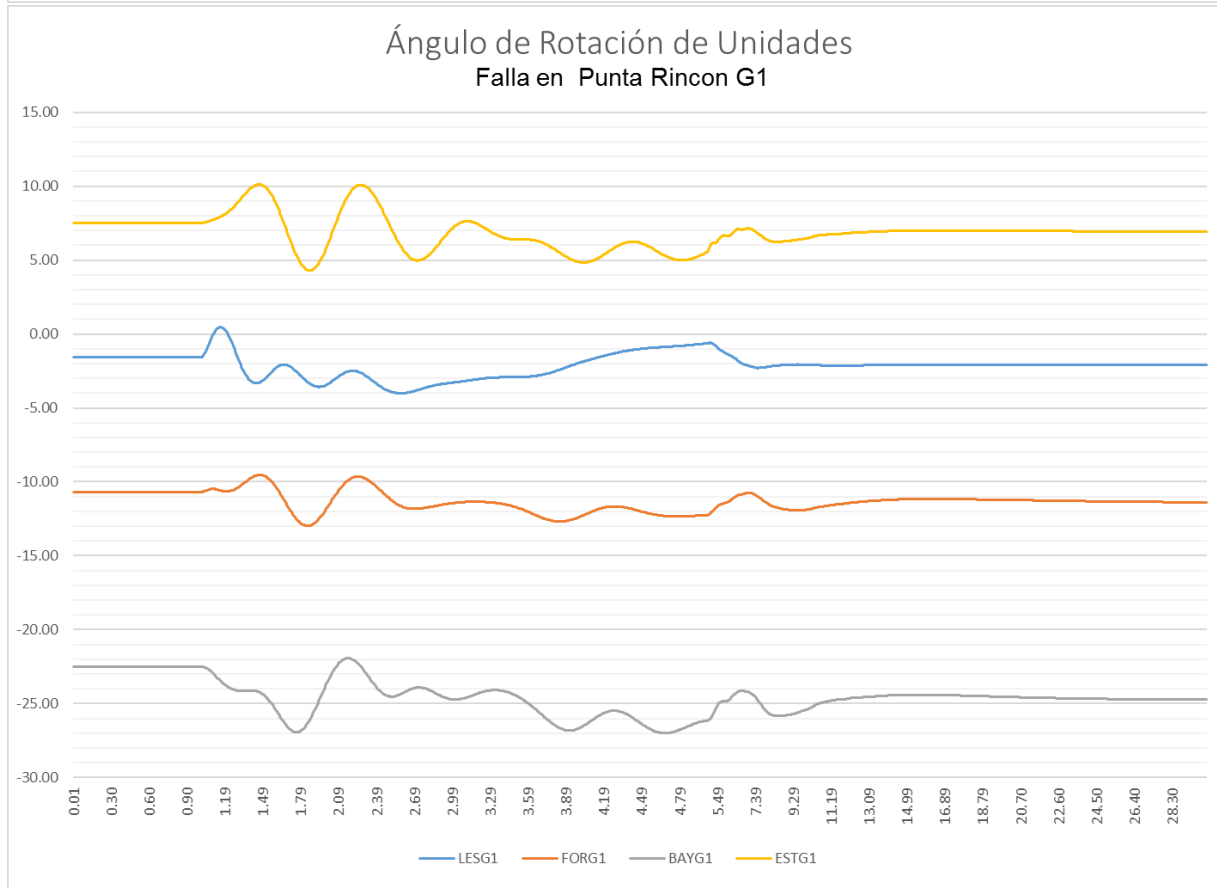
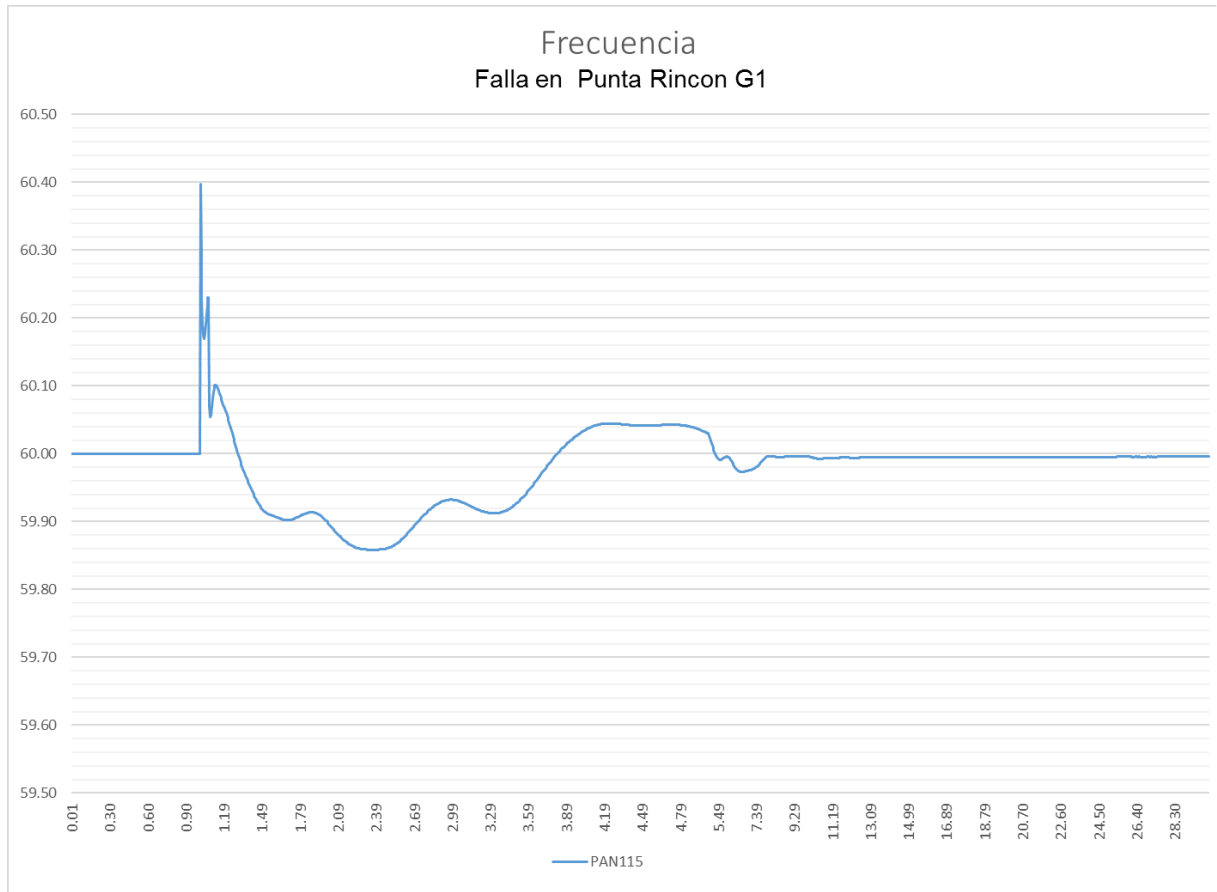


Voltajes en Barras de 115 KV Falla en Fortuna G1



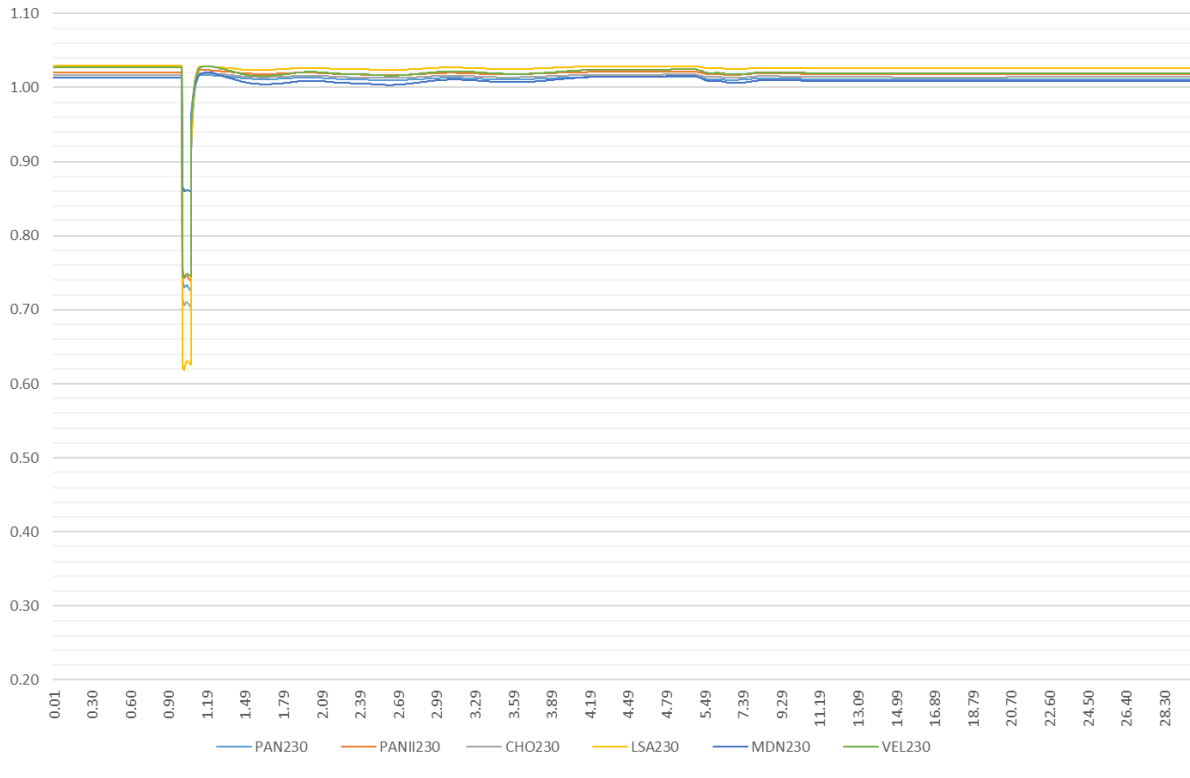


2028 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

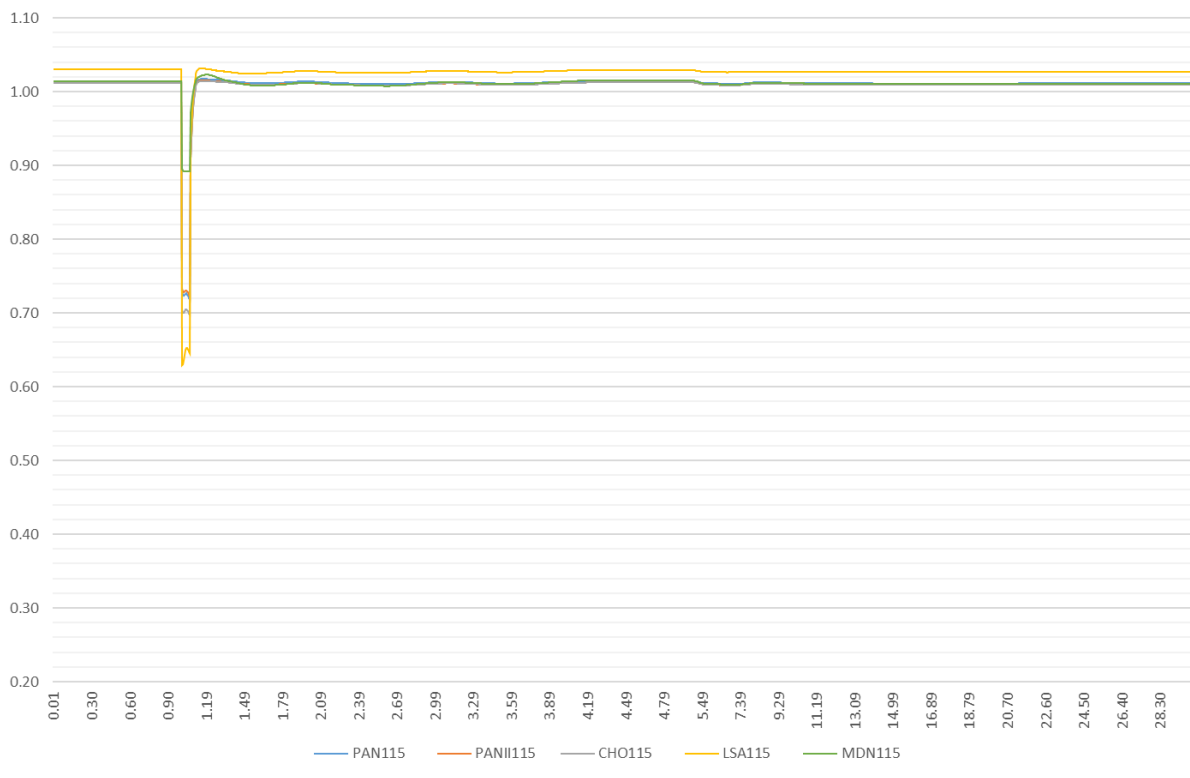




Voltajes en Barras de 230 KV Falla en Punta Rincon G1



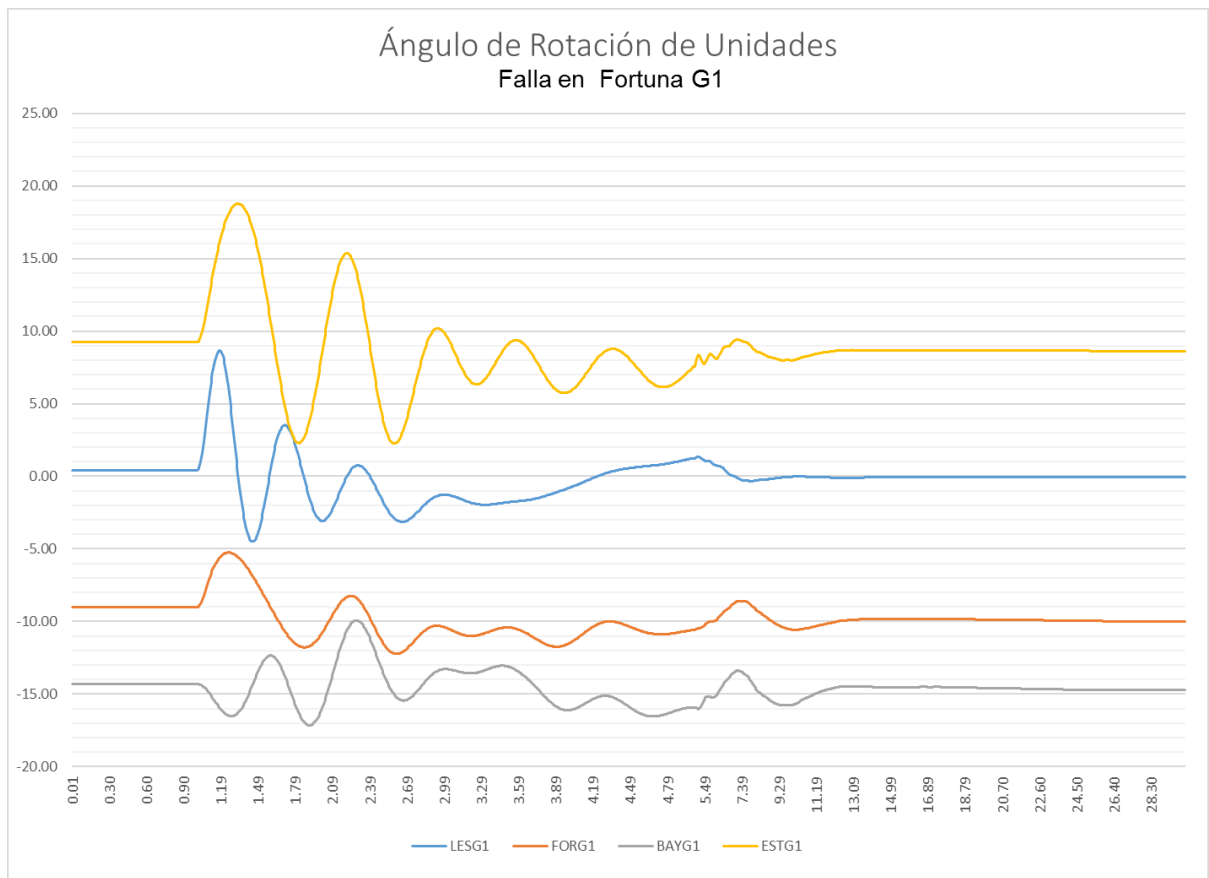
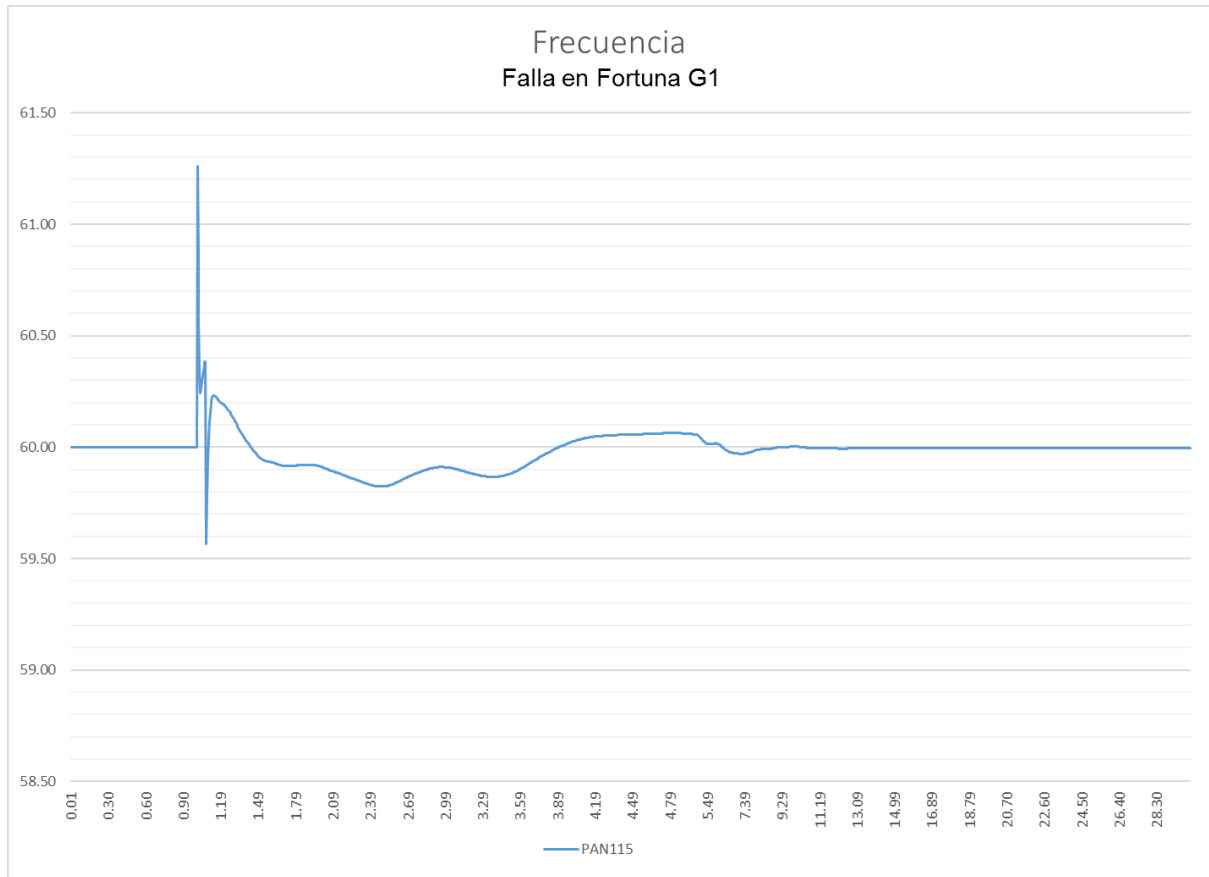
Voltajes en Barras de 115 KV Falla en Punta Rincon G1





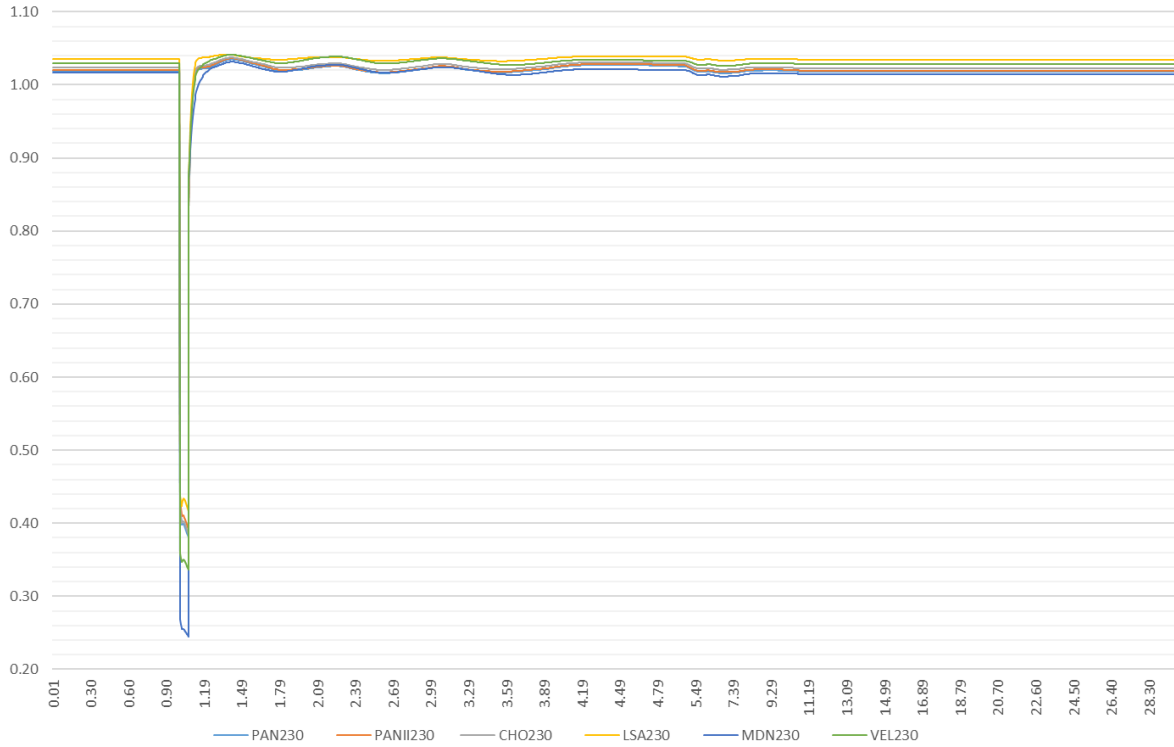
1243

2030 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

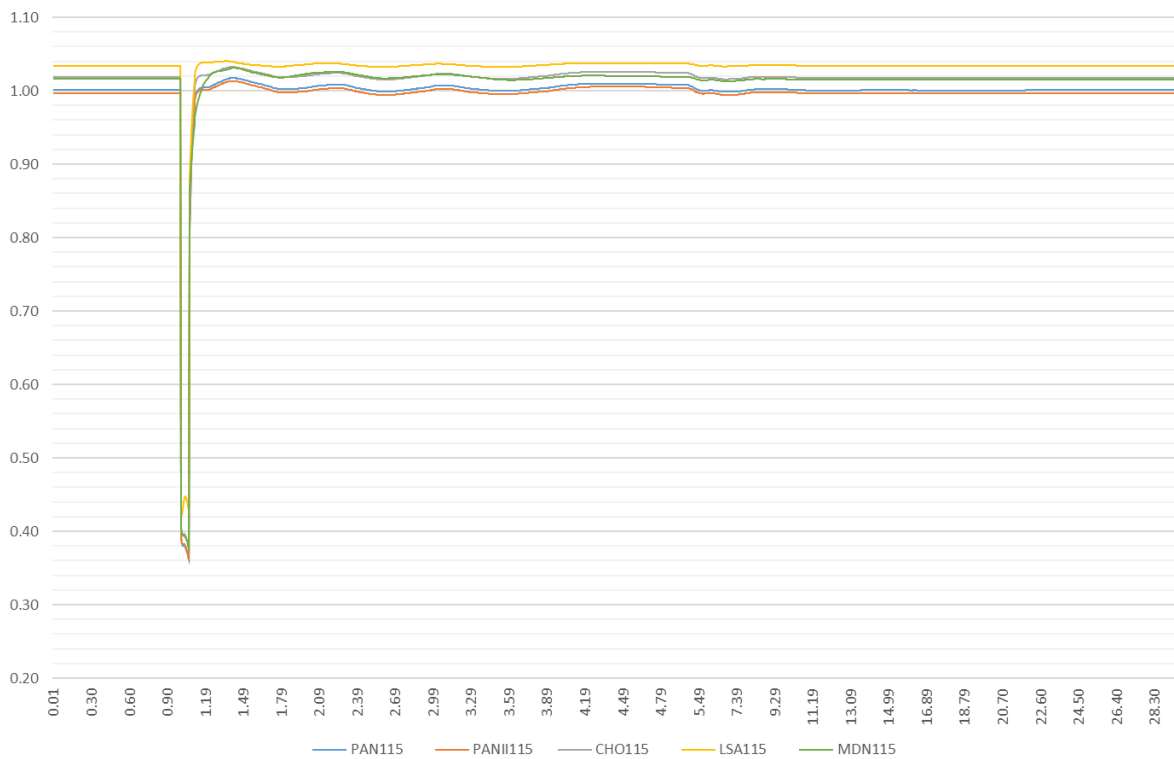




Voltajes en Barras de 230 KV Falla en Fortuna G1



Voltajes en Barras de 115 KV Falla en Fortuna G1





TOMO III - ANEXO - 11
REPORTES DE CORTO CIRCUITO
LARGO PLAZO



2023 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/      AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6000 [FRONTPRO   230.00] 3PH   3286.51  8249.9  -90.11
                                LG   2525.34  6339.1  -88.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/16.346/82.154, 7.25659  Z-:/16.353/82.283, 7.37922  Z0:/31.153/78.573, 4.94729
-----
                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/      AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6001 [PAN230     230.00] 3PH   3244.55  8144.5  -97.82
                                LG   3930.20  9865.7  -103.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/16.366/57.343, 1.56021  Z-:/16.248/59.872, 1.72314  Z0:/8.367/79.514, 5.40275
-----
                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/      AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6002 [PAN115     115.00] 3PH   2837.75  14246.8 -100.03
                                LG   3353.42  16835.6 -106.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/4.670/56.357, 1.50270  Z-:/4.645/58.781, 1.64995  Z0:/2.704/80.091, 5.72425
-----
                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/      AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6003 [PANII230   230.00] 3PH   3146.23  7897.7  -98.88
                                LG   3763.36  9446.9  -104.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/16.975/58.321, 1.62044  Z-:/16.882/60.681, 1.78063  Z0:/9.155/79.350, 5.31774
-----
                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/      AN(I)
X----- BUS -----X      MVA      AMP      DEG
  6004 [PANII115   115.00] 3PH   2323.71  11666.1 -105.75
                                LG   2114.62  10616.3 -112.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/5.678/62.227, 1.89881  Z-:/5.682/64.001, 2.05036  Z0:/7.527/78.695, 5.00211
-----
                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                /I/      AN(I)

```

AB



```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6005 [CHO230      230.00] 3PH   3026.98  7598.4   -99.57
                               LG      4094.32 10277.6  -103.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/17.637/61.012, 1.80490  Z-:/17.435/63.806, 2.03283  Z0:/4.421/87.232, 20.68487

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6006 [CHO115      115.00] 3PH   1977.72  9929.0   -109.51
                               LG      2086.88 10477.0  -116.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/6.724/69.807, 2.71890  Z-:/6.562/73.152, 3.30209  Z0:/6.051/89.874, 453.47180

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6008 [LSA230      230.00] 3PH   3658.44  9183.5   -97.31
                               LG      3379.84  8484.1   -100.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/14.808/68.972, 2.60134  Z-:/14.810/70.350, 2.80058  Z0:/18.566/77.078, 4.35849

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6009 [LSA115      115.00] 3PH   1988.80  9984.6   -104.89
                               LG      920.18  4619.7   -113.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/6.826/76.561, 4.18502  Z-:/6.842/77.256, 4.42141  Z0:/30.796/88.761, 46.22753

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6011 [MDN230      230.00] 3PH   4631.25 11625.4   -91.47
                               LG      4075.27 10229.8   -90.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/11.580/80.509, 5.98172  Z-:/11.591/80.839, 6.20084  Z0:/16.313/79.094, 5.18981

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6012 [MDN115      115.00] 3PH   2335.84 11726.9   -92.46
                               LG      1970.38  9892.2   -93.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/5.747/84.431, 10.25632  Z-:/5.750/84.533, 10.44763  Z0:/8.944/86.381, 15.81101

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

/I/ AN(I)

AB



```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH   3658.63  9184.0   -90.19
                                LG      3397.89  8529.4   -90.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/14.674/82.408, 7.50288  Z-:/14.681/82.562, 7.66003  Z0:/18.046/82.069, 7.17847

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH   1245.85  6254.7   -93.86
                                LG      1284.92  6450.9   -94.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/10.720/87.047, 19.38534  Z-:/10.723/87.098, 19.72983  Z0:/9.741/88.365, 35.04243

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH   2811.99  14117.4  -100.18
                                LG      3291.56  16525.1  -105.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/4.710/56.448, 1.50787  Z-:/4.685/58.856, 1.65487  Z0:/2.804/77.247, 4.41838

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH   1667.39  8371.0   -88.80
                                LG      1204.84  6048.8   -87.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/8.096/84.887, 11.17528  Z-:/8.098/84.928, 11.26796  Z0:/17.424/83.114, 8.28020

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH   1245.34  6252.2  -112.91
                                LG      1488.32  7472.0  -116.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/10.292/64.279, 2.07594  Z-:/10.192/66.620, 2.31303  Z0:/5.433/76.274, 4.09396

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH   4497.42  11289.5  -93.50
                                LG      4260.38  10694.5  -94.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/11.919/80.485, 5.96593  Z-:/11.934/80.895, 6.23988  Z0:/13.899/82.808, 7.92463

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

AP



```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH   4012.89  10073.2  -95.39
                                LG      3110.60  7808.3   -95.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/13.510/75.185, 3.78082  Z-:/13.531/75.987, 4.00681  Z0:/25.247/75.507, 3.86872

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH   2341.67  5878.1  -103.08
                                LG      2014.60  5057.1  -107.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/22.919/67.863, 2.45811  Z-:/22.862/69.507, 2.67560  Z0:/34.351/76.993, 4.32904

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH   2569.71  6450.5  -92.65
                                LG      1906.97  4786.9  -91.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/20.964/81.203, 6.46174  Z-:/20.975/81.363, 6.58323  Z0:/42.848/77.854, 4.64649

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH   1124.11  5643.5  -97.02
                                LG      494.39   2482.1  -98.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/11.983/85.998, 14.29385  Z-:/11.987/86.056, 14.50323  Z0:/57.776/87.738, 25.31399

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH   3209.92  8057.6  -93.89
                                LG      2760.68  6929.9  -93.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/16.618/79.215, 5.24973  Z-:/16.639/79.576, 5.43598  Z0:/24.712/78.690, 4.99997

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH   3302.39  8289.7  -91.08
                                LG      2975.66  7469.6  -90.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/16.245/82.270, 7.36700  Z-:/16.254/82.442, 7.53675  Z0:/21.590/81.328, 6.55612

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

AB



```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6400 [FRONTCHA 230.00] 3PH    2182.03  5477.4  -92.31
                               LG      888.73  2230.9  -87.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/24.715/81.090, 6.37853  Z-:/24.724/81.206, 6.46390  Z0:/132.870/74.154, 3.52314

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6401 [PM230-29 230.00] 3PH    3346.41  8400.2  -94.12
                               LG      2785.69  6992.7  -93.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/16.002/80.518, 5.98704  Z-:/16.020/80.847, 6.20654  Z0:/25.665/77.840, 4.64089

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6440 [DOM230 230.00] 3PH     2654.98  6664.6  -91.61
                               LG      2080.11  5221.5  -87.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/20.180/83.100, 8.26402  Z-:/20.186/83.197, 8.38201  Z0:/37.119/74.630, 3.63792

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6441 [PRIM230 230.00] 3PH     1947.38  4888.4  -90.36
                               LG      1573.27  3949.2  -87.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/27.507/82.142, 7.24575  Z-:/27.512/82.210, 7.30942  Z0:/47.312/75.241, 3.79589

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6500 [FRONTDOM 230.00] 3PH     2684.60  6738.9  -91.15
                               LG      1955.81  4909.5  -87.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/19.977/82.644, 7.74584  Z-:/19.983/82.737, 7.84647  Z0:/42.500/74.753, 3.66875

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6520 [SBA230 230.00] 3PH     2965.90  7445.1  -98.77
                               LG      1986.42  4986.3  -98.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/18.402/75.675, 3.91614  Z-:/18.431/76.433, 4.14382  Z0:/45.596/75.727, 3.93095

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```



```

X----- BUS -----X           MVA      AMP      DEG
 6521 [SBA115      115.00] 3PH    787.24   3952.3  -108.66
                               LG        0.00     0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/17.255/86.922, 18.59371  Z-:/17.270/87.079, 19.59974  Z0:/0.13E+09/90.000,
9999.999

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
/I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X           MVA      AMP      DEG
 6713 [BUR230      230.00] 3PH    2813.93  7063.6  -101.52
                               LG        2824.17  7089.3  -106.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/18.976/62.514, 1.92215  Z-:/18.929/64.557, 2.10189  Z0:/19.117/75.850, 3.96655

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
/I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X           MVA      AMP      DEG
 6811 [SVC-LSA     230.00] 3PH    3658.44  9183.5  -97.31
                               LG        3379.84  8484.1  -100.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/14.808/68.972, 2.60134  Z-:/14.810/70.350, 2.80058  Z0:/18.566/77.078, 4.35849

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
/I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X           MVA      AMP      DEG
 6816 [SVC-PAN2    230.00] 3PH    3056.58  7672.7  -99.88
                               LG         0.00     0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/17.473/59.323, 1.68572  Z-:/17.392/61.620, 1.85102  Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
/I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X           MVA      AMP      DEG
 6830 [ANT230      230.00] 3PH    2449.82  6149.6  -103.40
                               LG        2084.21  5231.8  -105.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/22.010/71.071, 2.91593  Z-:/22.004/72.469, 3.16566  Z0:/33.633/74.963, 3.72254

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
/I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X           MVA      AMP      DEG
 6837 [CHG230      230.00] 3PH    3718.03  9333.1  -93.95
                               LG        3175.25  7970.6  -93.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/14.345/78.936, 5.11382  Z-:/14.367/79.377, 5.33163  Z0:/21.681/78.000, 4.70459

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

AB



```

X----- BUS -----X
6840 [PAN3 230 230.00] 3PH
      LG 4001.82 10045.4 -103.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.172/57.600, 1.57575 Z-:/16.057/60.124, 1.74071 Z0:/8.074/79.376, 5.33122

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
6841 [PAN3 115 115.00] 3PH
      LG 2377.38 11935.5 -109.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.677/63.204, 1.98000 Z-:/5.669/65.127, 2.15695 Z0:/5.521/74.938, 3.71587

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
6861 [CHE230 230.00] 3PH
      LG 2456.51 6166.4 -111.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/23.319/70.432, 2.81337 Z-:/23.345/71.734, 3.02974 Z0:/18.967/78.908, 5.10070

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
6867 [PM-2 230.00] 3PH
      LG 2298.29 5769.2 -111.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/24.124/67.757, 2.44519 Z-:/24.130/69.346, 2.65284 Z0:/21.755/77.481, 4.50379

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

X----- BUS -----X
6875 [PM-1 230.00] 3PH
      LG 2298.29 5769.2 -111.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/24.124/67.757, 2.44519 Z-:/24.130/69.346, 2.65284 Z0:/21.755/77.481, 4.50379

```

AB



2024 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

```

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                     /I/   AN(I)
X----- BUS -----X               MVA    AMP    DEG
  6000 [FRONTPRO   230.00] 3PH      3290.46  8259.8  -89.93
                                     LG      2527.03  6343.4  -88.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/16.328/82.224, 7.32292  Z-:/16.334/82.344, 7.43962  Z0:/31.153/78.573, 4.94729

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                     /I/   AN(I)
X----- BUS -----X               MVA    AMP    DEG
  6001 [PAN230     230.00] 3PH      3361.42  8437.9  -98.40
                                     LG      4040.45 10142.4 -103.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/15.829/58.310, 1.61979  Z-:/15.718/60.772, 1.78725  Z0:/8.367/79.514, 5.40275

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                     /I/   AN(I)
X----- BUS -----X               MVA    AMP    DEG
  6002 [PAN115     115.00] 3PH      2963.43 14877.7 -100.56
                                     LG      3467.05 17406.1 -106.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/4.485/57.221, 1.55295  Z-:/4.462/59.576, 1.70284  Z0:/2.704/80.091, 5.72425

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                     /I/   AN(I)
X----- BUS -----X               MVA    AMP    DEG
  6003 [PANII230   230.00] 3PH      3250.20  8158.7  -99.39
                                     LG      3859.16  9687.3  -104.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/16.466/59.270, 1.68219  Z-:/16.378/61.561, 1.84647  Z0:/9.155/79.350, 5.31774

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                     /I/   AN(I)
X----- BUS -----X               MVA    AMP    DEG
  6004 [PANII115   115.00] 3PH      2378.63 11941.8 -106.24
                                     LG      2144.76 10767.6 -113.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/5.563/63.175, 1.97750  Z-:/5.566/64.879, 2.13274  Z0:/7.527/78.695, 5.00211

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                     /I/   AN(I)

```

AB



```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6005 [CHO230      230.00] 3PH   3101.19  7784.7  -100.22
                               LG      4181.38 10496.2 -104.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/17.241/61.961, 1.87763  Z-:/17.047/64.697, 2.11527  Z0:/4.421/87.232, 20.68487

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

                               /I/      AN(I)
X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6006 [CHO115      115.00] 3PH   2005.80  10070.0 -109.96
                               LG      2106.18 10574.0 -117.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/6.639/70.528, 2.82837  Z-:/6.480/73.840, 3.45091  Z0:/6.051/89.874, 453.47180

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

                               /I/      AN(I)
X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6008 [LSA230      230.00] 3PH   3702.81  9294.9  -97.62
                               LG      3403.45 8543.4  -100.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/14.630/69.713, 2.70530  Z-:/14.633/71.011, 2.90595  Z0:/18.566/77.078, 4.35849

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

                               /I/      AN(I)
X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6009 [LSA115      115.00] 3PH   1997.79  10029.8 -104.87
                               LG      920.40  4620.8  -113.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/6.787/76.945, 4.31247  Z-:/6.801/77.594, 4.54589  Z0:/30.796/88.761, 46.22753

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

                               /I/      AN(I)
X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6011 [MDN230      230.00] 3PH   4646.37  11663.4 -91.41
                               LG      4083.65 10250.9 -90.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/11.545/80.689, 6.09915  Z-:/11.555/80.998, 6.31210  Z0:/16.313/79.094, 5.18981

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

```

                               /I/      AN(I)
X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6012 [MDN115      115.00] 3PH   2339.46  11745.1 -92.38
                               LG      1972.40 9902.3  -93.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/5.740/84.456, 10.30222  Z-:/5.742/84.551, 10.48270  Z0:/8.944/86.381, 15.81101

```

-----><--SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

/I/ AN(I)

AB



```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH   3663.95  9197.3  -90.03
                               LG      3401.09  8537.5  -89.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/14.654/82.491, 7.58660  Z-:/14.660/82.635, 7.73675  Z0:/18.046/82.069, 7.17847

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH   1246.47  6257.8  -93.64
                               LG      1285.38  6453.1  -94.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/10.715/87.068, 19.52298  Z-:/10.718/87.116, 19.84958  Z0:/9.741/88.365, 35.04243

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH   2938.76  14753.8 -100.71
                               LG      3404.63  17092.8 -106.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/4.520/57.316, 1.55865  Z-:/4.497/59.657, 1.70833  Z0:/2.804/77.247, 4.41838

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH   1668.52  8376.7  -88.71
                               LG      1205.35  6051.4  -87.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/8.092/84.894, 11.19210  Z-:/8.093/84.933, 11.27897  Z0:/17.424/83.114, 8.28020

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH   1262.35  6337.5  -113.09
                               LG      1507.76  7569.6  -116.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/10.273/64.628, 2.10870  Z-:/10.173/66.932, 2.34814  Z0:/5.433/76.274, 4.09396

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH   4515.53  11335.0 -93.46
                               LG      4271.83  10723.2 -94.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/11.876/80.720, 6.12016  Z-:/11.890/81.106, 6.39006  Z0:/13.899/82.808, 7.92463

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

AB



```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6182 [VEL230      230.00] 3PH   4041.51  10145.1  -95.49
                               LG      3122.49  7838.1   -95.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/13.418/75.640, 3.90602  Z-:/13.437/76.392, 4.13089  Z0:/25.247/75.507, 3.86872

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6240 [EHIG230     230.00] 3PH   2270.41  5699.2  -104.41
                               LG      1974.93  4957.5  -107.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/23.607/70.060, 2.75647  Z-:/23.581/71.505, 2.98963  Z0:/34.351/76.993, 4.32904

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6260 [CHA230      230.00] 3PH   2566.49  6442.5  -92.56
                               LG      1906.11  4784.7  -90.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/20.996/81.252, 6.49862  Z-:/21.006/81.403, 6.61437  Z0:/42.848/77.854, 4.64649

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6261 [CHA115      115.00] 3PH   759.16   3811.3  -97.30
                               LG      433.35   2175.6  -98.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/17.746/86.535, 16.51556  Z-:/17.750/86.566, 16.66512  Z0:/57.776/87.738, 25.31399

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6340 [CAN230      230.00] 3PH   3221.57  8086.8  -93.87
                               LG      2767.20  6946.3  -93.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/16.568/79.416, 5.35185  Z-:/16.587/79.757, 5.53379  Z0:/24.712/78.690, 4.99997

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6380 [BOQIII230   230.00] 3PH   3307.98  8303.7  -90.93
                               LG      2978.91  7477.7  -90.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/16.220/82.364, 7.45843  Z-:/16.228/82.525, 7.62105  Z0:/21.590/81.328, 6.55612

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

AP



```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6400 [FRONTCHA 230.00] 3PH    2180.27  5473.0  -92.20
                               LG      888.72  2230.9  -87.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/24.741/81.127, 6.40523  Z-:/24.749/81.236, 6.48638  Z0:/132.870/74.154, 3.52314

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6401 [PM230-29 230.00] 3PH    3357.62  8428.4  -94.05
                               LG     2791.62  7007.6  -92.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/15.956/80.706, 6.11066  Z-:/15.972/81.016, 6.32505  Z0:/25.665/77.840, 4.64089

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6440 [DOM230 230.00] 3PH     2657.09  6669.9  -91.38
                               LG     2081.06  5223.9  -87.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/20.164/83.156, 8.33227  Z-:/20.170/83.246, 8.44423  Z0:/37.119/74.630, 3.63792

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6441 [PRIM230 230.00] 3PH     1948.46  4891.0  -90.12
                               LG     1573.75  3950.5  -86.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/27.491/82.180, 7.28167  Z-:/27.496/82.244, 7.34168  Z0:/47.312/75.241, 3.79589

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6500 [FRONTDOM 230.00] 3PH    2686.71  6744.2  -90.92
                               LG     1956.63  4911.6  -86.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/19.961/82.698, 7.80351  Z-:/19.967/82.785, 7.89887  Z0:/42.500/74.753, 3.66875

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6520 [SBA230 230.00] 3PH     2984.78  7492.5  -98.83
                               LG     1992.29  5001.1  -98.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/18.289/76.116, 4.04575  Z-:/18.315/76.826, 4.27209  Z0:/45.596/75.727, 3.93095

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
              /I/      AN(I)

```

AB



```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6521 [SBA115      115.00] 3PH    788.09   3956.5  -108.38
                               LG        0.00     0.0    0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/17.238/87.030, 19.27374  Z-:/17.251/87.177, 20.28070  Z0:/0.13E+09/90.000,
9999.999

```

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6713 [BUR230      230.00] 3PH    2891.66  7258.7  -102.01
                               LG    2875.29  7217.6  -106.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/18.498/63.397, 1.99668  Z-:/18.453/65.368, 2.18096  Z0:/19.117/75.850, 3.96655

```

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6811 [SVC-LSA     230.00] 3PH    3702.81  9294.9  -97.62
                               LG    3403.45  8543.4  -100.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/14.630/69.713, 2.70530  Z-:/14.633/71.011, 2.90595  Z0:/18.566/77.078, 4.35849

```

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6816 [SVC-PAN2   230.00] 3PH    3153.89  7917.0  -100.39
                               LG        0.00     0.0    0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/16.968/60.274, 1.75135  Z-:/16.892/62.501, 1.92108  Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

```

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6830 [ANT230     230.00] 3PH    2484.08  6235.6  -103.62
                               LG    2100.77  5273.4  -105.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/21.716/71.677, 3.01958  Z-:/21.709/73.014, 3.27374  Z0:/33.633/74.963, 3.72254

```

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)

```

X----- BUS -----X          MVA      AMP      DEG
 6837 [CHG230     230.00] 3PH    3733.64  9372.3  -93.98
                               LG    3183.94  7992.4  -93.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)  Z+:/14.294/79.185, 5.23482  Z-:/14.314/79.602, 5.44958  Z0:/21.681/78.000, 4.70459

```

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

AB



```

X----- BUS -----X           /I/   AN(I)
      MVA   AMP   DEG
6840 [PAN3 230   230.00] 3PH   3406.74  8551.7  -98.27
      LG   4113.21 10325.1 -103.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.649/58.567, 1.63612 Z-:/15.540/61.023, 1.80572 Z0:/8.074/79.376, 5.33122

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
      /I/   AN(I)
X----- BUS -----X           MVA   AMP   DEG
      2456.38 12332.1 -105.80
6841 [PAN3 115   115.00] 3PH   2453.54 12317.8 -110.11
      LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.437/63.941, 2.04498 Z-:/5.429/65.806, 2.22569 Z0:/5.521/74.938, 3.71587

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
      /I/   AN(I)
X----- BUS -----X           MVA   AMP   DEG
      2337.58  5867.8 -108.32
6861 [CHE230   230.00] 3PH   2485.11  6238.2 -111.04
      LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.973/71.107, 2.92186 Z-:/22.995/72.350, 3.14291 Z0:/18.967/78.908, 5.10070

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
      /I/   AN(I)
X----- BUS -----X           MVA   AMP   DEG
      2262.74  5680.0 -108.10
6867 [PM-2   230.00] 3PH   2331.09  5851.6 -111.43
      LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/23.687/68.552, 2.54544 Z-:/23.690/70.076, 2.75887 Z0:/21.755/77.481, 4.50379

```

```

-----
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
      /I/   AN(I)
X----- BUS -----X           MVA   AMP   DEG
      2262.74  5680.0 -108.10
6875 [PM-1   230.00] 3PH   2331.09  5851.6 -111.43
      LG
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/23.687/68.552, 2.54544 Z-:/23.690/70.076, 2.75887 Z0:/21.755/77.481, 4.50379

```

AB



2025 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6000 [FRONTPRO 230.00] 3PH	3487.03	8753.2	-89.69
LG	2499.28	6273.7	-87.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/15.386/82.470, 7.56464 Z-:/15.391/82.579, 7.67699 Z0:/33.672/78.121, 4.75403		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6001 [PAN230 230.00] 3PH	3531.11	8863.9	-100.71
LG	4169.20	10465.6	-106.14
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/15.087/59.025, 1.66592 Z-:/14.997/61.357, 1.83089 Z0:/8.636/79.487, 5.38880		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6002 [PAN115 115.00] 3PH	3044.54	15284.9	-102.95
LG	3536.29	17753.7	-108.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/4.376/58.017, 1.60136 Z-:/4.357/60.248, 1.74953 Z0:/2.709/80.064, 5.70828		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6003 [PANII230 230.00] 3PH	3430.88	8612.3	-101.74
LG	3927.84	9859.7	-107.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/15.619/59.946, 1.72826 Z-:/15.549/62.109, 1.88939 Z0:/10.145/79.093, 5.18944		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6004 [PANII115 115.00] 3PH	2458.96	12345.0	-108.68
LG	2185.11	10970.2	-115.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/5.398/63.850, 2.03671 Z-:/5.404/65.434, 2.18762 Z0:/7.556/78.612, 4.96466		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6005 [CHO230 230.00] 3PH	3194.88	8019.9	-102.75

AB



LG 4287.87 10763.5 -106.69
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.739/63.222, 1.98153 Z-:/16.556/65.860, 2.23132 Z0:/4.436/87.286, 21.09465

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6006 [CHO115 115.00] 3PH 2038.82 10235.8 -112.21
 LG 2127.36 10680.3 -119.15
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/6.531/71.484, 2.98588 Z-:/6.377/74.726, 3.66180 Z0:/6.052/89.876, 460.96732

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6008 [LSA230 230.00] 3PH 3763.27 9446.6 -99.08
 LG 3436.48 8626.3 -102.11
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.411/70.309, 2.79425 Z-:/14.414/71.529, 2.99368 Z0:/18.587/77.095, 4.36461

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6009 [LSA115 115.00] 3PH 2015.20 10117.2 -106.10
 LG 923.45 4636.1 -114.17
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/6.738/77.291, 4.43396 Z-:/6.750/77.896, 4.66312 Z0:/30.799/88.761, 46.24280

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6011 [MDN230 230.00] 3PH 4813.71 12083.5 -91.62
 LG 4132.80 10374.2 -90.97
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.122/80.872, 6.22347 Z-:/11.130/81.158, 6.42806 Z0:/16.616/79.155, 5.21975

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6012 [MDN115 115.00] 3PH 2362.99 11863.2 -92.48
 LG 1978.78 9934.3 -93.29
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.672/84.564, 10.50843 Z-:/5.675/84.650, 10.67758 Z0:/8.976/86.358, 15.70929

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6014 [PRO230 230.00] 3PH 4148.56 10413.8 -89.75

AP



THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) LG 3466.82 8702.5 -89.04
Z+:/12.922/82.602, 7.70212 Z-:/12.928/82.741, 7.85108 Z0:/20.546/80.903, 6.24551

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN (I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6015 [PRO115 115.00] 3PH 1297.22 6512.6 -93.50
 LG 1308.68 6570.2 -93.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.285/87.311, 21.29058 Z-:/10.287/87.354, 21.63413 Z0:/10.013/87.925, 27.60240

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN (I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6018 [CAC115 115.00] 3PH 3015.59 15139.6 -103.10
 LG 3469.21 17417.0 -108.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.415/58.093, 1.60614 Z-:/4.396/60.311, 1.75395 Z0:/2.809/77.226, 4.41085

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN (I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6087 [CAL115 115.00] 3PH 1674.80 8408.2 -88.71
 LG 1206.59 6057.6 -87.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.053/84.915, 11.23855 Z-:/8.054/84.950, 11.31695 Z0:/17.432/83.122, 8.29037

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN (I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6173 [STR115 115.00] 3PH 1279.91 6425.7 -115.26
 LG 1520.38 7633.0 -118.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.041/65.192, 2.16343 Z-:/9.952/67.427, 2.40548 Z0:/5.435/76.272, 4.09341

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN (I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6179 [GUA230 230.00] 3PH 4565.72 11460.9 -93.96
 LG 4297.68 10788.1 -94.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.723/80.946, 6.27553 Z-:/11.736/81.299, 6.53452 Z0:/13.908/82.828, 7.94697

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN (I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6182 [VEL230 230.00] 3PH 4093.41 10275.4 -96.35



LG 3137.47 7875.7 -96.27
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.228/76.051, 4.02602 Z-:/13.245/76.751, 4.24703 Z0:/25.303/75.536, 3.87666

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6240 [EHIG230 230.00] 3PH 2305.18 5786.5 -106.25
 LG 1991.71 4999.6 -109.28
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/23.256/70.788, 2.86963 Z-:/23.227/72.156, 3.10642 Z0:/34.360/77.001, 4.33176

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6260 [CHA230 230.00] 3PH 2583.67 6485.6 -92.82
 LG 1911.08 4797.2 -91.10
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.828/81.316, 6.54706 Z-:/20.837/81.452, 6.65262 Z0:/42.850/77.857, 4.64742

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6261 [CHA115 115.00] 3PH 1128.60 5666.0 -97.08
 LG 495.09 2485.6 -98.44
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.939/85.832, 13.72078 Z-:/11.942/85.880, 13.88362 Z0:/57.777/87.738, 25.31767

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6340 [CAN230 230.00] 3PH 3247.08 8150.9 -94.42
 LG 2776.31 6969.1 -94.11
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.393/79.616, 5.45736 Z-:/16.410/79.926, 5.62866 Z0:/24.718/78.699, 5.00384

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6380 [BOQIII230 230.00] 3PH 3494.50 8772.0 -90.81
 LG 3033.62 7615.1 -90.40
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.321/82.422, 7.51672 Z-:/15.328/82.571, 7.66906 Z0:/22.300/81.353, 6.57548

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6400 [FRONTCHA 230.00] 3PH 2190.16 5497.8 -92.38

AB



LG 888.99 2231.6 -87.27
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/24.598/81.173, 6.43979 Z-:/24.606/81.271, 6.51332 Z0:/132.872/74.155, 3.52334

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6401 [PM230-29 230.00] 3PH 3384.16 8495.0 -94.54
 LG 2800.92 7030.9 -93.26
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.797/80.892, 6.23740 Z-:/15.811/81.174, 6.44033 Z0:/25.672/77.851, 4.64520

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6440 [DOM230 230.00] 3PH 3612.95 9069.3 -90.04
 LG 2411.38 6053.1 -85.40
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.830/83.050, 8.20338 Z-:/14.834/83.157, 8.33243 Z0:/37.174/74.651, 3.64306

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6441 [PRIM230 230.00] 3PH 2390.57 6000.8 -88.47
 LG 1746.15 4383.2 -85.14
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.410/81.765, 6.90976 Z-:/22.413/81.833, 6.96772 Z0:/47.368/75.257, 3.80006

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6500 [FRONTDOM 230.00] 3PH 3296.10 8273.9 -89.82
 LG 2147.31 5390.2 -85.34
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.269/82.707, 7.81387 Z-:/16.274/82.800, 7.91595 Z0:/42.556/74.771, 3.67327

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6520 [SBA230 230.00] 3PH 3014.05 7565.9 -99.82
 LG 1999.23 5018.5 -99.54
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.097/76.505, 4.16702 Z-:/18.121/77.166, 4.38944 Z0:/45.636/75.739, 3.93440

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6521 [SBA115 115.00] 3PH 789.28 3962.6 -109.08

AB



LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.204/87.136, 19.99123 Z-:/17.216/87.273, 20.99169 Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6713 [BUR230 230.00] 3PH 3011.11 7558.6 -104.26
 LG 2942.36 7386.0 -108.98
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.776/64.156, 2.06452 Z-:/17.743/66.006, 2.24668 Z0:/19.282/75.868, 3.97169

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6811 [SVC-LSA 230.00] 3PH 3763.27 9446.6 -99.08
 LG 3436.48 8626.3 -102.11
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.411/70.309, 2.79425 Z-:/14.414/71.529, 2.99368 Z0:/18.587/77.095, 4.36461

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6816 [SVC-PAN2 230.00] 3PH 3323.16 8341.9 -102.78
 LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.125/60.981, 1.80266 Z-:/16.065/63.080, 1.96939 Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6830 [ANT230 230.00] 3PH 2520.89 6328.0 -105.32
 LG 2118.02 5316.7 -106.83
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.409/72.358, 3.14447 Z-:/21.399/73.622, 3.40244 Z0:/33.649/74.974, 3.72522

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6837 [CHG230 230.00] 3PH 3770.58 9465.0 -94.60
 LG 3197.49 8026.4 -94.09
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.114/79.436, 5.36183 Z-:/14.132/79.815, 5.56585 Z0:/21.689/78.010, 4.70852

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG

AB



6840 [PAN3 230 230.00] 3PH 3593.47 9020.4 -100.53
 LG 4266.39 10709.6 -105.79
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.850/59.271, 1.68225 Z-:/14.760/61.603, 1.84972 Z0:/8.270/79.333, 5.30935

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6841 [PAN3 115 115.00] 3PH 2505.79 12580.2 -108.08
 LG 2484.73 12474.4 -112.17
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.335/64.621, 2.10799 Z-:/5.330/66.374, 2.28612 Z0:/5.526/74.929, 3.71361

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6861 [CHE230 230.00] 3PH 2404.23 6035.2 -111.14
 LG 2524.13 6336.1 -113.73
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.368/71.746, 3.03195 Z-:/22.394/72.887, 3.24798 Z0:/19.249/79.032, 5.15980

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6867 [PM-2 230.00] 3PH 2442.17 6130.4 -110.74
 LG 2371.34 5952.6 -114.07
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.976/69.762, 2.71243 Z-:/21.988/71.144, 2.92813 Z0:/24.067/77.922, 4.67351

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6875 [PM-1 230.00] 3PH 2442.17 6130.4 -110.74
 LG 2371.34 5952.6 -114.07
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.976/69.762, 2.71243 Z-:/21.988/71.144, 2.92813 Z0:/24.067/77.922, 4.67351

AB



2026 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6000 [FRONTPRO 230.00] 3PH	3485.74	8750.0	-89.67
LG	2605.06	6539.3	-87.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/15.373/82.456, 7.55135 Z-:/15.379/82.564, 7.66173 Z0:/30.994/78.611, 4.96453		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6001 [PAN230 230.00] 3PH	3541.34	8889.5	-99.98
LG	4206.52	10559.3	-105.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/15.020/58.495, 1.63150 Z-:/14.945/60.848, 1.79282 Z0:/8.367/79.531, 5.41206		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6002 [PAN115 115.00] 3PH	3052.37	15324.2	-102.27
LG	3544.92	17797.1	-108.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/4.361/57.467, 1.56767 Z-:/4.346/59.719, 1.71261 Z0:/2.704/80.091, 5.72450		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6003 [PANII230 230.00] 3PH	3439.95	8635.0	-100.98
LG	4030.93	10118.5	-106.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/15.556/59.422, 1.69238 Z-:/15.502/61.603, 1.84969 Z0:/9.154/79.360, 5.32273		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6004 [PANII115 115.00] 3PH	2462.00	12360.3	-108.05
LG	2191.61	11002.8	-114.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/5.397/63.374, 1.99471 Z-:/5.407/64.967, 2.14124 Z0:/7.527/78.695, 5.00234		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6005 [CHO230 230.00] 3PH	3205.41	8046.3	-102.19

AP



LG 4299.83 10793.5 -106.18
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.643/62.828, 1.94817 Z-:/16.479/65.491, 2.19343 Z0:/4.421/87.237, 20.71915

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6006 [CHO115 115.00] 3PH 2043.18 10257.6 -111.82
 LG 2128.53 10686.2 -118.87
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/6.500/71.237, 2.94365 Z-:/6.353/74.517, 3.60993 Z0:/6.051/89.874, 454.23126

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6008 [LSA230 230.00] 3PH 3781.82 9493.2 -98.83
 LG 3440.03 8635.2 -101.91
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.258/70.185, 2.77531 Z-:/14.270/71.403, 2.97200 Z0:/18.566/77.077, 4.35831

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6009 [LSA115 115.00] 3PH 2015.82 10120.3 -105.95
 LG 919.87 4618.2 -114.07
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/6.697/77.242, 4.41633 Z-:/6.711/77.840, 4.64085 Z0:/30.796/88.761, 46.22731

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6011 [MDN230 230.00] 3PH 4816.44 12090.3 -91.59
 LG 4165.59 10456.5 -90.93
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.097/80.838, 6.20054 Z-:/11.107/81.121, 6.40120 Z0:/16.294/79.092, 5.18877

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6012 [MDN115 115.00] 3PH 2362.99 11863.2 -92.59
 LG 1981.16 9946.3 -93.43
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.666/84.522, 10.42824 Z-:/5.669/84.607, 10.59179 Z0:/8.942/86.383, 15.81903

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6014 [PRO230 230.00] 3PH 4147.88 10412.1 -89.73

AB



LG 3674.70 9224.3 -89.60
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.908/82.585, 7.68379 Z-:/12.914/82.722, 7.83000 Z0:/17.888/82.167, 7.26926

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6015 [PRO115 115.00] 3PH 1296.08 6506.9 -93.49
 LG 1319.86 6626.3 -93.86
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.281/87.298, 21.18967 Z-:/10.283/87.340, 21.52387 Z0:/9.724/88.397, 35.72685

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6018 [CAC115 115.00] 3PH 3023.27 15178.1 -102.42
 LG 3477.25 17457.3 -108.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.400/57.546, 1.57249 Z-:/4.385/59.784, 1.71709 Z0:/2.804/77.248, 4.41853

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6087 [CAL115 115.00] 3PH 1674.08 8404.6 -88.85
 LG 1206.11 6055.2 -87.93
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.050/84.897, 11.19726 Z-:/8.051/84.931, 11.27386 Z0:/17.423/83.113, 8.27961

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6173 [STR115 115.00] 3PH 1277.55 6413.9 -114.83
 LG 1520.74 7634.8 -118.16
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.140/64.740, 2.11931 Z-:/10.058/67.005, 2.35642 Z0:/5.433/76.274, 4.09399

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6179 [GUA230 230.00] 3PH 4569.06 11469.3 -93.89
 LG 4297.67 10788.1 -94.70
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.694/80.913, 6.25200 Z-:/11.709/81.262, 6.50609 Z0:/13.899/82.807, 7.92337

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6182 [VEL230 230.00] 3PH 4102.87 10299.1 -96.20

AB



THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) LG 3138.93 7879.4 -96.14
 Z+:/13.150/75.999, 4.01047 Z-:/13.172/76.693, 4.22794 Z0:/25.244/75.506, 3.86833

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6240 [EHIG230 230.00] 3PH 2309.70 5797.9 -105.92
 LG 1990.88 4997.5 -109.03
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/23.127/70.618, 2.84243 Z-:/23.114/71.988, 3.07553 Z0:/34.351/76.993, 4.32900

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6260 [CHA230 230.00] 3PH 2583.26 6484.5 -92.77
 LG 1910.00 4794.5 -91.06
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.811/81.289, 6.52649 Z-:/20.822/81.423, 6.63031 Z0:/42.848/77.854, 4.64645

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6261 [CHA115 115.00] 3PH 1127.95 5662.8 -97.04
 LG 494.66 2483.4 -98.42
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.934/85.799, 13.61418 Z-:/11.937/85.847, 13.77213 Z0:/57.776/87.738, 25.31383

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6340 [CAN230 230.00] 3PH 3248.61 8154.7 -94.33
 LG 2775.59 6967.3 -94.04
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.363/79.572, 5.43343 Z-:/16.383/79.878, 5.60152 Z0:/24.711/78.690, 4.99978

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6380 [BOQIII230 230.00] 3PH 3493.67 8769.9 -90.78
 LG 3075.17 7719.4 -90.38
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.302/82.403, 7.49722 Z-:/15.310/82.549, 7.64670 Z0:/21.545/81.329, 6.55724

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6400 [FRONTCHA 230.00] 3PH 2189.47 5496.1 -92.34

AB



LG 888.33 2229.9 -87.24
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/24.584/81.154, 6.42547 Z-:/24.593/81.251, 6.49792 Z0:/132.870/74.154, 3.52317

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6401 [PM230-29 230.00] 3PH 3384.96 8497.0 -94.47
 LG 2799.49 7027.3 -93.19
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.767/80.861, 6.21593 Z-:/15.784/81.140, 6.41516 Z0:/25.664/77.840, 4.64066

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6440 [DOM230 230.00] 3PH 3611.49 9065.6 -90.02
 LG 2411.37 6053.1 -85.37
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.817/83.039, 8.19083 Z-:/14.823/83.144, 8.31768 Z0:/37.115/74.629, 3.63766

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6441 [PRIM230 230.00] 3PH 2388.88 5996.6 -88.45
 LG 1745.54 4381.7 -85.12
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.398/81.758, 6.90325 Z-:/22.402/81.824, 6.96034 Z0:/47.308/75.240, 3.79568

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6500 [FRONTDOM 230.00] 3PH 3294.53 8270.0 -89.80
 LG 2147.05 5389.6 -85.32
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.257/82.698, 7.80361 Z-:/16.262/82.789, 7.90399 Z0:/42.497/74.752, 3.66853

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6520 [SBA230 230.00] 3PH 3018.26 7576.5 -99.67
 LG 1996.50 5011.7 -99.40
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.994/76.466, 4.15449 Z-:/18.024/77.121, 4.37353 Z0:/45.594/75.727, 3.93080

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6521 [SBA115 115.00] 3PH 787.17 3951.9 -108.98

AP



LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.183/87.141, 20.02425 Z-:/17.196/87.275, 21.00754 Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6713 [BUR230 230.00] 3PH 3020.02 7580.9 -103.69
 LG 2954.68 7416.9 -108.53
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.687/63.769, 2.02946 Z-:/17.670/65.630, 2.20758 Z0:/19.116/75.854, 3.96777

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6811 [SVC-LSA 230.00] 3PH 3781.82 9493.2 -98.83
 LG 3440.03 8635.2 -101.91
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.258/70.185, 2.77531 Z-:/14.270/71.403, 2.97200 Z0:/18.566/77.077, 4.35831

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6816 [SVC-PAN2 230.00] 3PH 3332.06 8364.2 -102.04
 LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.060/60.478, 1.76591 Z-:/16.016/62.593, 1.92862 Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6830 [ANT230 230.00] 3PH 2525.68 6340.0 -105.06
 LG 2116.23 5312.2 -106.62
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.274/72.228, 3.11992 Z-:/21.278/73.492, 3.37415 Z0:/33.633/74.963, 3.72251

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6837 [CHG230 230.00] 3PH 3773.83 9473.1 -94.50
 LG 3197.68 8026.9 -94.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.084/79.381, 5.33386 Z-:/14.106/79.757, 5.53387 Z0:/21.681/77.999, 4.70442

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG

AB



6840 [PAN3 230 230.00] 3PH 3604.23 9047.4 -99.81
 LG 4297.38 10787.4 -105.13
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.782/58.746, 1.64771 Z-:/14.708/61.099, 1.81145 Z0:/8.074/79.389, 5.33767

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6841 [PAN3 115 115.00] 3PH 2512.19 12612.3 -107.53
 LG 2488.54 12493.6 -111.77
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.315/64.229, 2.07131 Z-:/5.315/65.994, 2.24538 Z0:/5.521/74.938, 3.71592

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6861 [CHE230 230.00] 3PH 2407.68 6043.8 -110.16
 LG 2536.12 6366.2 -112.77
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.298/71.488, 2.98654 Z-:/22.339/72.631, 3.19706 Z0:/18.967/78.909, 5.10130

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6867 [PM-2 230.00] 3PH 2447.39 6143.5 -110.18
 LG 2456.22 6165.6 -113.30
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.897/69.473, 2.67085 Z-:/21.926/70.860, 2.88133 Z0:/21.754/77.483, 4.50445

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6875 [PM-1 230.00] 3PH 2447.39 6143.5 -110.18
 LG 2456.22 6165.6 -113.30
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.897/69.473, 2.67085 Z-:/21.926/70.860, 2.88133 Z0:/21.754/77.483, 4.50445

AB



2028 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6000 [FRONTPRO 230.00] 3PH	3499.22	8783.8	-89.82
LG	2715.18	6815.7	-87.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/15.297/82.697, 7.80345 Z-:/15.300/82.781, 7.89425 Z0:/28.600/77.849, 4.64442		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6001 [PAN230 230.00] 3PH	4134.41	10378.3	-103.03
LG	4716.55	11839.6	-108.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/12.753/62.166, 1.89395 Z-:/12.685/64.189, 2.06757 Z0:/8.358/79.510, 5.40052		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6002 [PAN115 115.00] 3PH	3442.05	17280.6	-105.43
LG	3858.81	19372.9	-111.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/3.831/61.066, 1.80893 Z-:/3.816/62.989, 1.96165 Z0:/2.704/80.091, 5.72442		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6003 [PANII230 230.00] 3PH	3991.83	10020.4	-104.10
LG	4491.19	11273.9	-108.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/13.282/63.133, 1.97394 Z-:/13.231/64.973, 2.14188 Z0:/9.148/79.343, 5.31423		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6004 [PANII115 115.00] 3PH	2695.57	13532.9	-111.03
LG	2292.64	11510.1	-116.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/4.877/66.792, 2.33231 Z-:/4.881/68.074, 2.48429 Z0:/7.527/78.695, 5.00228		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6005 [CHO230 230.00] 3PH	3565.19	8949.4	-105.15

AP



LG 4708.27 11818.8 -108.86
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.839/66.286, 2.27657 Z-:/14.688/68.631, 2.55581 Z0:/4.414/87.201, 20.4500

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6006 [CHO115 115.00] 3PH 2158.44 10836.3 -114.15
 LG 2196.68 11028.3 -120.44
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/6.099/74.013, 3.49042 Z-:/5.960/77.033, 4.34294 Z0:/6.051/89.872, 449.01889

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6008 [LSA230 230.00] 3PH 3967.47 9959.2 -100.77
 LG 3623.26 9095.2 -102.87
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.523/72.441, 3.16027 Z-:/13.520/73.431, 3.36104 Z0:/17.409/77.032, 4.34257

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6009 [LSA115 115.00] 3PH 2053.35 10308.7 -106.97
 LG 924.85 4643.2 -114.27
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/6.540/78.524, 4.92554 Z-:/6.548/79.000, 5.14471 Z0:/30.614/88.827, 48.84066

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6011 [MDN230 230.00] 3PH 4874.69 12236.5 -92.11
 LG 4192.39 10523.8 -91.16
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.946/81.479, 6.67454 Z-:/10.951/81.699, 6.85369 Z0:/16.295/79.118, 5.20176

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6012 [MDN115 115.00] 3PH 2385.91 11978.3 -92.84
 LG 1990.65 9993.9 -93.58
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.604/84.759, 10.90118 Z-:/5.605/84.824, 11.03952 Z0:/8.942/86.388, 15.84066

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6014 [PRO230 230.00] 3PH 4169.62 10466.7 -89.94

AB



LG 3901.16 9792.8 -89.38
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.826/82.891, 8.01805 Z-:/12.829/82.997, 8.14068 Z0:/15.475/81.311, 6.54336

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6015 [PRO115 115.00] 3PH 1297.16 6512.3 -93.50
 LG 1332.11 6687.8 -93.84
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.261/87.387, 21.90786 Z-:/10.263/87.419, 22.18463 Z0:/9.454/88.418, 36.21819

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6018 [CAC115 115.00] 3PH 3402.90 17084.0 -105.55
 LG 3778.73 18970.9 -110.53
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/3.872/61.121, 1.81305 Z-:/3.858/63.030, 1.96515 Z0:/2.804/77.247, 4.41845

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6087 [CAL115 115.00] 3PH 1680.07 8434.7 -88.97
 LG 1207.60 6062.7 -88.01
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.014/84.969, 11.36018 Z-:/8.014/84.996, 11.42049 Z0:/17.423/83.114, 8.28046

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6173 [STR115 115.00] 3PH 1313.89 6596.3 -116.40
 LG 1552.94 7796.5 -119.34
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/9.838/66.453, 2.29470 Z-:/9.753/68.535, 2.54317 Z0:/5.433/76.274, 4.09396

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6179 [GUA230 230.00] 3PH 4631.90 11627.1 -94.52
 LG 4346.19 10909.9 -95.01
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.514/81.724, 6.87461 Z-:/11.521/81.996, 7.11133 Z0:/13.779/82.790, 7.90480

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6182 [VEL230 230.00] 3PH 4211.01 10570.5 -97.41

AB



LG 3551.75 8915.7 -96.95
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.772/77.449, 4.49190 Z-:/12.780/78.000, 4.70481 Z0:/19.880/76.030, 4.01965

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6240 [EHIG230 230.00] 3PH 2419.63 6073.8 -107.82
 LG 2045.31 5134.2 -109.90
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.917/72.892, 3.24885 Z-:/21.884/74.023, 3.49272 Z0:/34.020/76.919, 4.30361

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6260 [CHA230 230.00] 3PH 2596.49 6517.8 -92.94
 LG 1913.85 4804.2 -91.05
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.675/81.603, 6.77436 Z-:/20.680/81.705, 6.85923 Z0:/42.841/77.850, 4.64481

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6261 [CHA115 115.00] 3PH 1129.20 5669.1 -97.02
 LG 696.32 3495.8 -97.21
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.904/85.883, 13.89381 Z-:/11.906/85.920, 14.01958 Z0:/34.105/86.188, 15.00728

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6340 [CAN230 230.00] 3PH 3289.25 8256.7 -94.88
 LG 2794.82 7015.6 -94.23
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.127/80.321, 5.86298 Z-:/16.137/80.557, 6.01228 Z0:/24.684/78.673, 4.99213

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6380 [BOQIII230 230.00] 3PH 3513.33 8819.2 -91.01
 LG 3103.50 7790.5 -90.35
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.196/82.733, 7.84224 Z-:/15.200/82.847, 7.96816 Z0:/21.219/81.044, 6.34519

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6400 [FRONTCHA 230.00] 3PH 2196.96 5514.8 -92.43

AP



THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) LG 888.43 2230.1 -87.16
 Z+:/24.468/81.380, 6.59622 Z-:/24.472/81.453, 6.65413 Z0:/132.863/74.153, 3.52278

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6401 [PM230-29 230.00] 3PH 3421.41 8588.5 -94.95
 LG 2818.39 7074.8 -93.33
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.569/81.525, 6.71097 Z-:/15.577/81.741, 6.88909 Z0:/25.586/77.813, 4.63044

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6440 [DOM230 230.00] 3PH 3624.64 9098.6 -90.16
 LG 2965.20 7443.3 -86.66
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.748/83.271, 8.47580 Z-:/14.750/83.353, 8.58052 Z0:/24.709/75.541, 3.87802

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6441 [PRIM230 230.00] 3PH 2393.70 6008.7 -88.50
 LG 2017.87 5065.3 -85.97
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.330/81.898, 7.02459 Z-:/22.331/81.949, 7.07004 Z0:/34.906/76.104, 4.04196

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6500 [FRONTDOM 230.00] 3PH 3304.70 8295.5 -89.91
 LG 2574.87 6463.5 -86.39
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.191/82.900, 8.02857 Z-:/16.193/82.971, 8.11046 Z0:/30.085/75.555, 3.88216

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6520 [SBA230 230.00] 3PH 3088.47 7752.7 -100.78
 LG 2105.75 5285.9 -99.82
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.519/77.842, 4.64148 Z-:/17.531/78.362, 4.85514 Z0:/42.050/75.853, 3.96725

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6521 [SBA115 115.00] 3PH 788.22 3957.2 -109.07



1279

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) LG 0.00 0.0 0.00
 Z+:/17.103/87.483, 22.75256 Z-:/17.111/87.589, 23.75045 Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

 /I/ AN(I)

 X----- BUS -----X MVA AMP DEG

 6713 [BUR230 230.00] 3PH 3365.27 8447.6 -106.64

 LG 3151.85 7911.8 -110.37

 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.734/67.206, 2.37958 Z-:/15.708/68.745, 2.57079 Z0:/19.071/75.830, 3.96073

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

 /I/ AN(I)

 X----- BUS -----X MVA AMP DEG

 6811 [SVC-LSA 230.00] 3PH 3967.47 9959.2 -100.77

 LG 3623.26 9095.2 -102.87

 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.523/72.441, 3.16027 Z-:/13.520/73.431, 3.36104 Z0:/17.409/77.032, 4.34257

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

 /I/ AN(I)

 X----- BUS -----X MVA AMP DEG

 6816 [SVC-PAN2 230.00] 3PH 3840.99 9641.7 -105.19

 LG 0.00 0.0 0.00

 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.803/64.225, 2.07089 Z-:/13.760/65.998, 2.24585 Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

 /I/ AN(I)

 X----- BUS -----X MVA AMP DEG

 6830 [ANT230 230.00] 3PH 2638.80 6624.0 -106.89

 LG 2176.44 5463.3 -107.38

 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.237/74.454, 3.59470 Z-:/20.220/75.490, 3.86397 Z0:/33.152/74.905, 3.70740

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

 /I/ AN(I)

 X----- BUS -----X MVA AMP DEG

 6837 [CHG230 230.00] 3PH 3834.12 9624.5 -95.22

 LG 3225.85 8097.6 -94.28

 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.835/80.323, 5.86459 Z-:/13.845/80.613, 6.04890 Z0:/21.661/77.984, 4.69833

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

 /I/ AN(I)

 X----- BUS -----X MVA AMP DEG

AB



6840 [PAN3 230 230.00] 3PH 4200.21 10543.5 -102.92
 LG 4814.91 12086.5 -107.80
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.569/62.373, 1.91065 Z-:/12.501/64.396, 2.08676 Z0:/8.063/79.365, 5.32530

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6841 [PAN3 115 115.00] 3PH 2750.03 13806.3 -110.45
 LG 2625.71 13182.2 -113.58
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.810/67.619, 2.42843 Z-:/4.806/69.070, 2.61464 Z0:/5.521/74.938, 3.71588

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6861 [CHE230 230.00] 3PH 2568.58 6447.7 -112.25
 LG 2644.83 6639.1 -114.05
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.735/74.134, 3.51833 Z-:/20.749/75.024, 3.73843 Z0:/18.965/78.906, 5.09970

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6867 [PM-2 230.00] 3PH 2860.63 7180.8 -113.00
 LG 2707.17 6795.6 -114.88
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.570/73.289, 3.33084 Z-:/18.577/74.342, 3.56773 Z0:/21.751/77.479, 4.50287

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6875 [PM-1 230.00] 3PH 2860.63 7180.8 -113.00
 LG 2707.17 6795.6 -114.88
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.570/73.289, 3.33084 Z-:/18.577/74.342, 3.56773 Z0:/21.751/77.479, 4.50287

AB



2030 DEMANDA MÁXIMA LLUVIOSA

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6000 [FRONTPRO 230.00] 3PH	3538.36	8882.1	-87.67
LG	2634.33	6612.7	-85.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/15.261/82.190, 7.29047 Z-:/15.270/82.309, 7.40455 Z0:/30.995/78.615, 4.96633		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6001 [PAN230 230.00] 3PH	4050.98	10168.9	-92.76
LG	4685.67	11762.1	-98.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/13.649/59.057, 1.66802 Z-:/13.621/61.245, 1.82237 Z0:/8.512/79.715, 5.51059		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6002 [PAN115 115.00] 3PH	3513.55	17639.6	-95.44
LG	3957.07	19866.2	-101.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/3.865/58.068, 1.60459 Z-:/3.864/60.141, 1.74195 Z0:/2.701/80.078, 5.71694		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6003 [PANII230 230.00] 3PH	3862.19	9694.9	-93.86
LG	4409.16	11067.9	-99.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/14.365/59.966, 1.72965 Z-:/14.355/61.969, 1.87827 Z0:/9.402/79.492, 5.39153		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6004 [PANII115 115.00] 3PH	2722.41	13667.7	-101.39
LG	2340.12	11748.4	-108.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:/4.978/64.014, 2.05156 Z-:/4.996/65.410, 2.18522 Z0:/7.527/78.693, 5.00147		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
6005 [CHO230 230.00] 3PH	3546.44	8902.3	-95.84

AP



LG 4711.85 11827.8 -99.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.629/63.560, 2.01096 Z-:/15.524/66.078, 2.25434 Z0:/4.442/87.334, 21.47845

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6006 [CHO115 115.00] 3PH 2204.50 11067.6 -105.57
 LG 2263.78 11365.2 -112.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/6.255/71.985, 3.07489 Z-:/6.135/75.191, 3.78253 Z0:/6.052/89.878, 468.69580

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6008 [LSA230 230.00] 3PH 3967.15 9958.4 -94.30
 LG 3585.07 8999.3 -97.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.037/70.312, 2.79477 Z-:/14.064/71.439, 2.97812 Z0:/18.565/77.077, 4.35813

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6009 [LSA115 115.00] 3PH 2095.86 10522.1 -101.49
 LG 949.97 4769.3 -109.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/6.633/77.233, 4.41317 Z-:/6.650/77.777, 4.61616 Z0:/30.796/88.761, 46.22688

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6011 [MDN230 230.00] 3PH 4988.07 12521.2 -89.22
 LG 4270.45 10719.8 -88.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.850/80.009, 5.67632 Z-:/10.865/80.334, 5.87148 Z0:/16.307/79.132, 5.20876

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6012 [MDN115 115.00] 3PH 2404.40 12071.1 -90.87
 LG 2007.71 10079.6 -91.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.615/84.183, 9.81633 Z-:/5.619/84.278, 9.97919 Z0:/8.944/86.389, 15.84659

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6014 [PRO230 230.00] 3PH 4220.80 10595.1 -87.65

AB



LG 3724.46 9349.2 -87.67
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.787/82.236, 7.33464 Z-:/12.796/82.388, 7.48312 Z0:/17.890/82.174, 7.27551

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6015 [PRO115 115.00] 3PH 1310.16 6577.6 -91.68
 LG 1332.75 6691.0 -92.09
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.247/87.169, 20.22548 Z-:/10.250/87.215, 20.55939 Z0:/9.724/88.398, 35.75467

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6018 [CAC115 115.00] 3PH 3477.65 17459.3 -95.60
 LG 3876.94 19464.0 -101.37
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/3.903/58.157, 1.61011 Z-:/3.902/60.214, 1.74712 Z0:/2.801/77.233, 4.41315

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6087 [CAL115 115.00] 3PH 1689.65 8482.8 -87.20
 LG 1215.12 6100.4 -86.36
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.023/84.745, 10.87142 Z-:/8.024/84.783, 10.95243 Z0:/17.424/83.115, 8.28123

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6173 [STR115 115.00] 3PH 1350.17 6778.4 -108.09
 LG 1601.52 8040.3 -111.41
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.018/64.713, 2.11680 Z-:/9.964/66.907, 2.34528 Z0:/5.430/76.264, 4.09111

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6179 [GUA230 230.00] 3PH 4852.97 12182.0 -91.46
 LG 4472.39 11226.7 -92.91
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.182/79.614, 5.45633 Z-:/11.205/80.052, 5.70155 Z0:/14.029/83.031, 8.18064

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6182 [VEL230 230.00] 3PH 4263.15 10701.4 -92.79

AB



LG 3233.08 8115.7 -92.91
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.922/75.605, 3.89620 Z-:/12.952/76.289, 4.09870 Z0:/25.244/75.514, 3.87045

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6240 [EHIG230 230.00] 3PH 2458.59 6171.6 -100.40
 LG 2095.02 5258.9 -103.31
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.547/71.095, 2.91986 Z-:/22.565/72.345, 3.14190 Z0:/34.354/76.996, 4.33020

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6260 [CHA230 230.00] 3PH 2793.56 7012.5 -92.17
 LG 1974.38 4956.1 -91.15
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/19.476/80.208, 5.79403 Z-:/19.498/80.424, 5.92737 Z0:/43.711/78.168, 4.77327

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6261 [CHA115 115.00] 3PH 1166.52 5856.4 -97.23
 LG 501.15 2516.0 -98.87
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.638/85.469, 12.61977 Z-:/11.645/85.542, 12.82733 Z0:/58.001/87.760, 25.56136

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6340 [CAN230 230.00] 3PH 3774.53 9474.9 -92.56
 LG 2956.72 7422.0 -93.60
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.347/77.288, 4.43298 Z-:/14.382/77.798, 4.62429 Z0:/26.221/79.192, 5.23830

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6380 [BOQIII230 230.00] 3PH 3567.28 8954.7 -88.75
 LG 3124.98 7844.4 -88.52
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.133/81.997, 7.11269 Z-:/15.145/82.162, 7.26475 Z0:/21.548/81.340, 6.56545

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6400 [FRONTCHA 230.00] 3PH 2318.69 5820.4 -91.89

AB



LG 904.44 2270.3 -87.39
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/23.466/80.386, 5.90386 Z-:/23.484/80.539, 6.00074 Z0:/133.727/74.280, 3.5529

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6401 [PM230-29 230.00] 3PH 3655.41 9175.9 -92.50
 LG 2916.14 7320.2 -91.99
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.847/79.439, 5.36358 Z-:/14.874/79.822, 5.57011 Z0:/26.115/78.134, 4.75932

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6440 [DOM230 230.00] 3PH 3657.51 9181.1 -87.89
 LG 2434.39 6110.8 -83.35
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.738/82.830, 7.94922 Z-:/14.745/82.943, 8.07753 Z0:/37.115/74.634, 3.63898

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6441 [PRIM230 230.00] 3PH 2413.43 6058.2 -86.38
 LG 1760.32 4418.8 -83.12
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.324/81.620, 6.78802 Z-:/22.330/81.691, 6.84726 Z0:/47.309/75.245, 3.79680

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6500 [FRONTDOM 230.00] 3PH 3334.56 8370.5 -87.73
 LG 2166.75 5439.0 -83.35
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.177/82.507, 7.60290 Z-:/16.184/82.606, 7.70575 Z0:/42.497/74.757, 3.66969

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6520 [SBA230 230.00] 3PH 3129.11 7854.8 -95.94
 LG 2057.54 5164.9 -95.73
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.806/76.337, 4.11375 Z-:/17.846/76.959, 4.31731 Z0:/45.590/75.727, 3.93093

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6521 [SBA115 115.00] 3PH 806.61 4049.5 -105.32

AB



LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.144/87.138, 20.00213 Z-:/17.159/87.262, 20.91213 Z0:/0.13E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6713 [BUR230 230.00] 3PH 3357.00 8426.8 -97.09
 LG 3189.53 8006.4 -101.84
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.528/64.513, 2.09772 Z-:/16.549/66.198, 2.26706 Z0:/19.323/75.976, 4.00373

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6811 [SVC-LSA 230.00] 3PH 3967.15 9958.4 -94.30
 LG 3585.07 8999.3 -97.33
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.037/70.312, 2.79477 Z-:/14.064/71.439, 2.97812 Z0:/18.565/77.077, 4.35813

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6816 [SVC-PAN2 230.00] 3PH 3730.62 9364.7 -94.98
 LG 0.00 0.0 0.00
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.872/61.088, 1.81058 Z-:/14.872/63.023, 1.96452 Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6830 [ANT230 230.00] 3PH 2673.64 6711.4 -99.90
 LG 2218.67 5569.4 -101.25
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/20.838/72.658, 3.20238 Z-:/20.866/73.812, 3.44460 Z0:/33.639/74.968, 3.72381

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6836 [CHG500 500.00] 3PH 4064.33 4693.1 -94.92
 LG 1702.82 1966.2 64.05
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/63.998/74.821, 3.68602 Z-:/64.221/75.722, 3.92947 Z0:/580.043/-88.603, 41.01490

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG

AP



6837 [CHG230 230.00] 3PH 4718.97 11845.6 -92.14
 LG 3440.55 8636.5 -93.56
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.488/76.087, 4.03694 Z-:/11.527/76.792, 4.26069 Z0:/24.264/78.519, 4.92367

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6839 [PAN3 500 500.00] 3PH 3832.04 4424.9 -95.64
 LG 1709.84 1974.3 52.09
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/68.272/66.185, 2.26572 Z-:/68.425/67.852, 2.45685 Z0:/580.043/-88.603, 41.01490

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6840 [PAN3 230 230.00] 3PH 4115.84 10331.7 -92.58
 LG 4766.26 11964.3 -98.21
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.444/59.238, 1.68004 Z-:/13.416/61.426, 1.83613 Z0:/8.333/79.634, 5.46672

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6841 [PAN3 115 115.00] 3PH 2823.36 14174.5 -100.97
 LG 2708.94 13600.1 -104.98
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.869/65.201, 2.16426 Z-:/4.879/66.770, 2.32984 Z0:/5.519/74.929, 3.71368

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6851 [REACTOR1 500.00] 3PH 4064.33 4693.1 -94.92
 LG 1702.82 1966.2 64.05
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/63.998/74.821, 3.68602 Z-:/64.221/75.722, 3.92947 Z0:/580.043/-88.603, 41.01490

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6852 [REACTOR2 500.00] 3PH 3832.04 4424.9 -95.64
 LG 1709.84 1974.3 52.09
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/68.272/66.185, 2.26572 Z-:/68.425/67.852, 2.45685 Z0:/580.043/-88.603, 41.01490

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG

AB



6853 [REACTOR3 500.00] 3PH 4064.33 4693.1 -94.92
 LG 1702.82 1966.2 64.05
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/63.998/74.821, 3.68602 Z-:/64.221/75.722, 3.92947 Z0:/580.043/-88.603, 41.01490

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6854 [REACTOR4 500.00] 3PH 3832.04 4424.9 -95.64
 LG 1709.84 1974.3 52.09
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/68.272/66.185, 2.26572 Z-:/68.425/67.852, 2.45685 Z0:/580.043/-88.603, 41.01490

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6861 [CHE230 230.00] 3PH 2582.89 6483.6 -103.15
 LG 2683.49 6736.1 -105.58
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.427/72.175, 3.10994 Z-:/21.489/73.170, 3.30599 Z0:/19.036/78.969, 5.12953

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6867 [PM-2 230.00] 3PH 2556.31 6416.9 -103.08
 LG 2553.26 6409.2 -106.09
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.719/69.815, 2.72017 Z-:/21.780/71.064, 2.91475 Z0:/21.851/77.554, 4.53086

 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
 /I/ AN(I)
 X----- BUS -----X MVA AMP DEG
 6875 [PM-1 230.00] 3PH 2556.31 6416.9 -103.08
 LG 2553.26 6409.2 -106.09
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.719/69.815, 2.72017 Z-:/21.780/71.064, 2.91475 Z0:/21.851/77.554, 4.53086

AB



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

Tomo III Plan de Expansión de Transmisión

Tomo III - Anexo 12

Curvas QV



Curvas QV - Escenario de Referencia



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials is located in the bottom right corner of the page.



1292

2023

AP



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

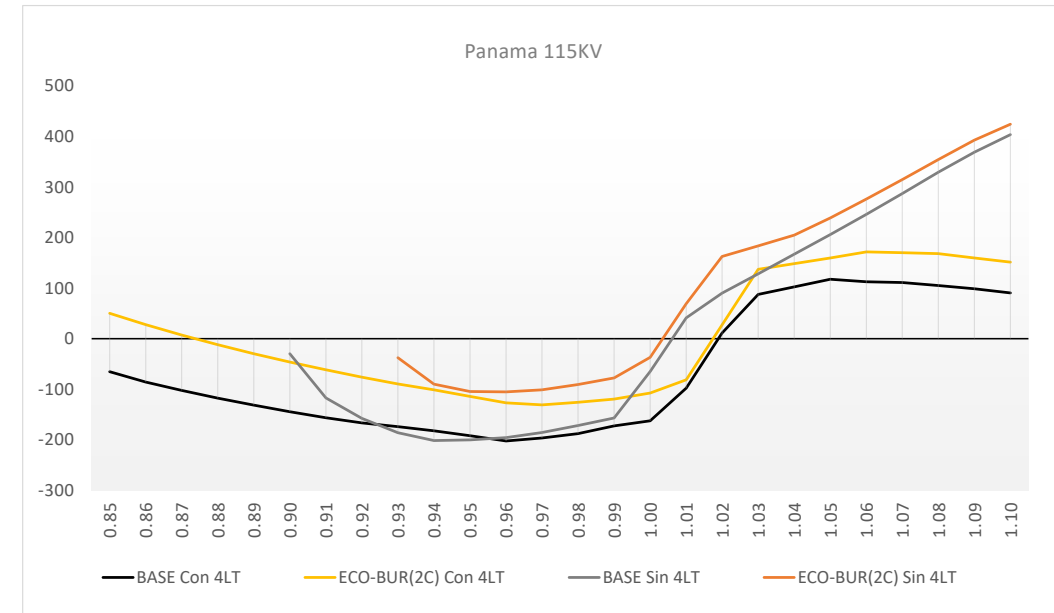
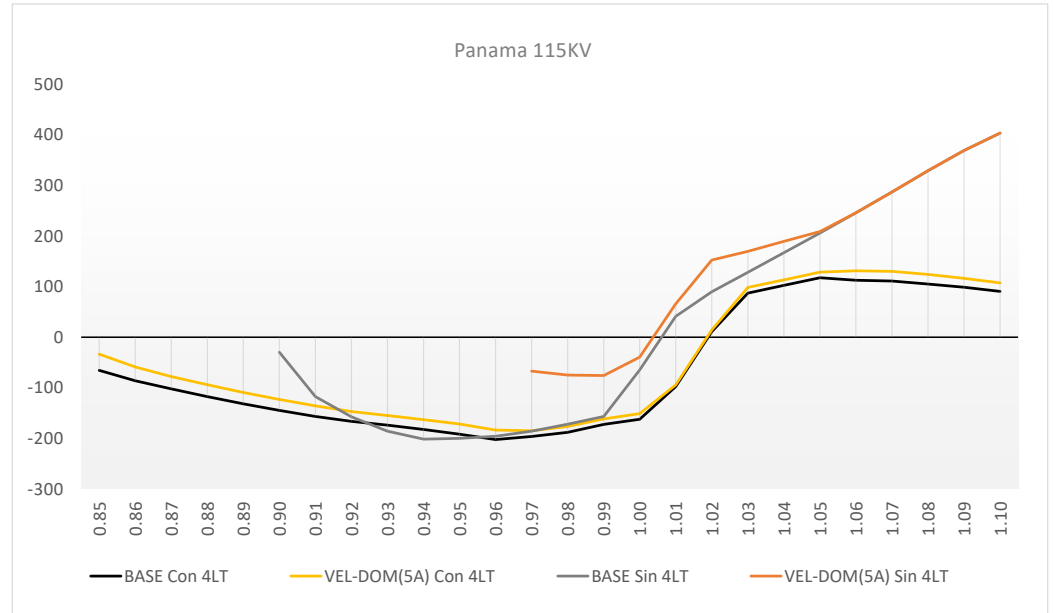
A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.



Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-202.39		0.96	-197.39		0.94	-250.11		0.98
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-184.97	-17.42	0.97	-180.37	-17.02	0.95	-228.65	-21.46	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-130.95	-71.44	0.97	-129.95	-67.44	0.95	-164.88	-85.23	0.98
BASE Sin 4LT	-201.53	-0.86	0.94	-207.25	9.86	0.93	-215.72	-34.38	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-75.75	-126.64	0.99	-79.31	-118.08	0.98	-70.97	-179.13	0.97
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-105.26	-97.13	0.96	-110.28	-87.11	0.95	-107.82	-142.29	0.94



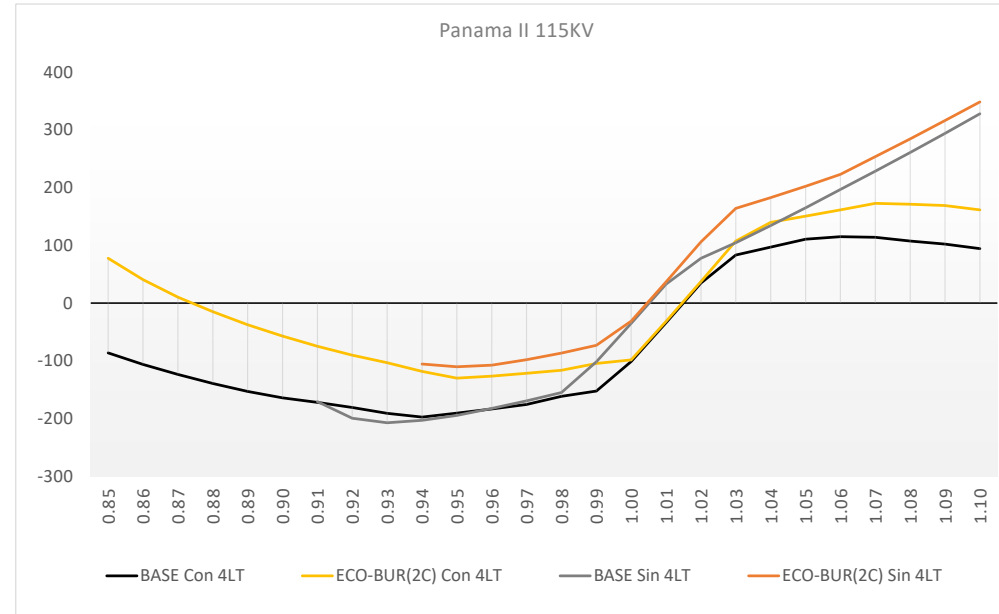
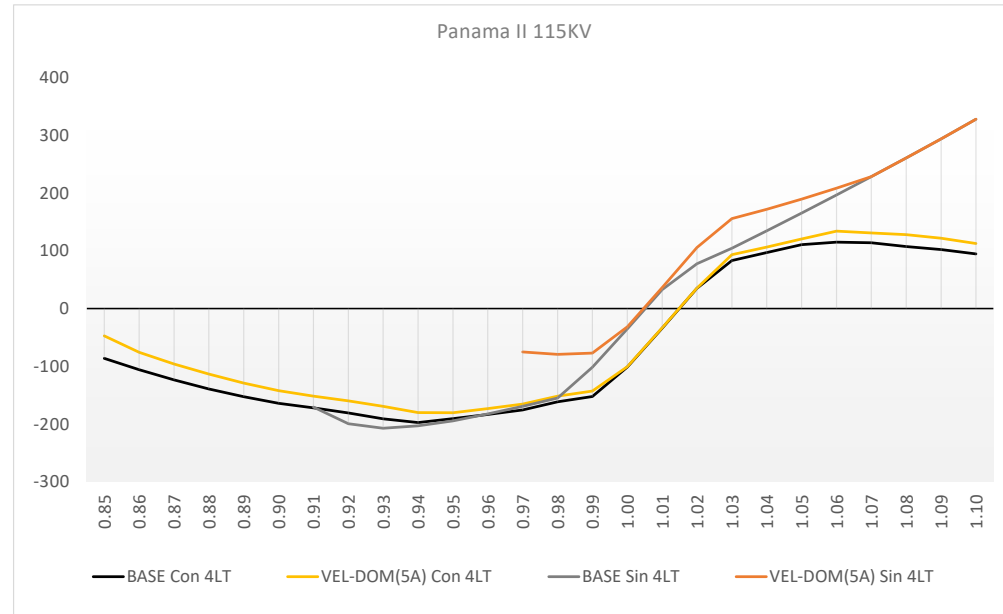
CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																											
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6002 BASE Con 4LT	90.737	98.710	105.316	111.212	112.563	117.621	102.572	87.429	11.154	-97.692	-162.290	-172.477	-187.942	-196.452	-202.388	-191.857	-182.366	-173.971	-166.407	-156.597	-144.642	-131.625	-117.469	-102.330	-85.942	-65.473	-202.388		
6002 VEL-DOM(5A) Con 4LT	107.540	116.480	124.079	130.171	131.365	128.600	113.503	98.485	14.540	-94.315	-151.187	-161.391	-176.550	-184.970	-183.424	-171.701	-162.979	-154.743	-146.798	-135.630	-123.154	-109.078	-94.022	-77.684	-58.965	-33.430	-184.970		
6002 ECO-BUR(2C) Con 4LT	151.614	159.860	168.270	170.259	171.742	159.778	148.545	137.109	27.215	-81.360	-107.409	-119.473	-125.742	-130.951	-126.926	-114.131	-101.262	-89.545	-76.086	-61.686	-46.173	-29.724	-11.832	7.130	27.835	50.210	-130.951		
6002 BASE Sin 4LT	403.721	369.159	329.500	287.230	246.062	206.004	167.064	128.162	90.024	41.262	-64.904	-156.816	-171.985	-185.777	-195.890	-200.198	-201.533	-185.852	-157.571	-117.395	-29.626						-201.533		
6002 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	403.721	369.159	329.500	287.230	246.062	209.063	189.518	169.940	152.446	66.055	-39.523	-75.750	-74.756	-66.914														-75.750	
6002 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	424.332	392.869	354.572	314.938	276.374	238.889	204.747	183.524	162.804	69.107	-37.030	-77.549	-90.638	-101.215	-105.256	-104.493	-89.773	-37.624										-105.256	
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	-65.473	-85.942	-102.330	-117.469	-131.625	-144.642	-156.597	-166.407	-173.971	-182.366	-191.857	-202.388	-196.452	-187.942	-172.477	-162.290	-97.692	11.154	87.429	102.572	117.621	112.563	111.212	105.316	98.710	90.737	-202.388	0.96	
3 VEL-DOM(5A) Con 4LT	-33.430	-58.965	-77.684	-94.022	-109.078	-123.154	-135.630	-146.798	-154.743	-162.979	-171.701	-183.424	-184.970	-176.550	-161.391	-151.187	-94.315	14.540	98.485	113.503	128.600	131.365	130.171	124.079	116.480	107.540	-184.970	-17.418	0.97
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT	50.210	27.835	7.130	-11.832	-29.724	-46.173	-61.686	-76.086	-89.545	-101.262	-114.131	-126.926	-130.951	-125.742	-119.473	-107.409	-81.360	27.215	137.109	148.545	159.778	171.742	170.259	168.270	159.860	151.614	-130.951	-71.437	0.97
5 BASE Sin 4LT																													0.94
6 VEL-DOM(5A) Sin 4LT																													0.99
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT																													0.96
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			



Handwritten signature or initials.



CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																											
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6004 BASE Con 4LT	94.459	102.130	107.498	113.821	114.977	110.595	96.801	83.325	34.927	-33.827	-101.170	-152.392	-161.460	-175.406	-183.265	-190.469	-197.390	-190.834	-180.705	-172.028	-164.076	-152.795	-139.076	-123.397	-106.026	-86.088	-197.390		
6004 VEL-DOM(5A) Con 4LT	112.466	121.690	128.021	131.071	134.025	120.369	106.438	93.150	35.416	-33.342	-100.689	-142.751	-151.693	-165.532	-173.213	-180.369	-180.174	-169.248	-159.943	-151.786	-142.242	-128.974	-113.458	-95.943	-75.804	-47.228	-180.369		
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	161.324	168.881	171.129	172.679	161.380	150.505	139.605	107.430	37.255	-31.511	-98.276	-104.650	-116.178	-121.408	-126.354	-129.949	-118.348	-103.159	-90.162	-74.689	-57.059	-37.500	-15.068	10.349	40.691	77.758	-129.949		
6004 BASE Sin 4LT	327.768	293.909	260.781	228.384	196.579	165.094	134.353	104.357	77.656	32.679	-35.232	-101.729	-154.936	-169.398	-182.414	-194.359	-203.004	-207.245	-199.394	-170.494							-207.245		
6004 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	327.768	293.909	260.781	228.384	208.561	189.441	171.906	155.896	105.697	36.359	-31.565	-77.047	-79.307	-75.070													-79.307		
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	348.316	315.969	284.343	253.439	222.735	202.175	182.668	164.111	106.134	36.782	-31.158	-73.080	-86.430	-98.020	-107.422	-110.277	-105.661											-110.277	
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	-86.088	-106.026	-123.397	-139.076	-152.795	-164.076	-172.028	-180.705	-190.834	-197.390	-190.469	-183.265	-175.406	-161.460	-152.392	-101.170	-33.827	34.927	83.325	96.801	110.595	114.977	113.821	107.498	102.130	94.459	-197.390	0.94	
3 VEL-DOM(5A) Con 4LT	-47.228	-75.804	-95.943	-113.458	-128.974	-142.242	-151.786	-159.943	-169.248	-180.174	-180.369	-173.213	-165.532	-151.693	-142.751	-100.689	-33.342	35.416	93.150	106.438	120.369	134.025	131.071	128.021	121.690	112.466	-180.369	-17.021	0.95
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT	77.758	40.691	10.349	-15.068	-37.500	-57.059	-74.689	-90.162	-103.159	-118.348	-129.949	-126.354	-121.408	-116.178	-104.650	-98.276	-31.511	37.255	107.430	139.605	150.505	161.380	172.679	171.129	168.881	161.324	-129.949	-67.441	0.95
5 BASE Sin 4LT																												9.855	0.93
6 VEL-DOM(5A) Sin 4LT							-170.494	-199.394	-207.245	-203.004	-194.359	-182.414	-169.398	-154.936	-101.729	-35.232	32.679	77.656	104.357	134.353	165.094	196.579	228.384	260.781	293.909	327.768	-207.245	-118.083	0.98
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT										-105.661	-110.277	-107.422	-98.020	-86.430	-73.080	-31.158	36.782	106.134	164.111	182.668	202.175	222.735	253.439	284.343	315.969	348.316	-110.277	-87.113	0.95
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			

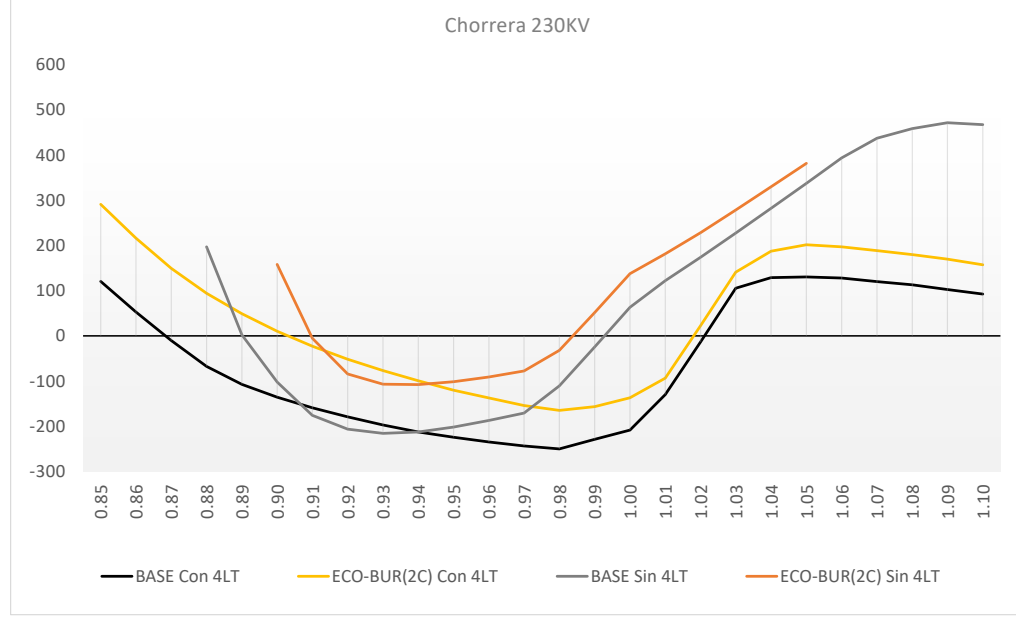
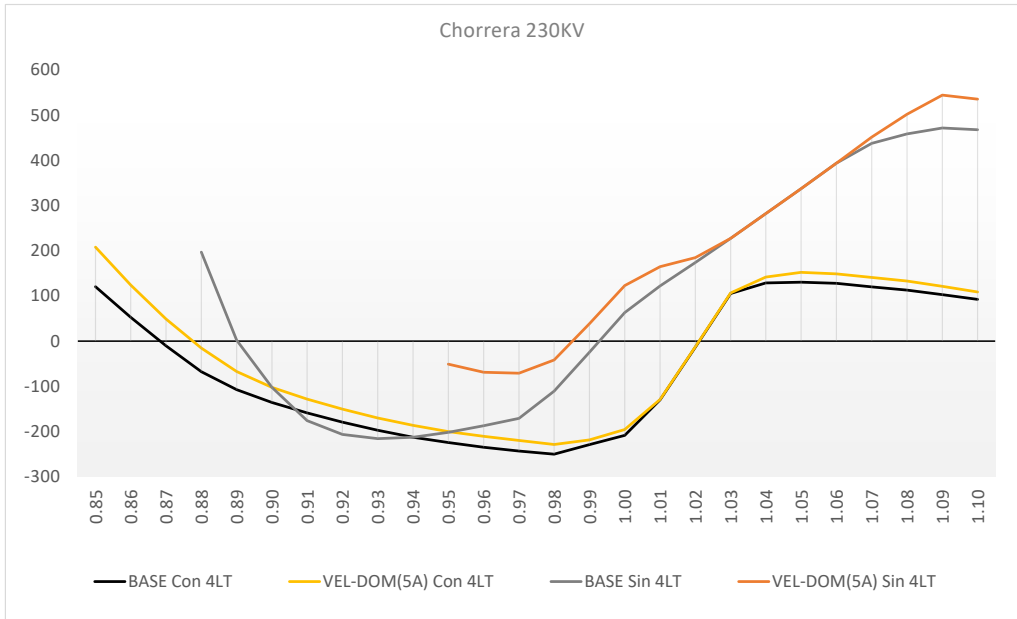


AP



CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																									
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min
6005 BASE Con 4LT	92.304	102.674	112.776	119.967	127.823	130.423	128.932	105.267	-13.297	-129.980	-208.555	-228.983	-250.108	-243.369	-234.946	-224.442	-212.495	-197.121	-179.383	-158.944	-135.638	-107.512	-67.627	-10.544	52.784	120.328	-250.108
6005 VEL-DOM(5A) Con 4LT	108.570	121.357	132.992	141.031	149.020	152.299	141.669	106.598	-12.556	-129.259	-195.553	-218.512	-228.651	-219.671	-210.624	-199.991	-186.469	-170.013	-150.592	-128.287	-102.262	-67.198	-15.622	49.137	124.100	207.967	-228.651
6005 ECO-BUR(2C) Con 4LT	157.295	169.919	179.812	188.530	196.950	201.593	187.185	141.058	22.521	-93.557	-137.151	-156.489	-164.877	-153.996	-137.383	-120.307	-99.405	-76.838	-51.566	-22.686	10.228	48.918	94.258	149.345	216.192	291.052	-164.877
6005 BASE Sin 4LT	467.589	471.579	458.471	437.486	393.918	337.314	282.076	227.516	174.061	122.000	63.273	-24.728	-110.588	-170.710	-187.292	-201.729	-212.575	-215.725	-206.288	-175.776	-102.455	2.307	196.889				-215.725
6005 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	535.208	544.286	502.067	451.442	393.917	337.314	282.076	227.516	184.862	164.502	122.871	38.478	-41.717	-70.974	-68.863	-50.795											-70.974
6005 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	546.141	551.926	535.040	488.439	434.951	381.722	329.851	278.560	228.395	181.495	137.433	51.449	-32.082	-77.625	-91.174	-101.414	-107.821	-107.037	-84.266	-5.353	157.919						-107.821

VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min
2 BASE Con 4LT	120.328	52.784	-10.544	-67.627	-107.512	-135.638	-158.944	-179.383	-197.121	-212.495	-224.442	-234.946	-243.369	-250.108	-228.983	-208.555	-129.980	-13.297	105.267	128.932	130.423	127.823	119.967	112.776	102.674	92.304	-250.108
3 VEL-DOM(5A) Con 4LT	207.967	124.100	49.137	-15.622	-67.198	-102.262	-128.287	-150.592	-170.013	-186.469	-199.991	-210.624	-219.671	-228.651	-218.512	-195.553	-129.259	-12.556	106.598	141.669	152.299	149.020	141.031	132.992	121.357	108.570	-228.651
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT	291.052	216.192	149.345	94.258	48.918	10.228	-22.686	-51.566	-76.838	-99.405	-120.307	-137.383	-153.996	-164.877	-156.489	-137.151	-93.557	22.521	141.058	187.185	201.593	196.950	188.530	179.812	169.919	157.295	-164.877
5 BASE Sin 4LT				196.889	2.307	-102.455	-175.776	-206.288	-215.725	-212.575	-201.729	-187.292	-170.710	-110.588	-24.728	63.273	122.000	174.061	227.516	282.076	337.314	393.918	437.486	458.471	471.579	467.589	-215.725
6 VEL-DOM(5A) Sin 4LT											-50.795	-68.863	-70.974	-41.717	38.478	122.871	164.502	184.862	227.516	282.076	337.314	393.917	451.442	502.067	544.286	535.208	-70.974
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT						157.919	-5.353	-84.266	-107.037	-107.821	-101.414	-91.174	-77.625	-32.082	51.449	137.433	181.495	228.395	278.560	329.851	381.722	434.951	488.439	535.040	551.926	546.141	-107.821
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	



Handwritten signature or initials.



1298

2024

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

1300



Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-157.56		0.96	-155.91		0.95	-198.79		0.98
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-143.96	-13.60	0.97	-143.66	-12.25	0.95	-178.54	-20.25	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-86.24	-71.32	0.97	-86.25	-69.66	0.96	-106.63	-92.16	0.98
BASE Sin 4LT	-199.89	42.33	0.93	-208.40	52.48	0.91	-220.83	22.03	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-98.57	-58.99	0.96	-104.41	-51.50	0.95	-99.03	-99.76	0.96
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-112.73	-44.83	0.94	-121.29	-34.63	0.93	-119.43	-79.36	0.94

B

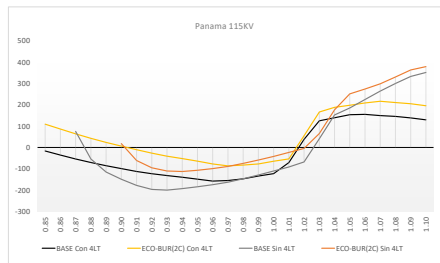
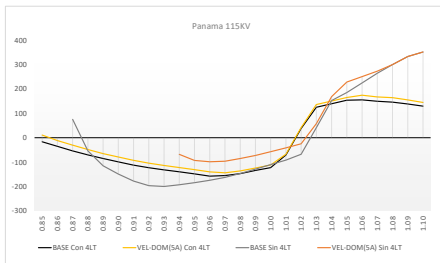


CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MWAR)

	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min
6002 BASE Con 4LT	129,487	138,442	145,794	149,574	155,221	153,644	139,300	125,053	37,977	-70,913	-122,720	-134,049	-147,204	-151,043	-167,566	-148,428	-139,644	-131,882	-122,958	-112,532	-99,164	-85,395	-70,460	-51,300	-35,478	-16,553	-157,561
6002 VEL-DOM(SA) Con 4LT	246,498	155,182	164,124	167,138	174,348	164,823	150,433	136,087	41,344	-67,372	-121,844	-124,461	-136,211	-143,961	-140,116	-130,800	-122,249	-113,951	-104,399	-92,693	-79,013	-65,118	-48,575	-30,379	-11,636	11,095	-143,961
6002 ECO-BUR(C) Con 4LT	195,510	205,127	210,445	216,563	208,849	197,983	188,121	166,327	34,959	-53,653	-64,454	-77,449	-82,359	-86,264	-77,255	-64,270	-52,322	-40,741	-26,673	-10,637	6,472	23,508	42,817	63,912	86,234	109,428	-86,244
6002 BASE Sin 4LT	351,539	332,909	299,816	264,268	224,823	185,205	152,296	41,880	-67,826	-91,723	-110,219	-128,323	-144,724	-162,896	-174,579	-184,350	-190,806	-199,894	-196,567	-177,756	-149,110	-115,115	-54,166	75,450			-199,894
6002 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	351,539	332,909	299,816	272,983	250,551	228,303	168,593	57,635	-24,907	-61,434	-97,497	-122,660	-85,384	-96,300	-98,571	-93,147	-68,149										-98,571
6002 ECO-BUR(C) Sin 4LT	379,015	363,282	330,445	298,341	274,140	251,060	176,431	65,195	-4,649	-23,157	-61,834	-99,036	-74,748	-89,045	-98,980	-106,972	-112,728	-110,460	-95,224	-61,290	17,888						-112,728

VOLTAGE SETPOINT->

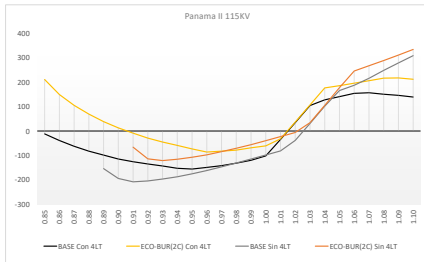
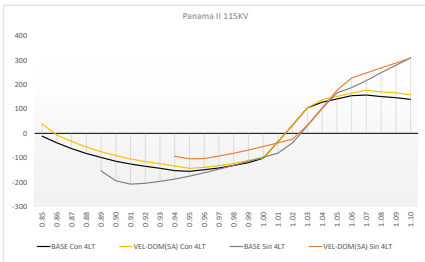
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min			
2 BASE Con 4LT	-16,553	-35,478	-53,920	-70,460	-85,395	-99,064	-112,532	-122,958	-131,882	-139,644	-148,428	-157,361	-155,043	-147,204	-134,069	-122,720	-70,913	37,977	125,003	139,300	153,644	155,221	149,574	145,794	138,442	129,487	-157,561	0.96		
3 VEL-DOM(SA) Con 4LT	11,095	-11,636	-30,379	-48,575	-65,118	-79,013	-92,693	-104,399	-113,951	-122,249	-130,800	-140,116	-143,961	-136,211	-124,461	-111,844	-67,372	41,344	136,087	150,433	164,823	174,348	167,138	164,124	155,182	144,498	-143,961	-13,600	0.97	
4 ECO-BUR(C) Con 4LT	109,428	86,234	63,912	42,817	23,508	6,472	-10,637	-26,673	-40,741	-52,322	-64,270	-77,255	-86,264	-82,359	-77,449	-64,454	-53,653	34,959	166,327	188,121	197,983	208,849	216,563	210,445	205,127	195,510	-86,244	-71,317	0.97	
5 BASE Sin 4LT			75,450	-54,166	-115,115	-149,110	-177,756	-196,567	-199,894	-192,806	-184,350	-174,579	-162,896	-146,724	-128,323	-110,219	-91,723	-67,826	41,880	152,296	185,205	224,823	264,268	298,816	332,909	351,539	-199,894	42,314	0.93	
6 VEL-DOM(SA) Sin 4LT						17,888	-61,290	-95,224	-110,460	-112,728	-106,972	-98,980	-89,045	-74,748	-59,036	-41,834	-23,157	-6,149	-4,649	62,195	168,593	228,303	250,551	272,983	298,816	332,909	351,539	-98,571	-58,990	0.96
7 ECO-BUR(C) Sin 4LT																													0.94	





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MVAR)

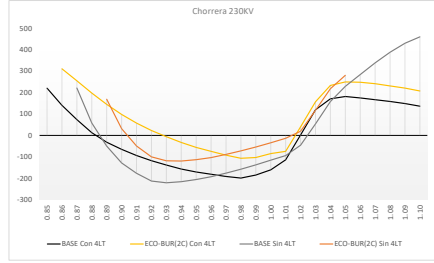
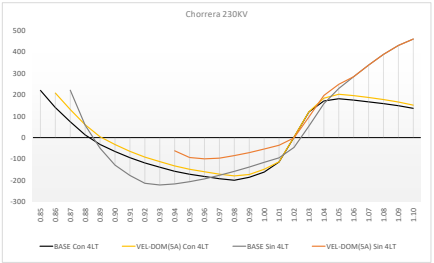
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	MIn		
6004 BASE Com 4LT	139.320	146.324	150.933	157.011	164.615	141.152	127.930	104.055	34.280	-34.586	-101.984	-120.172	-132.009	-142.141	-149.354	-155.915	-152.959	-143.299	-135.182	-125.970	-114.465	-99.815	-82.630	-62.677	-38.939	-11.666	-155.915		
6004 VEL-DOM(SA) Con 4LT	197.724	166.338	169.980	176.940	164.724	151.086	137.876	105.016	34.768	-34.073	-101.505	-110.443	-124.351	-132.312	-139.424	-143.662	-134.170	-124.582	-115.794	-105.282	-91.194	-75.432	-60.300	-42.654	-26.770	39.261	-143.662		
6004 ECO-BUR(ZC) Con 4LT	212.217	217.761	216.879	206.368	198.278	186.015	176.793	167.018	36.761	-32.087	-81.099	-68.930	-78.408	-82.719	-86.230	-73.263	-59.123	-45.257	-29.189	-8.843	13.108	38.442	69.418	105.272	149.657	211.308	-86.230		
6004 BASE Sin 4LT	309.180	279.362	248.652	216.253	187.639	165.355	141.850	30.929	-38.584	-81.494	-98.251	-114.760	-131.221	-147.093	-162.965	-175.000	-187.439	-196.833	-204.925	-208.397	-194.713	-154.328					-208.397		
6004 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	309.180	288.257	248.652	247.622	227.007	176.613	104.271	33.357	-23.698	-54.051	-68.577	-82.781	-93.262	-103.274	-104.621	-94.223												-104.621	
6004 ECO-BUR(ZC) Sin 4LT	334.680	311.519	289.232	267.763	246.130	177.732	103.376	34.429	-5.960	-22.796	-39.733	-55.864	-70.787	-84.717	-97.620	-107.733	-113.629											-121.286	
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.840	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	MIn		
2 BASE Com 4LT	-11.666	-38.899	-62.677	-82.630	-98.815	-114.665	-125.970	-135.182	-143.299	-152.959	-155.915	-149.356	-142.141	-132.009	-120.172	-101.984	-34.586	34.280	104.529	127.930	141.152	154.615	157.071	150.933	146.324	139.320	-155.915	0.95	
3 VEL-DOM(SA) Con 4LT	39.261	-6.770	-32.654	-56.300	-75.432	-91.194	-103.282	-115.794	-124.582	-134.170	-143.662	-139.424	-132.312	-124.351	-110.443	-101.505	-34.073	34.768	105.016	137.876	151.086	164.724	176.940	169.980	166.338	157.724	-143.662	-12.253	0.95
4 ECO-BUR(ZC) Con 4LT	211.308	149.657	105.272	69.418	38.442	13.108	-8.843	-29.189	-45.257	-59.123	-66.230	-78.408	-82.719	-86.230	-81.099	-68.930	-54.099	-32.087	36.761	107.018	176.793	186.015	196.278	206.368	216.879	212.217	-86.230	-69.465	0.96
5 BASE Sin 4LT																													
6 VEL-DOM(SA) Sin 4LT																													
7 ECO-BUR(ZC) Sin 4LT																													
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MVAR)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	MIn	
6005 BASE Com 4LT	196.326	140.522	158.119	146.398	174.771	181.201	176.465	119.496	1.687	-113.689	-160.379	-184.854	-198.799	-191.574	-181.114	-170.687	-156.827	-138.061	-118.116	-93.739	-64.953	-31.828	12.580	73.533	140.140	220.133	-186.793	
6005 VEL-DOM(SA) Com 4LT	151.160	165.789	177.236	187.031	195.507	201.838	183.518	120.317	2.466	-112.941	-147.656	-171.755	-178.244	-170.304	-159.175	-147.477	-131.823	-111.994	-90.794	-63.907	-32.329	3.862	35.845	130.641	207.627	-179.544		
6005 ECO-BUR(2C) Com 4LT	206.895	220.499	230.709	241.076	247.601	249.202	232.911	156.892	39.519	-74.469	-84.933	-103.032	-106.632	-92.053	-74.162	-55.843	-32.862	-5.351	22.875	57.231	97.605	144.880	197.438	254.542	310.424	-166.632		
6005 BASE Sin 4LT	459.313	429.634	387.840	337.875	283.645	228.099	157.894	53.527	-45.864	-94.125	-115.250	-137.262	-157.492	-175.163	-192.473	-205.579	-215.814	-220.632	-212.852	-176.480	-128.302	-49.696	57.708	220.974	459.313	-220.828		
6005 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	459.313	429.634	387.840	337.875	283.645	248.170	196.398	96.162	-1.224	-35.716	-53.083	-70.039	-83.997	-95.770	-109.039	-124.224	-139.033	-152.716	-161.355	-176.480	-189.599	-199.896	-199.896	-199.896	-199.896	-199.896	-199.896	
6005 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	490.452	466.547	428.937	383.009	331.703	280.127	217.428	117.232	19.478	-13.567	-34.331	-54.213	-72.157	-88.525	-103.224	-113.174	-119.435	-118.500	-99.896	-49.379	31.300	168.776					-119.435	
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	MIn	
2 BASE Com 4LT	220.133	140.140	73.533	12.580	-31.828	-64.953	-83.739	-118.116	-138.061	-156.827	-170.687	-181.116	-191.574	-198.799	-184.854	-160.379	-113.689	1.687	119.496	170.465	181.201	174.771	166.398	158.119	148.522	136.326	-198.793	0.98
3 VEL-DOM(SA) Com 4LT	207.627	130.641	59.845	3.862	-32.329	-63.907	-90.794	-111.994	-131.823	-147.477	-159.175	-170.304	-178.244	-171.755	-147.656	-112.941	2.466	120.317	183.518	201.838	195.507	187.031	177.236	165.789	151.160	-179.544	-20.249	0.98
4 ECO-BUR(2C) Com 4LT	206.895	220.499	230.709	241.076	247.601	249.202	232.911	156.892	39.519	-74.469	-84.933	-103.032	-106.632	-92.053	-74.162	-55.843	-32.862	-5.351	22.875	57.231	97.605	144.880	197.438	254.542	310.424	-166.632		
5 BASE Sin 4LT	459.313	429.634	387.840	337.875	283.645	228.099	157.894	53.527	-45.864	-94.125	-115.250	-137.262	-157.492	-175.163	-192.473	-205.579	-215.814	-220.632	-212.852	-176.480	-128.302	-49.696	57.708	220.974	459.313	-220.828		
6 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	459.313	429.634	387.840	337.875	283.645	248.170	196.398	96.162	-1.224	-35.716	-53.083	-70.039	-83.997	-95.770	-109.039	-124.224	-139.033	-152.716	-161.355	-176.480	-189.599	-199.896	-199.896	-199.896	-199.896	-199.896	-199.896	0.96
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	490.452	466.547	428.937	383.009	331.703	280.127	217.428	117.232	19.478	-13.567	-34.331	-54.213	-72.157	-88.525	-103.224	-113.174	-119.435	-118.500	-99.896	-49.379	31.300	168.776					-119.435	0.94





2025

AP



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

1306

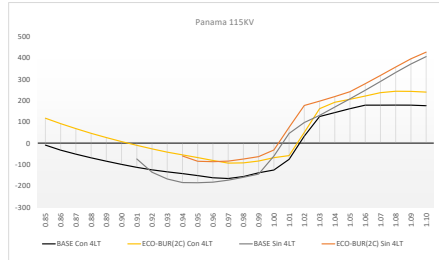
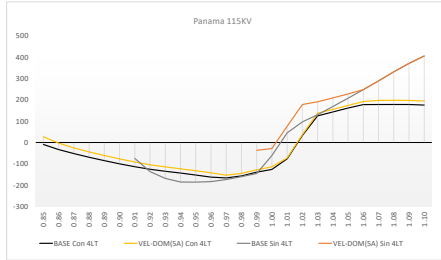


Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-166.00		0.97	-163.89		0.95	-208.57		0.98
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-153.36	-12.64	0.97	-146.51	-17.38	0.95	-185.64	-22.93	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-93.79	-72.21	0.97	-92.24	-71.65	0.96	-116.51	-92.06	0.98
BASE Sin 4LT	-185.78	19.78	0.95	-192.81	28.92	0.93	-198.64	-9.93	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-36.60	-129.39	0.99	-39.04	-124.85	0.99	-33.88	-174.69	0.97
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-86.99	-79.01	0.96	-90.87	-73.02	0.95	-88.37	-120.20	0.94



CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MVAR)

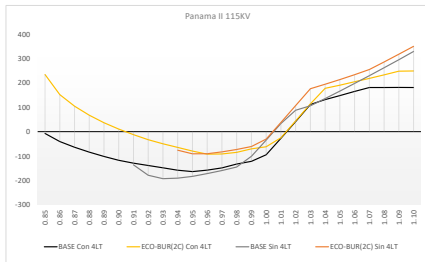
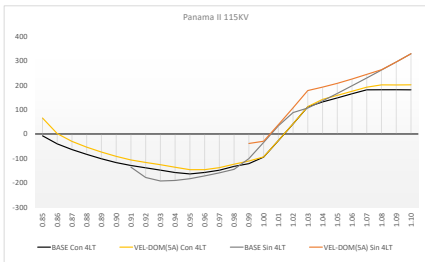
	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min			
6002 BASE Con 4LT	175.394	177.929	178.220	177.966	177.758	177.588	177.445	177.320	174.757	32.760	-76.259	-126.105	-139.169	-156.800	-165.998	-162.302	-152.421	-143.140	-134.754	-125.507	-113.569	-99.868	-84.885	-69.023	-51.924	-35.058	-9.258	-165.998	0.97	
6002 VEL-DOM(SA) Con 4LT	194.402	197.245	197.759	197.351	192.063	173.542	135.232	136.983	36.400	-72.410	-113.897	-128.305	-144.376	-155.357	-142.149	-132.921	-123.108	-114.368	-104.421	-91.439	-76.810	-61.044	-44.023	-25.256	-9.258	-165.998	-153.357	-12.209	0.97	
6002 ECD-BUR(2C) Con 4LT	239.159	242.422	243.073	236.575	220.787	205.518	191.433	161.298	49.908	-58.583	-68.394	-84.161	-92.244	-93.789	-81.292	-67.873	-55.263	-42.414	-27.049	-10.496	7.217	25.935	45.963	67.813	91.316	116.707	-93.789	-93.789	0.97	
6002 BASE Sin 4LT	405.498	370.945	351.184	288.921	247.760	207.710	168.777	129.883	96.595	45.592	-60.811	-145.203	-160.113	-173.588	-183.213	-185.972	-185.181	-168.170	-136.544	-74.307							-185.782	-185.782	0.99	
6002 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	405.498	370.945	351.184	288.921	247.760	207.710	168.777	129.883	96.595	45.592	-60.811	-145.203	-160.113	-173.588	-183.213	-185.972	-185.181	-168.170	-136.544	-74.307							-185.782	-185.782	0.99	
6002 ECD-BUR(2C) Sin 4LT	426.578	395.128	356.703	317.079	278.528	241.055	218.048	196.731	176.362	73.937	-32.162	-63.256	-74.830	-84.262	-86.989	-85.179	-60.291											-86.989	-86.989	0.99
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min			
2 BASE Con 4LT	-9.258	-33.058	-51.924	-69.023	-84.885	-99.868	-113.569	-125.507	-134.754	-143.140	-152.421	-162.302	-165.998	-156.800	-139.169	-126.105	-76.259	32.760	124.757	143.120	161.545	177.758	177.966	178.220	177.929	175.394	-165.998	0.97		
3 VEL-DOM(SA) Con 4LT	26.665	-2.899	-25.256	-44.023	-61.044	-76.810	-91.439	-104.421	-114.368	-123.108	-132.321	-142.149	-153.357	-144.376	-128.305	-113.897	-72.410	36.400	136.985	155.232	173.542	192.063	197.351	197.759	197.245	194.402	-153.357	-12.209	0.97	
4 ECD-BUR(2C) Con 4LT	116.707	91.316	67.813	45.963	25.935	7.217																							0.97	
5 BASE Sin 4LT							-74.307	-136.544	-168.170	-185.181	-183.782	-183.213	-173.588	-160.113	-145.203	-60.811	45.592	96.595	129.883	168.777	207.710	247.760	288.921	331.184	370.945	405.498	-185.782	19.784	0.95	
6 VEL-DOM(SA) Sin 4LT																													0.99	
7 ECD-BUR(2C) Sin 4LT																													0.99	





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

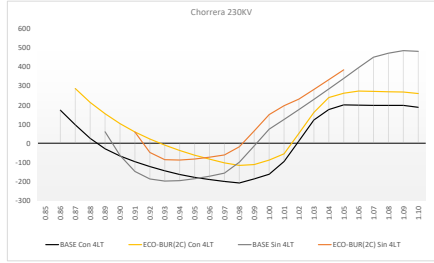
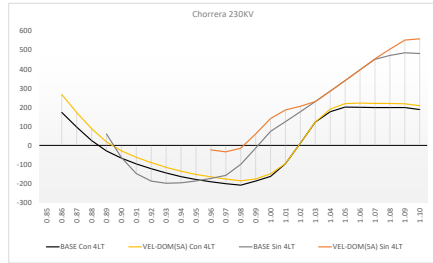
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6004 BASE Con 4LT	181.037	181.086	181.257	181.964	164.877	148.053	131.468	111.492	41.296	-27.491	-94.867	-121.607	-132.789	-144.791	-157.741	-163.890	-156.078	-148.236	-138.781	-129.329	-117.353	-101.734	-83.805	-61.833	-40.566	-7.365	-163.890		
6004 VEL-DOM(SA) Con 4LT	251.652	251.091	251.337	191.968	175.317	158.344	142.108	112.036	41.835	-24.935	-84.314	-111.007	-122.993	-138.161	-146.441	-146.304	-136.424	-126.034	-116.888	-106.767	-91.784	-74.085	-54.050	-30.582	1.337	65.419	-146.506		
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	249.021	248.122	232.920	218.621	204.747	190.812	177.930	114.011	43.803	-24.996	-61.884	-70.525	-84.866	-91.534	-92.038	-79.754	-64.529	-49.733	-32.896	-12.485	10.648	36.711	67.422	104.572	151.985	234.237	-92.238		
6004 BASE Sin 4LT	329.080	295.223	262.096	229.702	197.882	166.400	135.661	106.395	87.742	33.305	-34.612	-101.115	-145.172	-159.349	-172.038	-183.601	-190.695	-192.814	-178.729	-136.290								-192.814	
6004 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	329.080	295.223	262.096	229.702	197.882	166.400	135.661	106.395	87.742	37.994	-29.910	-90.206																-39.036	
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	350.011	317.670	286.049	255.151	233.823	213.688	194.504	176.344	106.877	37.519	-30.425	-60.784	-73.051	-82.999	-90.349	-90.867	-75.914											-90.867	
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	-7.561	-40.566	-63.833	-83.805	-101.734	-117.353	-129.329	-138.781	-148.236	-158.078	-163.890	-157.761	-148.791	-132.789	-121.607	-94.867	-27.491	41.296	111.492	131.468	148.053	164.877	180.964	181.257	181.486	181.037	-163.890	0.95	
3 VEL-DOM(SA) Con 4LT	65.419	1.337	-30.582	-54.050	-74.085	-91.784	-106.767	-116.888	-126.034	-136.424	-146.304	-146.441	-139.161	-123.993	-111.007	-94.314	-24.935	41.835	112.036	142.108	158.344	175.317	191.968	201.337	201.091	201.652	-146.506	-17.385	0.95
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT	234.237	151.985	104.572	67.422	36.711	10.648	-12.485	-32.896	-49.733	-64.529	-79.754	-90.206	-91.534	-84.866	-70.525	-61.884	-24.996	43.803	114.011	177.930	190.812	204.747	218.621	232.920	248.122	249.021	-92.238	0.96	
5 BASE Sin 4LT							-116.290	-178.729	-192.814	-190.695	-183.601	-172.038	-159.349	-145.172	-101.115	-34.612	33.305	87.742	106.395	135.661	166.400	197.882	229.702	262.096	295.223	329.080	-192.814	28.924	0.93
6 VEL-DOM(SA) Sin 4LT												-39.036	-29.910	37.994	107.316	178.053	192.249	207.787	225.333	244.379	263.500	295.223	329.080				-39.036	-124.855	0.99
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT																												-73.024	0.95
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min			
6005 BASE Con 4LT	188.057	198.364	198.387	198.442	199.583	200.915	176.558	122.038	11.874	-84.040	-142.795	-187.115	-208.569	-200.741	-190.422	-179.143	-163.883	-144.735	-122.367	-94.991	-47.038	-29.159	25.371	91.045	172.991		-208.569			
6005 VEL-DOM(SA) Con 4LT	208.071	218.278	219.429	220.307	221.801	218.314	190.287	122.370	12.384	-85.549	-149.942	-176.156	-192.038	-176.420	-164.322	-152.349	-135.511	-113.056	-90.404	-62.441	-28.830	18.396	87.928	172.262	266.975		-185.638			
6005 ECD-BUR(ZC) Con 4LT	262.509	268.247	269.514	271.766	273.304	262.037	239.325	161.118	51.538	-55.785	-88.626	-112.000	-116.909	-101.147	-83.243	-62.842	-38.190	-9.895	21.920	58.781	102.412	134.595	213.741	286.675		-116.509				
6005 BASE Sin 4LT	481.611	485.436	471.769	451.045	396.228	339.645	284.429	229.883	176.451	124.415	73.660	-14.122	-99.832	-150.989	-173.131	-186.336	-194.174	-198.643	-187.500	-148.097	-64.178	59.797				-198.643				
6005 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	538.362	552.199	504.405	453.802	396.227	339.645	284.429	229.883	205.227	185.926	141.043	60.211	-14.953	-54.883	-73.494	-82.888	-81.348	-86.590	-84.435	58.620							-53.893			
6005 ECD-BUR(ZC) Sin 4LT	561.339	567.242	537.971	491.400	437.869	384.671	332.831	281.564	231.433	196.401	150.128	64.382	-18.813	-61.419	-73.337	-82.888	-81.348	-86.590	-84.435	58.620								-83.368		
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min			
2 BASE Con 4LT	172.991	94.045	25.371	-29.159	-67.038	-94.991	-122.367	-144.735	-163.883	-179.141	-190.422	-200.741	-208.569	-187.115	-162.795	-142.038	-118.874	-94.040	11.874	122.038	176.558	200.915	199.583	198.442	198.387	198.364	188.057	-208.569		
3 VEL-DOM(SA) Con 4LT	266.975	172.262	87.928	18.396	-28.830	-62.441	-90.404	-115.056	-135.511	-152.349	-164.322	-176.420	-185.638	-176.156	-149.942	-95.549	12.384	122.370	190.297	218.914	221.801	220.307	219.429	218.278	208.071	208.071	-185.638	-22.931		
4 ECD-BUR(ZC) Con 4LT	266.675	213.741	154.595	102.412	58.781	21.920	-9.895	-38.190	-62.842	-83.243	-103.147	-116.909	-112.000	-88.626	-55.785	51.538	161.118	239.325	262.037	273.304	271.766	269.514	268.247	265.059	265.059	-116.509	-82.041	0.98		
5 BASE Sin 4LT					59.797	-64.178	-148.097	-187.500	-206.643	-196.174	-166.336	-133.131	-99.832	-99.832	-14.122	73.660	124.415	176.451	229.883	284.429	339.645	396.228	451.045	471.769	485.436	481.611	-198.643	-9.924	0.93	
6 VEL-DOM(SA) Sin 4LT						58.620	-48.435	-84.435	-84.364	-82.888	-73.337	-61.419	-41.953	-33.893	-14.953	60.211	141.043	185.926	205.227	229.883	284.429	339.645	396.227	453.802	504.405	552.199	558.362	-33.893	-174.686	0.97
7 ECD-BUR(ZC) Sin 4LT																												0.94		





1310

2026

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



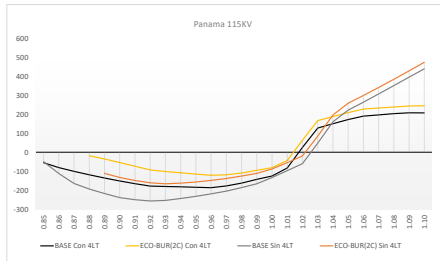
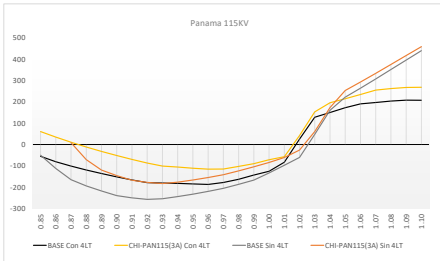
Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-187.12		0.96	-188.80		0.94	-228.57		0.95
CHI-PAN115(3A) Con 4LT	-115.52	-71.60	0.96	-118.54	-70.25	0.95	-140.75	-87.82	0.97
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-121.80	-65.32	0.96	-128.70	-60.09	0.95	-158.22	-70.35	0.98
BASE Sin 4LT	-257.18	70.06	0.92	-262.21	73.41	0.90	-288.99	60.42	0.91
CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	-183.07	-4.05	0.93	-189.89	1.09	0.92	-201.14	-27.43	0.92
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-166.59	-20.53	0.93	-183.06	-5.74	0.92	-198.16	-30.41	0.93



CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MWAR)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min	
6000 BASE Con 4LT	207.461	207.864	203.549	196.812	190.553	172.393	150.098	127.660	25.422	-83.025	-125.381	-143.184	-162.984	-177.849	-187.122	-184.935	-182.251	-180.624	-178.600	-169.895	-151.745	-135.983	-119.328	-101.113	-80.971	-55.396	-187.122	
6000 CHE-PAN115(3A) Con 4LT	269.223	287.508	262.078	234.987	234.378	214.404	190.446	152.769	41.922	-97.302	-71.591	-89.942	-102.758	-114.808	-115.525	-111.128	-109.752	-101.277	-86.864	-70.038	-51.720	-32.492	-11.680	10.687	34.671	60.493	101.113	115.525
6002 ECO-BUR(2C) Con 4LT	243.457	243.787	238.500	232.991	227.605	208.776	187.706	164.820	63.377	-43.671	-81.384	-95.453	-109.673	-119.099	-121.851	-115.411	-108.478	-101.699	-93.252	-74.134	-54.480	-35.678	-18.819	-8.638	-4.974	-112.355	-164.841	-194.055
6000 BASE Sin 4LT	430.891	395.840	351.379	307.149	264.063	222.126	180.424	147.517	-60.443	-97.297	-133.324	-166.616	-186.546	-205.292	-219.817	-232.673	-244.233	-248.251	-254.251	-259.259	-260.246	-239.562	-217.785	-194.085	-164.841	-112.355	-49.974	-207.184
6000 CHE-PAN115(3A) Sin 4LT	436.601	457.136	375.146	333.370	292.705	253.139	173.178	60.534	-16.044	-62.845	-84.161	-104.508	-123.622	-141.495	-154.997	-166.359	-176.439	-184.935	-194.897	-204.308	-214.000	-224.000	-234.000	-244.000	-254.000	-264.000	-274.000	-284.000
6002 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	474.480	428.889	384.484	341.276	299.278	258.505	196.287	84.965	-19.558	-54.839	-88.184	-111.482	-125.939	-138.695	-148.717	-156.911	-162.842	-166.587	-161.457	-149.220	-133.030	-111.578	-89.911	-68.091	-46.271	-24.451	-2.631	-18.587

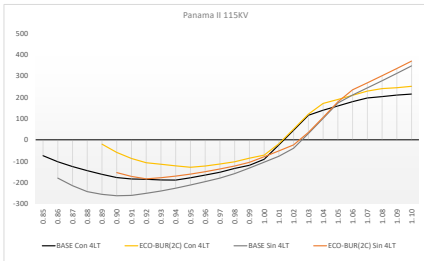
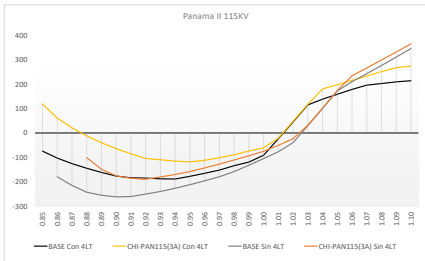
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	-55.396	-80.971	-101.113	-119.328	-135.983	-151.745	-165.895	-178.600	-180.624	-182.251	-184.935	-187.122	-177.849	-162.984	-143.184	-125.381	-83.025	25.422	127.660	150.098	172.393	190.553	196.812	203.549	207.864	207.461	-187.122	0.96	
3 CHE-PAN115(3A) Con 4LT	60.493	34.671	10.687	-11.680	-32.492	-51.720	-70.038	-86.864	-101.277	-109.752	-114.808	-115.525	-111.128	-102.758	-89.942	-71.591	-51.302	41.922	152.769	195.446	214.404	234.378	254.987	262.078	267.308	269.223	-115.525	-71.597	0.96
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT	-49.974	-112.355	-164.841	-194.055	-217.785	-239.562	-254.251	-244.233	-232.673	-219.817	-205.292	-186.546	-166.616	-141.495	-123.622	-104.508	-84.161	-60.534	60.534	173.178	253.139	292.705	333.370	375.146	417.136	458.601	-183.069	-4.053	0.93
5 BASE Sin 4LT	-49.974	-112.355	-164.841	-194.055	-217.785	-239.562	-254.251	-244.233	-232.673	-219.817	-205.292	-186.546	-166.616	-141.495	-123.622	-104.508	-84.161	-60.534	60.534	173.178	253.139	292.705	333.370	375.146	417.136	458.601	-183.069	-4.053	0.93
6 CHE-PAN115(3A) Sin 4LT	8.638	-71.186	-120.027	-145.781	-167.666	-177.748	-163.269	-176.439	-166.359	-154.897	-148.717	-138.695	-125.939	-111.482	-89.244	-64.839	-39.558	84.965	196.287	294.505	299.278	341.276	384.484	428.889	474.480	474.480	-166.587	-20.533	0.93
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

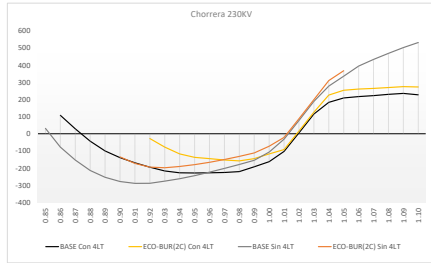
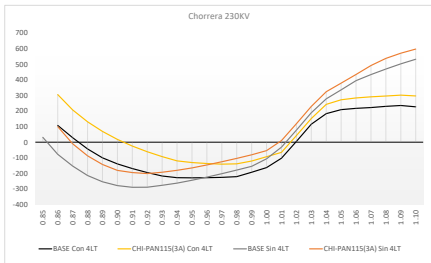
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min			
6004 BASE Con 4LT	214.456	209.667	202.595	196.042	178.851	158.747	136.786	115.056	44.898	-23.881	-91.208	-119.451	-134.080	-152.227	-165.473	-177.993	-188.796	-198.136	-185.279	-183.859	-176.896	-161.973	-144.799	-125.583	-103.056	-74.570	-188.796			
6004 CHI-PAN115(SA) Con 4LT	274.298	267.673	252.125	231.509	215.098	197.762	180.824	117.438	47.278	-21.472	-61.164	-73.672	-90.031	-101.610	-117.335	-128.264	-115.393	-109.887	-104.719	-85.520	-64.304	-39.815	-11.825	21.327	61.315	119.382	119.382	119.382		
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	250.892	244.399	239.952	228.510	208.616	189.143	170.632	120.207	50.048	-18.702	-71.895	-85.991	-102.952	-111.380	-122.836	-128.764	-122.061	-114.620	-107.334	-87.474	-59.020	-20.286								
6004 BASE Sin 4LT	346.563	311.406	276.997	243.340	210.163	172.505	100.340	29.598	-39.733	-79.105	-105.027	-132.241	-158.679	-179.577	-196.152	-211.942	-226.948	-239.889	-250.871	-260.736	-262.209	-255.579	-243.026	-215.206	-179.496					
6004 CHI-PAN115(SA) Sin 4LT	366.004	332.216	299.167	266.898	234.666	174.615	102.293	31.507	-23.939	-60.922	-75.173	-93.452	-110.931	-127.533	-143.378	-158.267	-170.345	-180.683	-189.888	-192.000	-185.775	-175.962	-149.128	-101.087						
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	369.129	334.427	300.497	267.106	234.463	177.678	105.518	34.767	-23.963	-51.907	-79.276	-105.529	-122.864	-136.744	-149.473	-160.839	-170.083	-177.555	-183.058	-171.548	-153.727									
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min			
2 BASE Con 4LT	-74.570	-103.056	-125.583	-144.789	-161.973	-176.896	-183.859	-185.279	-188.136	-188.796	-177.993	-165.473	-152.227	-134.080	-119.451	-91.208	-25.881	44.898	115.056	136.786	158.747	178.851	196.042	202.595	209.667	214.456	-188.796	0.94		
3 CHI-PAN115(SA) Con 4LT	119.382	61.315	21.327	-11.825	-39.815	-64.304	-85.520	-104.719	-109.887	-115.355	-119.544	-122.335	-101.410	-90.031	-73.672	-61.164	-21.472	47.278	117.438	180.824	197.762	215.098	233.509	252.125	267.673	274.298	-119.544	-70.252	0.95	
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT				-30.286	-59.020	-87.474	-107.334	-114.620	-122.061	-128.764	-122.836	-112.836	-113.380	-102.952	-85.991	-71.895	-50.048	-18.702	50.048	120.207	170.632	189.143	208.616	228.510	239.952	244.399	250.892	-128.704	-60.992	0.95
5 BASE Sin 4LT		-179.696	-215.206	-243.026	-255.573	-262.209	-260.736	-250.871	-239.889	-226.948	-211.942	-196.152	-179.577	-158.679	-132.241	-105.027	-77.105	-39.733	29.598	100.340	172.505	210.163	243.340	276.997	311.406	346.563	-262.209	71.413	0.9	
6 CHI-PAN115(SA) Sin 4LT				-101.087	-149.125	-175.962	-185.375	-189.888	-180.683	-170.345	-158.267	-143.378	-127.533	-110.931	-93.452	-75.173	-50.922	-23.939	31.507	102.293	174.615	234.666	266.898	299.167	332.216	346.004	-189.888	1.092	0.92	
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT				-153.727	-171.548	-183.058	-177.555	-170.083	-160.839	-149.473	-136.744	-122.864	-105.529	-79.276	-51.907	-23.963	34.767	105.518	177.678	234.463	267.106	300.497	334.427	369.129			-183.058	-5.737	0.92	
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100				





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6005 BASE Con 4LT	226.655	235.065	229.491	222.120	216.779	208.699	182.913	115.091	4.968	-102.906	-162.865	-192.377	-220.619	-225.655	-227.607	-228.565	-227.282	-216.913	-194.621	-169.178	-139.176	-100.044	-43.282	26.606	107.471		-228.565		
6005 CHI-PAN115(SA) Con 4LT	286.350	351.393	293.614	206.626	283.478	271.614	242.403	151.744	42.134	-65.180	-92.965	-120.931	-138.832	-146.796	-136.846	-130.501	-115.980	-92.031	-61.144	-24.919	17.802	68.927	330.379	206.379	305.064		-140.748		
6005 ECD-BUR(2C) Con 4LT	272.617	274.534	269.397	264.084	260.346	253.498	225.262	125.389	15.300	-91.989	-117.561	-145.112	-158.231	-152.826	-145.047	-137.241	-117.545	-77.714	-27.829								-158.216		
6005 BASE Sin 4LT	531.479	502.122	488.485	433.114	394.438	330.348	271.706	188.352	77.127	-31.790	-106.583	-184.709	-178.844	-201.807	-223.701	-244.132	-262.103	-276.197	-288.604	-288.988	-278.486	-233.677	-213.816	-153.268	-77.429	31.352	-288.988		
6005 CHI-PAN115(SA) Sin 4LT	536.681	570.276	536.835	491.203	434.040	378.239	323.409	229.619	118.432	10.213	-34.126	-80.700	-103.762	-129.657	-146.032	-164.676	-180.188	-192.379	-202.838	-194.483	-180.360	-142.903	-87.230	-10.280	100.609		-201.139		
6005 ECD-BUR(2C) Sin 4LT	566.477	539.016	503.582	469.455	425.101	367.145	310.068	198.670	87.523	-21.354	-72.629	-111.722	-131.849	-149.926	-166.345	-179.941	-190.411	-198.161	-194.476	-172.915	-134.720						-198.160		
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	107.471	28.606	-43.282	-100.044	-139.176	-169.178	-194.621	-216.913	-227.282	-228.565	-227.607	-225.655	-220.619	-192.377	-162.845	-102.906	4.968	115.091	182.913	208.699	216.779	222.120	229.491	235.065	226.655	-228.565		0.95	
3 CHI-PAN115(SA) Con 4LT	305.064	206.379	130.579	68.927	17.802	-24.919	-61.144	-92.031	-119.980	-130.501	-136.846	-140.796	-138.832	-120.931	-92.965	-65.180	42.134	151.744	242.403	271.614	283.478	290.626	293.614	301.393	296.350	-140.748	-87.817	0.97	
4 ECD-BUR(2C) Con 4LT							-27.829	-77.714	-117.545	-137.241	-149.047	-158.231	-146.796	-145.112	-117.561	-91.989	25.300	125.389	225.262	253.498	260.346	264.084	269.397	274.534	272.617	-158.216	-70.349	0.98	
5 BASE Sin 4LT	31.352	-77.429	-153.268	-213.816	-253.677	-278.486	-288.988	-288.604	-276.197	-262.103	-244.132	-223.701	-201.807	-178.844	-154.709	-106.583	-31.790	77.127	188.352	273.706	330.348	394.438	433.114	469.455	502.122	531.479	-288.988	60.423	0.91
6 CHI-PAN115(SA) Sin 4LT	100.609	-10.280	-77.230	-142.903	-180.360	-194.483	-201.139	-192.379	-180.188	-164.676	-146.032	-129.657	-103.762	-80.700	-54.126	10.213	118.432	229.619	323.409	378.239	434.040	491.203	536.835	570.276	596.681	-201.139	-27.426	0.92	
7 ECD-BUR(2C) Sin 4LT	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100		-30.405	0.93





2028

AP



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

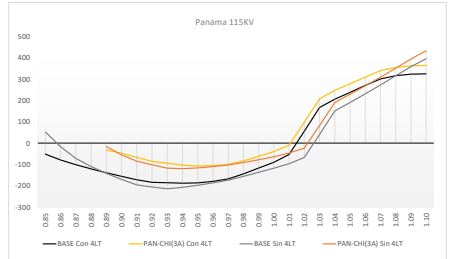
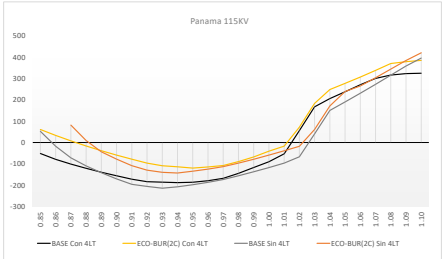


Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-188.07		0.94	-191.54		0.92	-238.03		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-119.83	-68.24	0.95	-123.39	-68.15	0.94	-148.63	-89.40	0.96
PAN-CHI(3A) Con 4LT	-107.51	-80.55	0.95	-116.10	-75.44	0.94	-139.83	-98.20	0.96
BASE Sin 4LT	-214.17	26.10	0.93	-216.71	25.17	0.91	-242.65	4.62	0.93
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-143.04	-45.03	0.94	-148.41	-43.13	0.93	-162.28	-75.75	0.93
PAN-CHI(3A) Sin 4LT	-119.77	-68.30	0.94	-132.33	-59.21	0.93	-146.36	-91.67	0.94



CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MVAR)

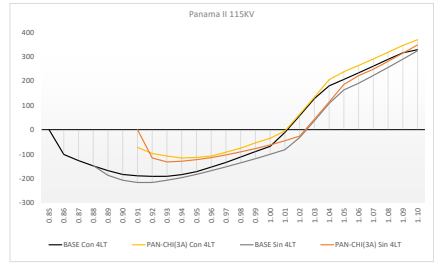
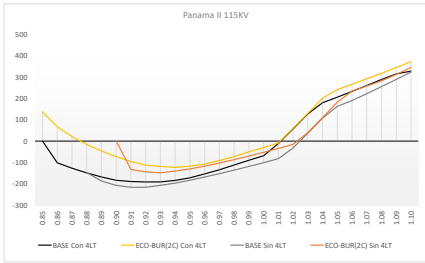
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min			
6002 BASE Con 4L2	324.648	323.021	316.090	300.527	270.723	237.634	205.835	167.066	95.628	-53.253	-90.057	-117.136	-144.564	-167.795	-179.191	-186.389	-188.068	-185.750	-183.826	-171.837	-155.912	-139.215	-120.974	-101.180	-79.072	-51.601	-188.068			
6002 ECO-BUR[2C] Con 4L1	384.877	378.958	370.061	338.074	306.898	271.030	248.258	183.184	72.042	-16.878	-40.587	-67.757	-89.480	-107.705	-114.771	-119.827	-113.913	-108.838	-96.304	-78.363	-59.159	-38.437	-16.203	7.753	33.290	60.907	-119.827			
6002 PAN-CHI[3A] Con 4L1	364.487	361.695	354.337	339.749	309.435	277.659	247.267	207.759	97.919	-9.310	-39.741	-61.910	-83.220	-100.344	-105.389	-107.514	-103.035	-93.997	-83.512	-66.856	-47.374	-33.089					-107.514			
6002 BASE Sin 4L2	395.851	356.594	315.374	272.615	230.809	190.184	130.399	40.295	-67.162	-96.737	-117.348	-137.148	-165.934	-173.624	-184.600	-197.791	-207.670	-204.586	-205.741	-195.891	-170.537	-141.749	-109.798	-71.704	-17.374	52.223	-214.169			
6002 ECO-BUR[2C] Sin 4L1	422.413	384.421	343.410	303.245	265.092	238.738	171.206	61.083	-17.789	-38.960	-59.138	-78.486	-96.589	-112.956	-124.598	-134.573	-143.042	-139.776	-129.433	-108.741	-77.749	-43.741	9.366	81.632			-143.042			
6002 PAN-CHI[3A] Sin 4L1	432.855	394.034	350.969	309.116	268.492	229.111	190.311	82.078	-23.724	-46.650	-64.640	-78.109	-91.139	-102.379	-110.339	-116.258	-119.766	-117.281	-101.630	-84.952	-55.050	-16.255					-119.766			
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min					
2 BASE Con 4L1	-51.601	-79.072	-101.180	-120.974	-139.215	-155.912	-171.837	-183.826	-185.750	-188.068	-186.389	-179.191	-167.795	-144.564	-117.136	-90.057	-53.253	35.628	167.066	205.835	237.634	270.723	300.527	316.090	323.021	324.648	-188.068			
3 ECO-BUR[2C] Con 4L1	60.907	33.290	7.751	-16.203	-38.437	-59.159	-78.363	-96.304	-108.838	-113.913	-119.827	-114.771	-107.705	-89.480	-67.757	-40.587	-16.878	72.042	183.184	248.258	277.030	306.898	338.074	370.061	378.958	384.877	-119.827	-68.241	0.95	
4 PAN-CHI[3A] Con 4L1					-33.089	-47.374	-66.856	-85.512	-93.997	-103.035	-107.514	-100.389	-100.344	-83.220	-61.910	-39.741	-9.310	97.919	207.759	247.267	277.659	309.435	339.749	364.537	361.695	364.487	-107.514	-80.155	0.95	
5 BASE Sin 4L2	52.223	-17.374	81.632	9.366	-141.749	-109.798	-141.749	-170.537	-195.891	-205.741	-214.169	-197.791	-186.600	-173.624	-155.934	-137.148	-117.348	-96.737	-67.162	40.295	150.399	190.184	230.809	272.615	315.374	358.594	395.851	-214.169	26.101	0.93
6 ECO-BUR[2C] Sin 4L1					-16.255	-35.050	-84.952	-101.630	-117.281	-134.573	-139.776	-129.433	-124.598	-112.956	-96.589	-78.486	-64.640	-46.650	-23.724	82.078	190.311	229.111	268.492	309.116	350.969	394.034	432.855	-119.766	-68.302	0.94
7 PAN-CHI[3A] Sin 4L1																														





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

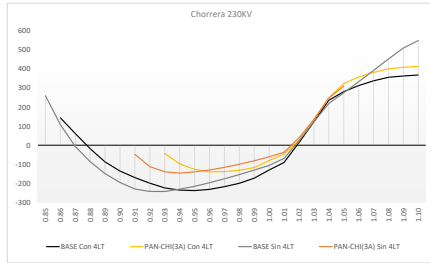
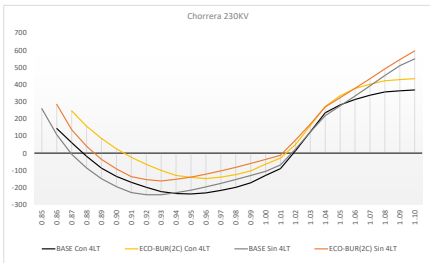
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min	
6004 BASE Con 4LT	328.187	315.239	298.072	261.592	233.102	205.969	179.895	127.488	57.352	-11.372	-48.472	-89.897	-112.141	-134.409	-153.473	-172.155	-184.293	-194.270	-202.938	-209.320	-213.910	-216.989	-218.674	-219.933	-220.836	-221.456	-221.838	-222.038
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	372.452	345.074	318.228	292.240	266.320	241.437	203.473	129.815	59.768	-8.967	-35.388	-80.126	-122.351	-161.676	-197.931	-231.343	-261.807	-288.382	-311.060	-329.832	-345.700	-358.666	-368.726	-375.881	-380.122	-382.456	-383.883	-384.400
6004 PAN-CHI(3A) Con 4LT	369.083	345.458	317.590	291.214	263.522	237.406	204.948	133.392	63.247	-5.486	-33.337	-84.054	-126.775	-172.603	-218.128	-261.730	-301.637	-337.942	-370.746	-400.050	-425.863	-448.184	-467.022	-482.376	-495.245	-505.645	-513.576	-519.060
6004 BASE Sin 4LT	323.767	289.259	255.504	221.504	190.263	163.212	107.396	36.774	-32.437	-82.266	-140.028	-218.979	-304.093	-394.528	-488.338	-583.516	-679.063	-775.080	-871.668	-968.826	-1066.555	-1164.866	-1263.758	-1363.231	-1463.286	-1563.922	-1665.139	-1766.937
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	346.024	312.875	282.234	258.271	234.479	182.366	110.310	39.866	-13.624	-34.476	-82.478	-140.516	-208.745	-287.069	-370.508	-459.063	-542.734	-621.520	-695.431	-764.466	-828.626	-887.911	-942.322	-991.869	-1036.552	-1077.271	-1114.025	-1146.814
6004 PAN-CHI(3A) Sin 4LT	347.697	313.685	280.453	248.007	221.434	185.382	113.340	42.707	-26.513	-45.411	-82.725	-147.605	-219.079	-303.554	-394.675	-492.342	-595.565	-703.352	-815.714	-932.661	-1054.694	-1181.824	-1314.061	-1451.415	-1593.896	-1741.513	-1894.176	-2051.895
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min	
2 BASE Con 4LT	0.000	-101.656	-124.933	-148.674	-167.889	-183.910	-195.320	-201.938	-209.270	-214.270	-218.155	-221.673	-224.409	-226.141	-227.497	-228.472	-229.132	-229.480	-229.516	-229.232	-228.738	-228.036	-227.128	-226.014	-224.694	-223.167	-221.433	-219.491
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT	136.675	67.327	21.524	-15.515	-46.524	-72.852	-96.036	-112.864	-128.589	-142.387	-154.341	-164.476	-172.791	-179.300	-184.003	-187.807	-190.714	-192.726	-193.846	-194.076	-193.426	-191.896	-190.484	-189.191	-188.017	-186.964	-186.032	-185.221
4 PAN-CHI(3A) Con 4LT						-72.812	-97.393	-108.282	-116.098	-121.730	-126.128	-129.403	-131.554	-132.581	-132.403	-131.028	-128.559	-125.000	-120.366	-114.668	-107.900	-100.063	-91.154	-81.174	-70.145	-58.076	-44.947	-30.758
5 BASE Sin 4LT				-147.226	-187.247	-207.483	-216.702	-216.555	-207.485	-197.005	-183.316	-168.338	-152.528	-136.093	-118.979	-101.028	-82.266	-62.437	-41.744	-20.100	1.500	22.500	47.500	75.000	105.000	137.500	172.500	210.000
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT						0.000	-132.800	-144.522	-148.409	-140.316	-130.286	-117.208	-102.569	-86.745	-70.016	-52.479	-34.476	-15.624	39.866	110.510	182.566	234.479	258.271	282.234	312.875	346.024	-148.408	-43.130
7 PAN-CHI(3A) Sin 4LT						0.000	-113.940	-130.323	-129.547	-123.092	-114.675	-103.554	-91.079	-77.605	-62.725	-45.411	-26.513	42.707	113.340	183.382	248.007	280.453	313.685	347.697	-132.327	-59.211	0.93	
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100		





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6005 BASE Con 4LT	368.061	362.658	356.215	357.469	312.552	281.007	235.265	123.624	13.121	-90.654	-129.910	-172.790	-199.780	-217.155	-231.975	-248.028	-255.350	-224.147	-199.324	-170.081	-135.528	-87.643	-18.474	60.873	143.487		-238.025		
6005 ECD-BUR(ZC) Con 4LT	431.545	428.114	421.469	401.170	376.567	334.090	272.036	159.433	49.465	-28.191	-64.164	-103.638	-129.395	-140.122	-148.629	-154.092	-130.153	-150.716	-65.678	-24.353	25.172	83.460	156.891	246.328		143.487	-146.629		
6005 PAN-CH(3A) Con 4LT	412.983	408.410	400.136	381.569	357.713	323.094	248.258	133.223	24.782	-45.838	-80.484	-117.409	-131.399	-138.641	-139.826	-126.477	-98.333	-43.632									-139.826		
6005 BASE Sin 4LT	548.956	509.364	431.995	391.607	352.619	270.039	216.383	122.912	22.772	-69.027	-106.281	-130.391	-153.872	-176.253	-196.616	-210.800	-230.398	-242.646	-242.416	-229.990	-195.486	-149.182	-86.556	-6.894	107.800	259.334	-242.646		
6005 ECD-BUR(ZC) Sin 4LT	395.434	344.948	490.559	439.273	377.378	322.882	269.092	168.501	79.804	-12.344	-36.704	-60.224	-82.816	-101.666	-127.785	-139.964	-152.256	-162.280	-154.636	-137.304	-91.949	-36.509	40.149	136.406	284.303		-162.280		
6005 PAN-CH(3A) Sin 4LT	586.967	542.848	483.405	423.994	366.056	309.385	246.799	133.983	38.178	-37.096	-60.528	-81.596	-99.903	-116.204	-129.890	-139.644	-146.357	-139.363	-112.374	-48.029							-146.357		
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT		143.487	60.873	-18.474	-87.643	-135.528	-170.081	-199.324	-224.147	-235.350	-238.028	-231.575	-217.155	-199.782	-172.790	-129.910	-90.654	13.121	123.624	235.265	281.007	312.552	337.409	356.215	362.658	368.061	-238.025	0.95	
3 ECD-BUR(ZC) Con 4LT		246.328	156.891	85.240	25.172	-24.353	-65.679	-100.716	-130.153	-141.092	-148.629	-138.641	-121.399	-117.409	-103.638	-84.164	-54.092	-24.353	25.172	83.460	156.891	246.328	337.409	421.469	428.114	433.545	-146.629	-89.396	0.96
4 PAN-CH(3A) Con 4LT																												-89.399	0.96
5 BASE Sin 4LT	259.334	107.800	-6.894	-86.554	-149.182	-195.486	-229.990	-242.416	-242.646	-230.398	-215.800	-196.616	-174.253	-153.872	-130.391	-106.281	-69.027	22.772	122.912	216.383	270.039	322.882	377.378	431.995	490.559	548.956	-242.646	4.621	0.93
6 ECD-BUR(ZC) Sin 4LT		284.353	136.406	40.149	-36.509	-91.949	-137.304	-194.456	-252.256	-199.964	-122.785	-103.666	-82.816	-60.224	-36.704	-12.344	79.804	168.501	269.092	322.882	377.378	433.273	490.559	544.948	595.434	-162.280	-75.745	0.93	
7 PAN-CH(3A) Sin 4LT																												-91.668	0.94





1322

2030

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

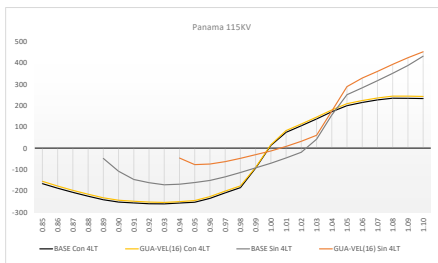
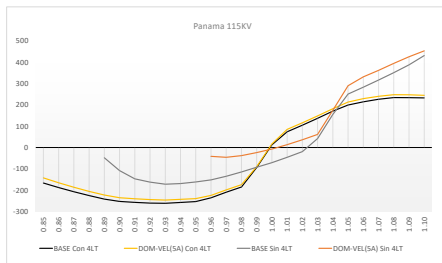
A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.



Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-261.41		0.93	-264.40		0.90	-330.92		0.95
DOM-VEL(5A) Con 4LT	-246.30	-15.11	0.93	-248.79	-15.61	0.91	-309.92	-21.00	0.95
GUA-VEL(16) Con 4LT	-254.68	-6.73	0.93	-256.88	-7.51	0.90	-321.05	-9.87	0.95
BASE Sin 4LT	-172.01	-89.39	0.93	-176.94	-87.46	0.92	-191.18	-139.74	0.92
DOM-VEL(5A) Sin 4LT	-45.89	-215.52	0.97	-48.73	-215.67	0.96	-43.79	-287.13	0.95
GUA-VEL(16) Sin 4LT	-77.41	-184.00	0.95	-82.30	-182.10	0.94	-77.59	-253.33	0.94

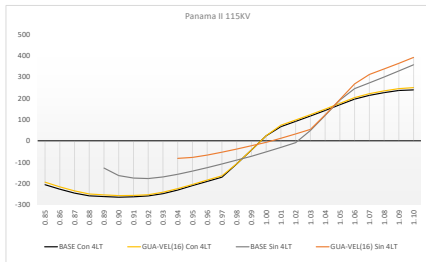
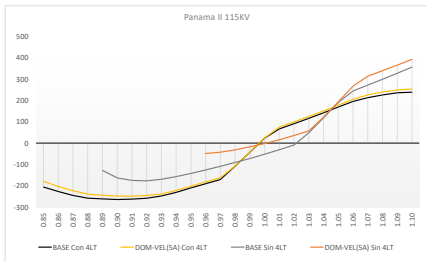


CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																												
VOLTAGE SETPOINT->		1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6002	BASE Con 4LT	232.489	233.667	234.022	226.023	214.043	199.111	170.369	136.821	104.583	73.894	12.743	-93.615	-185.213	-209.700	-235.812	-253.566	-257.551	-261.407	-260.743	-257.118	-252.764	-241.966	-225.484	-207.450	-187.827	-166.564	-261.407		
6002	DOM-VEL(SA) Con 4LT	244.624	247.262	247.322	239.948	228.992	213.054	181.723	148.027	115.653	84.824	16.972	-89.895	-174.401	-198.625	-224.506	-245.963	-247.425	-246.786	-244.047	-240.409	-235.682	-222.765	-205.682	-186.382	-165.447	-142.238	-246.296	0.93	
6002	GUA-VEL(16) Con 4LT	242.183	243.601	243.518	234.990	223.064	208.213	178.808	145.168	112.845	82.069	15.618	-90.748	-177.076	-201.385	-227.425	-245.965	-250.991	-254.677	-253.047	-249.133	-244.494	-232.870	-216.340	-197.971	-177.710	-155.902	-234.677		
6002	BASE Sin 4LT	430.935	387.520	350.755	316.049	282.611	250.422	155.212	41.723	-19.383	-45.960	-70.978	-90.653	-114.459	-134.698	-151.582	-165.476	-169.991	-172.017	-253.047	-147.031	-108.305	-48.220				-172.017			
6002	DOM-VEL(SA) Sin 4LT	452.936	425.333	394.240	361.006	335.184	289.407	174.717	61.493	36.226	13.337	-7.264	-23.632	-38.251	-58.088	-74.486	-83.327	-84.486	-84.486	-162.126	-147.031	-108.305	-48.220				-63.888			
6002	GUA-VEL(16) Sin 4LT	451.615	423.821	392.484	359.429	328.274	288.135	173.435	60.137	33.942	7.938	-13.320	-30.836	-48.120	-63.327	-74.486	-77.428	-77.428	-77.428	-162.126	-147.031	-108.305	-48.220				-63.888			
VOLTAGE SETPOINT->		0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2	BASE Con 4LT	-164.564	-187.827	-207.450	-225.484	-241.966	-252.764	-257.118	-260.743	-261.407	-257.551	-253.566	-235.812	-209.700	-185.213	-155.615	12.743	73.894	104.583	136.821	170.369	199.111	214.043	226.023	234.022	235.667	232.489	-261.407	0.93	
3	DOM-VEL(SA) Con 4LT	-162.238	-165.447	-186.382	-205.682	-222.765	-235.262	-240.409	-244.047	-246.296	-243.042	-239.567	-224.506	-198.625	-174.401	-149.895	16.972	84.824	115.653	148.027	181.723	213.054	228.992	239.948	247.322	247.262	244.624	-246.296	-15.111	0.93
4	GUA-VEL(16) Con 4LT	-155.902	-177.710	-197.971	-216.340	-232.870	-244.494	-249.133	-253.047	-254.677	-250.983	-245.963	-227.425	-201.385	-177.076	-145.618	15.618	82.069	112.845	145.168	178.808	208.213	223.064	234.990	243.518	243.601	242.183	-234.677	-4.730	0.93
5	BASE Sin 4LT					-48.220	-108.305	-147.031	-162.126	-172.017	-169.991	-161.476	-151.582	-134.698	-114.459	-92.653	-70.978	-45.960	-19.383	41.723	155.212	250.422	282.611	316.049	350.755	387.520	430.935	-172.017	-89.394	0.93
6	DOM-VEL(SA) Sin 4LT										-41.498	-45.960	-58.088	-74.486	-83.327	-84.486	-84.486	-84.486	-162.126	-147.031	289.407	331.184	361.006	394.240	425.333	452.936	-45.888	-215.518	0.97	
7	GUA-VEL(16) Sin 4LT										-44.502	-47.428	-53.227	-63.327	-68.120	-70.836	-73.320	7.938	31.942	60.137	173.435	288.135	328.274	359.429	392.484	423.821	451.615	-77.408	-183.999	0.95





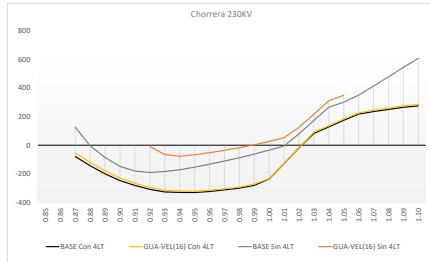
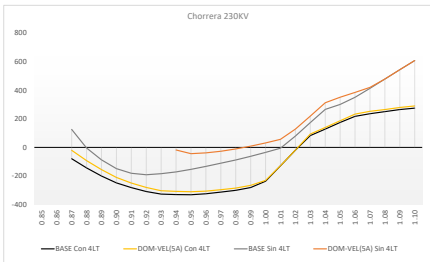
CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MW)																												
VOLTAGE SETPOINT->		1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6004	BASE Con 4LT	239.768	235.819	225.749	211.963	195.335	169.122	142.002	116.075	90.906	66.476	23.539	-43.162	-108.445	-170.629	-190.345	-209.954	-230.903	-247.894	-258.494	-262.593	-268.398	-261.495	-239.190	-243.205	-226.922	-205.773	-264.399		
6004	DOM-VEL(5A) Con 4LT	231.801	249.086	239.628	226.149	203.249	177.935	150.816	124.810	99.364	75.086	24.008	-42.607	-107.894	-162.240	-181.873	-202.687	-222.103	-238.892	-245.746	-246.788	-248.037	-244.986	-239.432	-223.139	-203.210	-176.984	-249.788		
6004	GUA-VEL(16) Con 4LT	249.416	244.063	233.966	221.095	202.747	175.487	148.567	122.592	97.376	72.926	23.959	-42.746	-108.031	-164.315	-184.020	-204.631	-224.394	-241.200	-252.705	-256.172	-258.883	-253.575	-249.543	-234.762	-216.100	-193.950	-256.885		
6004	BASE Sin 4LT	356.411	327.377	299.159	271.767	244.703	190.770	116.737	48.124	-8.706	-30.849	-92.123	-172.401	-30.486	-104.641	-125.922	-142.193	-157.083	-169.388	-176.842	-174.584	-163.124	-127.935				-176.942			
6004	DOM-VEL(5A) Sin 4LT	352.707	365.035	339.458	313.767	287.519	193.662	123.419	56.315	35.633	16.100	-2.207	-17.937	-31.957	-42.788	-48.238												-48.733		
6004	GUA-VEL(16) Sin 4LT	391.008	363.319	336.840	310.949	266.918	193.460	121.418	53.608	32.121	11.708	-7.123	-22.972	-38.903	-53.557	-66.823	-77.768	-82.297										-82.297		
VOLTAGE SETPOINT->		0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2	BASE Con 4LT	-205.773	-226.922	-243.205	-258.190	-261.495	-268.398	-262.593	-258.494	-247.894	-230.903	-209.954	-190.345	-170.629	-108.445	-43.162	23.539	66.476	90.906	116.075	142.002	169.122	195.335	212.963	225.749	235.819	239.768	-264.399		
3	DOM-VEL(5A) Con 4LT	-176.984	-203.210	-223.139	-239.432	-244.986	-248.037	-246.788	-245.746	-238.892	-222.103	-202.687	-181.873	-162.240	-107.894	-42.607	24.008	75.086	99.364	124.810	150.816	177.901	205.249	226.149	239.628	249.086	253.801	-249.788	-15.611	0.91
4	GUA-VEL(16) Con 4LT	-193.950	-216.100	-234.762	-249.543	-233.375	-236.885	-256.172	-252.705	-241.200	-224.394	-204.631	-184.020	-164.315	-108.031	-42.746	23.959	72.926	97.376	122.592	148.567	175.487	202.747	221.095	233.966	244.063	249.416	-256.885	-7.315	0.9
5	BASE Sin 4LT																													
6	DOM-VEL(5A) Sin 4LT																													
7	GUA-VEL(16) Sin 4LT																													
		0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min			
6005 BASE Con 4LT	274.431	264.771	249.824	235.243	217.056	174.427	127.685	82.448	-19.518	-129.022	-236.273	-280.603	-300.275	-312.370	-324.178	-330.920	-320.890	-326.507	-308.788	-281.256	-247.940	-200.094	-143.743	-79.375	0.860	0.850	Min	-330.920		
6005 DOM-VEL(16) Con 4LT	289.602	278.952	264.571	251.976	232.439	186.189	139.311	93.022	-18.750	-128.311	-235.750	-284.363	-309.535	-315.833	-309.024	-307.563	-303.050	-248.474	-215.343	-155.041	-92.560	-25.653						-309.535		
6005 GUA-VEL(16) Con 4LT	285.845	274.678	259.173	244.952	225.725	183.025	136.205	90.952	-19.403	-128.929	-233.710	-272.290	-293.277	-304.849	-315.813	-321.048	-319.386	-315.423	-295.015	-266.195	-230.306	-179.900	-120.821					-321.048		
6005 BASE Sin 4LT	607.008	543.494	477.558	413.069	350.033	300.449	265.408	173.034	79.398	-5.934	-34.861	-62.145	-88.104	-110.570	-132.984	-153.757	-171.628	-183.764	-192.179	-180.787	-148.473	-86.826	-4.293	123.815				-191.179		
6005 DOM-VEL(16) Sin 4LT	607.008	543.494	477.558	413.066	384.447	350.866	312.310	258.301	127.824	84.331	31.090	8.150	-11.065	-24.953	-38.180	-54.028	-68.028	-77.591										-43.793		
6005 GUA-VEL(16) Sin 4LT	607.008	543.494	477.558	418.168	382.888	349.018	310.480	216.236	124.871	52.216	26.178	2.297	-18.009	-35.731	-52.321	-66.731	-77.591	-64.912	-9.842									-77.591		
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min			
2 BASE Con 4LT			-79.375	-143.743	-200.094	-247.940	-281.256	-308.788	-326.507	-329.890	-324.178	-312.370	-290.275	-280.603	-236.273	-129.022	-19.518	82.448	127.685	174.427	217.056	235.243	249.824	264.771	274.431			-330.920	0.95	
3 DOM-VEL(16) Con 4LT			-20.653	-92.560	-155.041	-210.343	-249.474	-280.315	-303.050	-307.563	-309.924	-305.833	-295.535	-284.363	-265.371	-230.750	-128.311	-18.772	93.022	139.311	186.189	232.439	251.976	264.571	278.952	289.602			-309.924	0.95
4 GUA-VEL(16) Con 4LT			-33.512	-121.821	-179.900	-230.306	-266.195	-295.015	-315.423	-319.386	-320.048	-315.813	-304.849	-293.277	-272.290	-233.710	-128.929	-19.403	90.952	136.205	183.025	225.725	244.952	251.173	274.678	285.845			-321.048	0.95
5 BASE Sin 4LT			123.815	-4.293	-86.826	-148.473	-180.787	-191.179	-183.764	-171.628	-153.757	-132.984	-110.570	-88.104	-62.145	-34.841	-5.934	79.398	173.034	265.408	300.449	350.033	413.069	477.558	543.494	607.008			-191.179	0.92
6 DOM-VEL(16) Sin 4LT																													-287.128	0.95
7 GUA-VEL(16) Sin 4LT																														0.94





Curvas QV - Escenario de Renovable

AP



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

AB



1330

2023

AP



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

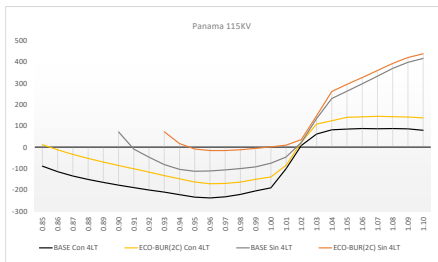
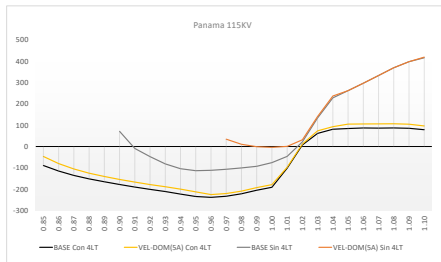


Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-238.28		0.96	-235.15		0.93	-294.80		0.97
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-225.29	-12.99	0.96	-218.33	-16.82	0.94	-277.57	-17.23	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-171.74	-66.54	0.96	-169.79	-65.36	0.94	-215.77	-79.03	0.98
BASE Sin 4LT	-113.31	-124.98	0.95	-118.33	-116.82	0.94	-122.43	-172.36	0.95
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-3.97	-234.31	1.00	-4.45	-230.70	1.00	-4.34	-290.46	0.99
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-16.16	-222.13	0.96	-16.84	-218.31	0.97	-16.71	-278.08	0.96



CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MVAR)

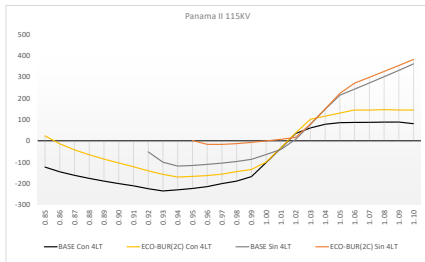
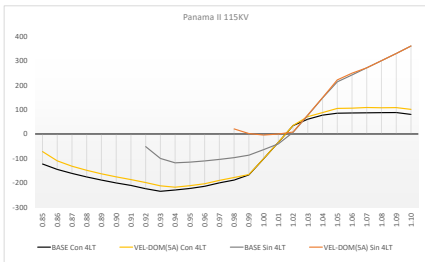
	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min							
6002 BASE Con 4LT	78.732	85.566	86.978	86.093	86.951	84.409	80.931	81.330	7.454	-101.347	-190.981	-205.107	-221.690	-233.192	-238.284	-234.469	-222.913	-210.984	-200.978	-190.014	-178.172	-165.361	-151.615	-135.558	-115.173	-89.200	-238.284							
6002 VEL-DOM(SA) Con 4LT	86.422	104.544	106.361	106.194	105.721	104.786	92.945	78.534	11.324	-97.488	-178.755	-209.186	-220.239	-225.290	-212.358	-199.638	-188.416	-178.376	-166.873	-154.370	-140.602	-124.986	-105.346	-79.929	-46.786	-225.290								
6002 ECD-BUR(2C) Con 4LT	137.193	141.299	142.537	144.244	141.774	139.548	123.609	107.583	21.047	-85.532	-140.149	-150.744	-164.022	-170.241	-163.466	-148.492	-133.765	-117.402	-101.705	-86.447	-70.318	-53.067	-33.981	-12.792	11.126	-171.742								
6002 BASE Sin 4LT	415.823	397.535	368.895	332.710	296.801	261.898	228.008	133.605	21.546	-46.445	-75.431	-90.694	-100.439	-106.886	-111.682	-103.368	-104.219	-81.729	-47.429	-9.261	71.193					-113.308								
6002 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	418.839	397.534	368.895	332.710	296.801	261.898	236.649	140.435	31.253	0.543	-8.939	10.373	34.496														-3.970							
6002 ECD-BUR(2C) Sin 4LT	437.508	419.857	392.233	359.048	326.123	294.169	260.796	146.878	35.302	9.193	1.171	-5.892	-12.182	-15.958	-16.154	-8.899	16.368	71.990									-16.156							
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min							
2 BASE Con 4LT	-89.200	-115.173	-135.558	-151.615	-165.361	-178.172	-190.014	-200.978	-210.984	-222.913	-234.469	-238.284	-233.192	-221.690	-205.107	-190.981	-181.347	7.454	81.330	80.931	84.409	86.093	86.978	85.566	78.732	-238.284	0.86							
3 VEL-DOM(SA) Con 4LT	-46.786	-79.929	-105.346	-124.986	-140.602	-154.370	-166.873	-178.376	-188.416	-199.639	-212.358	-225.290	-209.186	-192.724	-178.755	-166.873	-154.370	23.047	79.534	92.945	104.786	107.583	106.194	104.544	96.422	-225.290	-12.993	0.86						
4 ECD-BUR(2C) Con 4LT	11.126	-12.792	-33.981	-53.067	-70.318	-86.447	-101.705	-117.042	-133.765	-148.492	-163.466	-170.241	-184.022	-190.744	-140.149	-85.532	21.047	107.583	123.609	139.548	141.774	144.244	142.537	141.299	137.193	-171.742	-66.342	0.86						
5 BASE Sin 4LT							71.193	-9.261	-47.429	-81.729	-104.219	-113.308	-111.682	-106.886	-100.439	-92.694	-75.431	-46.445	21.546	133.605	228.008	261.898	296.801	332.710	368.895	397.535	415.823	-113.308	0.85					
6 VEL-DOM(SA) Sin 4LT											71.990	16.368	-8.899	-15.958	-16.154	-8.939	10.373	34.496	10.373	-9.261	-31.970	0.543	31.253	140.435	236.649	261.898	296.801	332.710	368.895	397.534	418.839	-3.970	-234.314	1.95
7 ECD-BUR(2C) Sin 4LT												16.368	-8.899	-15.958	-16.154	-8.939	10.373	34.496	10.373	-9.261	-31.970	0.543	31.253	140.435	236.649	261.898	296.801	332.710	368.895	397.534	418.839	-3.970	-234.314	1.95





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

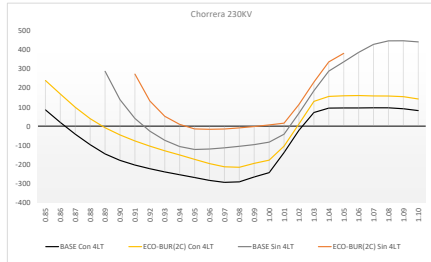
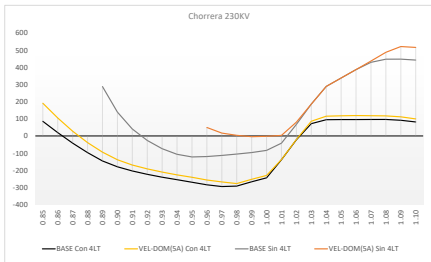
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6004 BASE Con 4LT	80.235	87.941	87.517	86.752	86.103	85.204	77.405	60.483	34.239	-34.509	-101.844	-167.769	-189.011	-200.688	-214.724	-223.518	-229.784	-235.150	-224.424	-211.083	-200.766	-189.071	-176.154	-161.701	-145.519	-123.072	-235.150		
6004 VEL-DOM(SA) Con 4LT	105.895	109.227	107.408	109.588	105.945	104.875	87.718	70.892	34.798	-33.953	-101.294	-166.446	-178.626	-190.332	-204.068	-212.147	-220.236	-212.432	-199.378	-187.098	-176.112	-163.442	-148.963	-132.293	-110.244	-72.023	-218.334		
6004 ECO-BUR(SA) Con 4LT	144.298	144.530	146.146	144.139	144.356	130.305	115.448	101.383	36.497	-32.261	-99.609	-134.640	-144.161	-154.238	-163.184	-166.960	-169.784	-157.263	-140.831	-121.716	-103.607	-85.894	-65.431	-42.372	-14.129	23.313	-169.784		
6004 BASE Sin 4LT	360.794	330.314	300.519	271.306	242.238	213.869	147.745	76.483	6.571	+0.790	-64.256	-87.012	-97.135	-104.321	-110.527	-115.680	-119.934	-100.432	-51.784								-116.326		
6004 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	360.794	330.314	300.519	271.306	249.249	221.786	149.143	77.901	8.071	-0.390	-16.834	1.456	20.762														-16.447		
6004 ECO-BUR(SA) Sin 4LT	381.775	353.208	325.316	297.585	270.341	222.432	149.757	78.503	15.918	7.173	-0.442	-7.396	-13.409	-16.834	-16.763	1.200											-16.836		
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	-123.072	-145.519	-161.751	-176.154	-189.071	-200.766	-211.083	-224.424	-235.150	-229.784	-223.518	-200.688	-189.011	-167.769	-101.844	-34.508	34.239	60.483	77.405	85.204	86.103	86.752	87.517	87.941	80.235	-235.150	0.93		
3 VEL-DOM(SA) Con 4LT	-72.023	-110.244	-132.293	-148.963	-163.442	-176.112	-187.098	-199.378	-212.432	-218.334	-212.147	-204.068	-190.332	-178.626	-166.446	-101.294	-33.953	34.798	70.892	87.718	104.875	105.945	109.588	107.408	108.227	100.895	-218.334	-16.815	0.94
4 ECO-BUR(SA) Con 4LT	23.313	-14.129	-42.372	-65.431	-85.894	-103.607	-121.716	-140.831	-157.263	-169.784	-166.960	-163.184	-156.238	-144.161	-134.640	-99.609	-32.261	36.497	101.383	115.448	130.305	144.356	144.139	146.146	144.350	144.298	-169.784	-65.264	0.94
5 BASE Sin 4LT																												0.94	
6 VEL-DOM(SA) Sin 4LT																												1	
7 ECO-BUR(SA) Sin 4LT																												0.97	





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6005 BASE Con 4LT	81.352	91.167	96.014	95.952	95.422	95.312	94.519	91.487	-22.022	-138.693	-243.997	-266.735	-292.018	-328.797	-284.456	-269.527	-254.933	-240.209	-223.369	-204.131	-179.829	-145.539	-97.387	-43.355	19.295	85.173	91.167	-294.797	
6005 VEL-DOM(SA) Con 4LT	99.362	111.481	117.043	117.788	118.551	117.263	115.119	83.333	-20.822	-137.536	-235.065	-252.470	-277.575	-261.041	-256.335	-240.804	-226.623	-210.515	-191.928	-168.363	-138.707	-84.321	-39.038	27.400	154.952	199.555	210.400	190.353	-277.571
6005 ECD-BUR(ZC) Con 4LT	142.197	134.472	157.871	158.248	140.497	159.111	155.613	129.746	11.159	-104.986	-171.228	-195.389	-215.772	-211.433	-196.493	-174.010	-151.108	-129.159	-104.935	-77.840	-46.254	-8.223	38.944	98.835	168.255	239.220	215.772	-122.434	
6005 BASE Sin 4LT	441.764	447.486	447.060	428.696	386.423	337.277	288.521	185.604	67.416	-42.368	-93.996	-96.905	-105.670	-113.620	-120.114	-122.434	-107.122	-74.175	-26.495	40.502	138.684	287.486						-46.340	
6005 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	515.641	520.743	487.048	436.607	386.422	337.277	288.521	185.604	80.404	3.270	-1.838	-24.960	3.409	14.476	49.482														-16.713
6005 ECD-BUR(ZC) Sin 4LT	521.888	529.474	517.281	472.708	426.630	381.541	336.786	230.742	113.428	15.669	6.097	-1.959	-9.435	-15.020	-16.713	-14.785	9.188	51.442	131.976	272.889									-16.713
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	85.173	19.295	-42.315	-97.387	-145.539	-179.829	-204.131	-223.369	-240.209	-254.933	-269.527	-284.456	-294.797	-292.018	-266.735	-243.997	-138.693	-22.022	71.487	94.519	95.312	95.422	95.952	96.014	91.167	81.352	-294.797	0.97	
3 VEL-DOM(SA) Con 4LT	199.555	104.952	27.400	-39.038	-94.321	-138.707	-169.365	-191.928	-210.515	-226.623	-240.806	-256.335	-268.041	-277.571	-252.470	-230.065	-137.536	-20.822	85.333	115.119	117.263	118.551	117.788	117.043	111.481	99.362	-277.571	-17.227	0.98
4 ECD-BUR(ZC) Con 4LT	239.220	168.255	98.833	38.944																									0.98
5 BASE Sin 4LT																													0.95
6 VEL-DOM(SA) Sin 4LT																													0.99
7 ECD-BUR(ZC) Sin 4LT																													0.94





2024

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

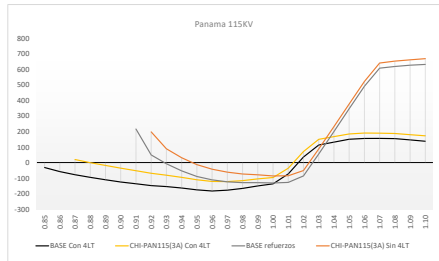
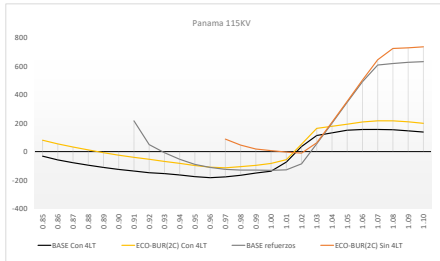
A small, handwritten signature or set of initials is located in the bottom right corner of the page.



Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-183.31		0.96	-183.29		0.94	-222.03		0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-113.90	-69.41	0.97	-113.68	-69.61	0.96	-139.00	-83.03	0.98
CHI-PAN115(3A) Con 4LT	-122.63	-60.67	0.97	-127.12	-56.17	0.96	-158.97	-63.06	0.98
BASE refuerzos	-131.60	-51.71	1.00	-131.90	-51.39	0.99	-144.97	-77.06	0.99
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-10.64	-172.66	1.02	-10.74	-172.55	1.02	-10.21	-211.82	1.00
CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	-86.35	-96.95	1.00	-88.46	-94.83	1.00	-98.59	-123.44	1.00



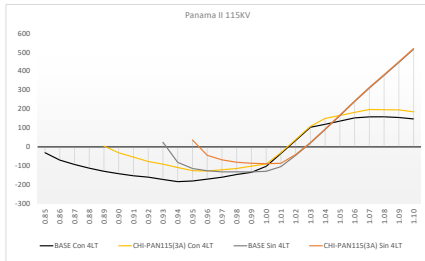
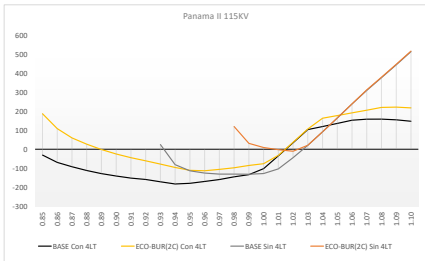
CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MW)																															
VOLTAGE SETPOINT->		1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min					
6000	BASE Con 4LT	137.395	146.019	154.119	155.685	155.328	150.241	131.751	113.243	35.564	-73.286	-137.486	-150.330	-166.656	-177.852	-183.368	-176.087	-164.033	-154.683	-148.358	-136.810	-125.144	-111.689	-95.395	-78.241	-58.301	-32.022	-183.308					
6000	ECO-BUR(2C) Con 4LT	139.112	209.059	216.607	216.603	208.396	192.942	178.111	163.203	32.138	-56.464	-82.911	-96.333	-105.961	-112.900	-109.460	-97.838	-82.634	-68.853	-53.836	-40.360	-24.900	-7.447	11.924	32.183	54.426	79.901	-113.900					
6000	CHI-PAN115(3A) Con 4LT	172.573	179.491	187.479	189.303	190.334	184.415	167.059	149.888	70.963	-36.615	-96.336	-105.114	-116.445	-122.633	-121.847	-110.737	-95.222	-81.383	-69.316	-52.612	-36.175	-18.774	-0.965	19.818			-122.633					
6000	BASE refuerzos	632.527	627.746	619.439	608.533	491.760	346.710	199.915	35.099	-186.035	-128.189	-139.692	-129.653	-124.495	-111.230	-89.879	-53.690	-7.771	49.086	216.324									-131.597				
6000	ECO-BUR(2C) Sin 4LT	736.844	739.823	724.932	645.936	503.502	353.870	206.840	61.991	-152.646	-3.235	-6.956	17.892	45.781	88.187														-10.644				
6000	CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	669.669	662.340	653.906	641.394	522.882	377.412	231.593	87.894	-51.694	-85.263	-86.355	-79.158	-73.775	-61.705	-42.694	-13.129	31.243	88.771	197.650									-86.355				
VOLTAGE SETPOINT->		0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min					
2	BASE Con 4LT	-32.022	-58.301	-78.261	-95.393	-111.069	-125.144	-136.810	-148.358	-154.683	-164.033	-176.087	-183.308	-177.852	-166.656	-150.330	-137.486	-73.286	35.564	113.243	131.751	150.241	155.328	155.685	154.119	146.019	137.395	-183.308	0.96				
3	ECO-BUR(2C) Con 4LT	79.901	54.426	32.183	11.926	-7.447	-24.900	-40.360	-53.836	-68.853	-82.634	-97.838	-109.460	-113.900	-105.961	-96.333	-82.911	-56.464	32.138	163.203	178.111	192.942	208.396	216.605	216.607	209.059	199.112	-113.900	-69.407	0.97			
4	CHI-PAN115(3A) Con 4LT			19.818	-0.965	-18.774	-36.175	-52.612	-69.316	-81.383	-95.222	-110.737	-121.847	-122.633	-116.445	-105.114	-96.336	-36.615	70.963	149.888	167.059	184.415	190.334	189.303	187.479	179.491	172.573	-122.633	-60.470	0.97			
5	BASE refuerzos							216.324	49.086	-7.771	-53.690	-89.879	-111.230	-124.495	-129.692	-131.597	-128.189	-86.035	55.099	199.915	346.710	491.760	608.533	619.439	627.746	632.527	-131.597	-51.710	1				
6	ECO-BUR(2C) Sin 4LT							197.650	88.771	31.243	-13.129	-42.694	-61.705	-73.775	-79.158	-86.355	-85.263	-51.694	87.894	231.593	377.412	522.882	641.394	653.906	662.340	669.669	-86.355	-96.953	1				
7	CHI-PAN115(3A) Sin 4LT							0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

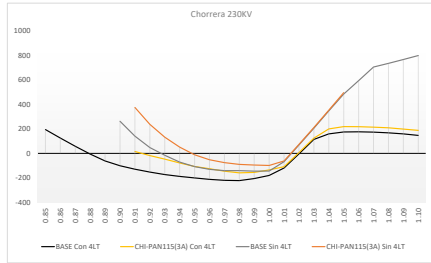
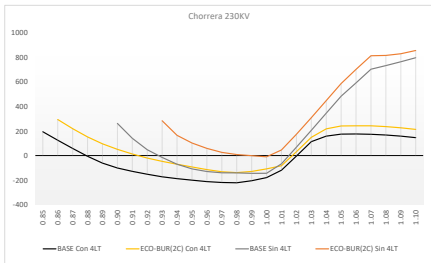
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min			
6004 BASE Con 4LT	147.660	134.982	138.797	150.493	193.046	136.205	119.476	103.726	33.816	-39.016	-102.438	-134.041	-145.476	-150.873	-169.976	-179.684	-183.292	-171.636	-159.559	-132.453	-141.274	-128.505	-112.100	-92.533	-69.603	-30.662	-183.292			
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	218.116	222.131	220.845	205.915	191.728	177.286	163.733	156.486	36.235	-32.608	-76.303	-83.875	-98.018	-106.103	-123.082	-111.352	-90.264	-78.465	-61.278	-44.808	-25.280	-1.508	26.493	59.848	108.479	187.374	-113.682			
6004 CHI-PAN115(3A) Con 4LT	183.008	195.468	195.973	197.433	182.327	165.876	150.663	108.894	38.644	-30.199	-90.222	-101.118	-113.715	-121.791	-127.121	-125.433	-108.781	-90.937	-77.078	-54.058	-31.263	4.353					-127.121			
6004 BASE Sin 4LT	514.782	445.343	377.135	310.157	238.589	164.371	91.567	20.178	-44.765	-103.979	-128.458	-131.388	-131.388	-131.392	-125.528	-113.745	-81.178	24.703										-131.393		
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	517.537	448.071	379.835	312.852	239.330	165.108	92.295	20.899	-40.946	-102.946	-125.528	-125.528	-125.528	-125.528	-113.745	-81.178	24.703											-15.741		
6004 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	519.097	449.652	381.439	314.456	242.027	167.851	94.989	23.592	-40.516	-86.492	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-108.464	-88.464		
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min			
2 BASE Con 4LT	-30.662	-69.603	-92.533	-112.100	-128.505	-141.274	-152.453	-159.559	-171.636	-183.292	-179.684	-169.976	-150.873	-145.476	-134.041	-102.438	-35.016	33.816	103.726	119.476	136.201	153.046	158.493	158.797	154.982	147.660	-183.292	0.94		
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT	187.374	108.479	59.848	26.693	-1.508	-25.280	-44.808	-61.275	-78.465	-96.264	-111.552	-113.682	-106.105	-98.018	-85.475	-76.303	-32.608	36.235	106.486	163.733	177.286	191.728	205.915	220.545	222.131	218.116	-113.682	-69.610	0.96	
4 CHI-PAN115(3A) Con 4LT				4.353	-31.263	-54.058	-77.078	-90.937	-108.781	-125.433	-140.265	-145.476	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	-150.873	0.96
5 BASE Sin 4LT									24.703	-81.178	-113.745	-125.528	-131.392	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	-131.388	0.99
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT									119.574	31.090	9.103	-2.504	-8.464	-15.741	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	-20.899	1.02
7 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT									36.461	-44.098	-68.276	-81.095	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	-86.406	1
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100				





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min			
6005 BASE Con 4LT	146.266	158.667	167.674	173.318	175.965	174.595	158.726	113.679	-4.132	-119.521	-179.967	-205.205	-222.031	-219.696	-212.332	-200.488	-187.956	-172.957	-152.350	-128.886	-101.235	-61.887	-9.894	57.793	105.199	194.055	-222.031			
6005 ECD-BUR(ZC) Con 4LT	213.376	256.656	236.239	242.864	247.504	241.333	218.063	148.650	31.416	-83.386	-108.663	-129.653	-139.004	-132.125	-114.204	-92.674	-70.452	-47.532	-20.486	12.853	50.379	95.838	152.248	219.236	294.122	-139.004				
6005 CHI-PAN115(3A) Con 4LT	187.605	198.038	208.190	213.986	217.597	218.333	199.683	124.134	6.386	-108.958	-133.247	-155.147	-158.973	-145.701	-125.240	-107.006	-78.124	-46.814	-17.910	15.346							-158.973			
6005 BASE Sin 4LT	797.982	765.203	734.001	704.418	592.948	484.178	346.141	205.360	68.193	-67.500	-142.340	-246.978	-316.208	-341.073	-340.674	-330.252	-308.343	-270.860	-215.498	47.187	140.678	262.273					-144.970			
6005 ECD-BUR(ZC) Sin 4LT	836.817	830.603	816.486	819.962	792.733	587.575	446.271	308.703	173.170	85.481	-126.208	-270.783	-416.208	-490.091	-490.091	-490.091	-490.091	-490.091	-490.091	-490.091	-490.091	-490.091	-490.091	-490.091	-490.091	-490.091	-150.208			
6005 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	834.138	802.971	773.600	728.571	607.905	495.081	351.957	211.072	73.319	-61.588	-126.208	-216.208	-270.783	-316.208	-316.208	-316.208	-316.208	-316.208	-316.208	-316.208	-316.208	-316.208	-316.208	-316.208	-316.208	-316.208	-316.208	-98.589		
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min			
2 BASE Con 4LT	194.055	125.199	57.793	-61.887	-101.235	-128.886	-152.350	-172.957	-187.956	-200.488	-212.332	-219.696	-222.031	-205.205	-179.967	-159.521	-4.132	113.679	158.726	174.595	175.965	173.318	167.674	158.667	146.266	-222.031	0.98			
3 ECD-BUR(ZC) Con 4LT	294.122	219.236	152.248	95.835	50.379	12.853	-20.486	-47.532	-70.452	-92.674	-114.204	-132.125	-139.004	-129.653	-108.663	-83.386	31.416	148.650	218.063	241.333	242.504	242.864	236.239	226.656	213.376	-139.004	-83.027	0.98		
4 CHI-PAN115(3A) Con 4LT						15.346	-17.910	-46.814	-78.124	-108.958	-133.247	-155.147	-158.973	-145.701	-125.240	-107.006	6.386	124.134	199.683	218.333	217.597	213.986	208.190	201.136	198.038	187.605	-158.973	-83.027	0.98	
5 BASE Sin 4LT								262.273	140.678	47.187	-15.498	-70.860	-108.343	-130.252	-140.674	-141.073	-144.970	-144.340	-144.340	-144.340	-144.340	-144.340	-144.340	-144.340	-144.340	-144.340	-144.340	-144.340	0.99	
6 ECD-BUR(ZC) Sin 4LT									374.528	236.416	132.301	50.999	-11.565	-31.896	-75.558	-90.091	-95.044	-95.044	-95.044	-95.044	-95.044	-95.044	-95.044	-95.044	-95.044	-95.044	-95.044	-95.044	-95.044	0.99
7 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT																												1		





2025

AP



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

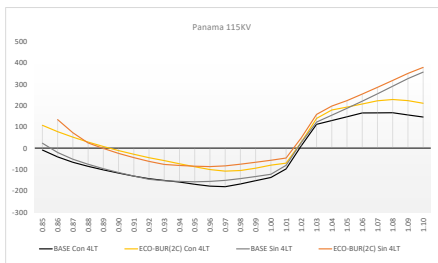
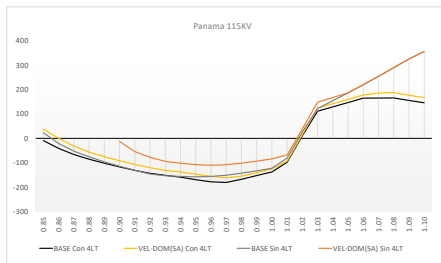
A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.



Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-180.93		0.97	-178.64		0.95	-215.71		0.97
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-161.56	-19.37	0.97	-159.08	-19.56	0.95	-190.96	-24.75	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-107.88	-73.05	0.97	-108.72	-69.92	0.96	-129.69	-86.02	0.98
BASE Sin 4LT	-157.94	-22.99	0.95	-163.00	-15.64	0.94	-179.31	-36.40	0.95
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-110.31	-70.62	0.96	-114.83	-63.82	0.95	-121.82	-93.90	0.96
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-86.72	-94.21	0.96	-90.35	-88.29	0.95	-96.68	-119.03	0.96



CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																												
	VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6002	BASE Con 4LT	145.767	155.303	165.823	165.112	164.916	146.802	129.193	111.546	10.984	-97.899	-137.857	-152.707	-168.116	-180.930	-178.064	-149.562	-139.102	-131.649	-143.449	-131.205	-117.143	-102.020	-85.892	-66.230	-41.149	-8.989	-180.930	0.97	
6002	VEL-DOM(SA) Con 4LT	167.039	176.614	187.056	185.965	177.880	159.715	142.237	124.708	15.120	-93.489	-124.821	-141.224	-155.281	-161.538	-155.944	-146.894	-137.790	-131.424	-120.148	-107.064	-91.926	-75.609	-56.706	-31.715	5.348	38.156	-161.538	0.97	
6002	ECD-DOM(SA) Con 4LT	210.175	222.599	227.197	221.939	206.655	192.045	178.511	139.272	28.195	-70.570	-79.225	-94.312	-105.046	-107.884	-100.724	-87.562	-73.536	-58.437	-43.085	-28.721	-11.675	7.505	28.368	51.327	77.054	106.972	-107.884	0.97	
6002	BASE Sin 4LT	356.177	325.809	290.034	254.597	220.157	186.720	154.294	121.831	26.471	-80.642	-122.787	-133.324	-142.808	-151.371	-154.094	-146.894	-137.790	-131.424	-120.148	-107.064	-91.926	-75.609	-56.706	-31.715	5.348	38.156	-151.371	0.97	
6002	VEL-DOM(SA) Sin 4LT	356.177	325.809	290.034	254.597	220.157	186.720	154.294	121.831	26.471	-80.642	-122.787	-133.324	-142.808	-151.371	-154.094	-146.894	-137.790	-131.424	-120.148	-107.064	-91.926	-75.609	-56.706	-31.715	5.348	38.156	-151.371	0.97	
6002	ECD-DOM(SA) Sin 4LT	378.420	350.213	317.336	284.794	253.210	222.592	197.032	158.025	48.221	-46.578	-57.068	-66.475	-75.362	-81.263	-84.900	-81.487	-76.674	-62.101	-44.456	-24.585	-1.594	23.991	72.171	133.758	-46.723	0.97	0.96		
	VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2	BASE Con 4LT	-8.989	-41.169	-66.230	-65.692	-102.020	-157.143	-131.205	-143.449	-151.649	-159.102	-169.562	-178.064	-180.930	-168.116	-152.707	-137.857	-97.599	10.894	111.546	129.193	146.802	164.916	165.112	165.823	155.303	145.767	-180.930	0.97	
3	VEL-DOM(SA) Con 4LT	38.156	0.348	-31.715	-56.706	-75.609	-91.926	-107.064	-120.148	-131.424	-137.790	-146.894	-155.944	-161.538	-155.281	-141.224	-124.821	-93.489	15.120	124.708	142.237	159.715	177.880	185.965	187.056	176.614	147.099	-161.538	-19.372	0.97
4	ECD-BUR(ZC) Con 4LT	106.972	77.054	51.327	28.368	7.505	-11.675	-28.721	-43.085	-58.437	-73.536	-87.562	-100.724	-107.884	-105.046	-94.312	-79.225	-70.570	28.195	139.272	178.511	192.045	206.655	211.939	227.197	222.599	210.175	-107.884	-73.046	0.97
5	BASE Sin 4LT	22.954	-20.773	-52.276	-75.788	-96.383	-114.488	-131.039	-146.296	-153.265	-156.168	-161.538	-168.116	-170.939	-158.025	-142.808	-131.424	-122.787	-101.709	-84.318	-68.226	-54.597	-41.149	-24.585	-11.675	7.505	38.156	-151.371	-22.991	0.95
6	VEL-DOM(SA) Sin 4LT	133.758	72.171	23.991	-1.594	-24.585	-44.456	-62.101	-76.674	-81.487	-84.900	-86.723	-83.263	-75.362	-66.475	-57.068	-46.578	48.221	197.032	197.032	222.592	253.210	284.794	317.336	350.213	378.420	-86.723	-94.207	0.96	
7	ECD-BUR(ZC) Sin 4LT	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			

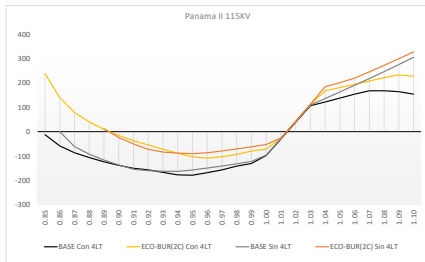
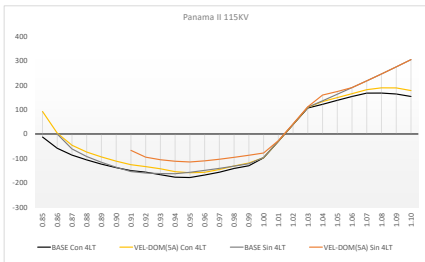




CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min
6004 BASE Con 4LT	153.797	164.151	167.802	167.543	153.900	137.916	121.774	106.450	38.392	-30.365	-97.712	-130.443	-141.382	-154.874	-168.294	-178.643	-177.281	-167.105	-156.661	-150.282	-138.198	-123.586	-106.196	-86.494	-58.614	-32.287	-178.643
6004 VEL-DOM(SA) Con 4LT	178.048	189.005	189.248	181.605	165.270	149.230	133.182	109.163	38.991	-28.771	-87.123	-119.120	-131.329	-145.869	-157.231	-159.078	-154.519	-142.776	-134.000	-126.961	-111.731	-94.135	-74.038	-46.277	3.468	92.327	-159.078
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	227.513	232.847	221.581	207.613	194.182	180.828	167.902	151.077	40.897	-27.873	-71.389	-79.767	-93.264	-102.902	-108.713	-103.430	-88.687	-72.091	-54.373	-37.173	-15.768	9.330	39.925	78.800	139.325	238.050	-108.713
6004 BASE Sin 4LT	304.987	275.275	246.246	217.901	190.244	162.863	135.933	109.882	39.549	-29.175	-96.485	-121.324	-131.917	-141.093	-149.404	-157.255	-160.092	-162.344	-160.092	-154.232	-136.545	-116.309	-92.388	-61.166	-30.551	-163.052	
6004 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	304.987	275.275	246.246	217.901	190.244	162.863	135.933	109.882	39.549	-29.175	-96.485	-121.324	-131.917	-141.093	-149.404	-157.255	-160.092	-162.344	-160.092	-154.232	-136.545	-116.309	-92.388	-61.166	-30.551	-163.052	
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	327.197	299.332	272.137	243.617	219.582	200.745	184.467	172.901	42.745	-26.050	-52.564	-62.122	-70.870	-79.206	-86.473	-90.355	-87.856	-83.713	-72.396	-50.459	-23.701	12.186					-90.350

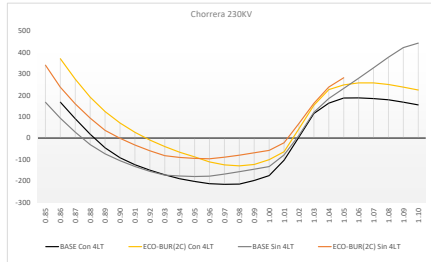
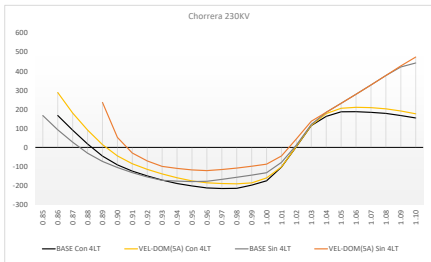
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	-12.287	-58.614	-86.494	-106.196	-123.586	-138.198	-150.282	-156.661	-167.105	-177.281	-178.643	-168.294	-154.874	-141.382	-130.443	-97.712	-30.365	38.392	106.450	121.774	137.916	153.900	167.543	167.802	164.151	153.797	-178.643	0.95	
3 VEL-DOM(SA) Con 4LT	92.327	3.468	-46.277	-74.038	-94.135	-111.731	-125.961	-134.000	-142.776	-154.519	-159.078	-157.231	-145.869	-131.329	-119.120	-97.123	-29.771	38.991	109.163	133.182	149.230	165.270	181.605	189.248	189.005	178.048	-159.078	-19.564	0.95
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT	238.050	139.325	78.800	39.925	9.330	-15.768	-37.173	-54.373	-72.091	-88.687	-103.430	-108.713	-102.902	-93.264	-79.767	-71.389	-27.873	40.897	111.077	167.902	180.828	194.182	207.613	221.581	232.847	227.513	-108.713	-49.304	0.96
5 BASE Sin 4LT		-0.151	-61.166	-92.388	-116.309	-136.545	-154.232	-160.092	-162.344	-163.052	-157.255	-149.404	-141.093	-131.917	-121.324	-96.485	-29.173	39.549	109.682	135.933	162.863	190.244	217.901	246.246	275.275	304.987	-163.052	-15.641	0.94
6 VEL-DOM(SA) Sin 4LT																													0.95
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT																													0.94





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6005 BASE Con 4L1	154.364	167.021	178.321	181.841	187.123	186.516	162.740	114.572	4.502	-103.309	-170.091	-197.803	-214.749	-230.751	-232.626	-202.248	-189.574	-171.337	-149.528	-124.484	-91.819	-45.385	17.764	89.978	167.127		-215.711		
6005 VEL-DOM(SA) Con 4L1	176.260	190.725	202.264	209.305	210.219	205.135	177.374	113.303	3.205	-102.642	-169.231	-196.045	-213.000	-229.652	-231.460	-201.039	-188.364	-170.127	-148.318	-123.274	-90.609	-44.175	14.383	92.753	179.752	287.810		-190.959	
6005 ECD-BUR(ZC) Con 4L1	223.710	237.339	249.566	257.088	257.012	247.766	225.670	152.936	43.408	-63.859	-100.818	-123.141	-129.691	-124.979	-111.374	-87.679	-66.238	-39.665	-9.253	26.892	70.215	123.628	190.773	274.031	369.755		-129.691		
6005 BASE Sin 4L1	442.498	421.623	376.890	327.117	278.616	231.260	184.164	120.120	12.338	-78.790	-132.752	-185.277	-236.893	-287.800	-317.524	-319.315	-276.991	-212.680	-155.099	-102.400	-60.601	-23.487	-30.593	27.038	92.377	166.797		-179.313	
6005 VEL-DOM(SA) Sin 4L1	473.569	457.636	376.890	327.117	278.616	231.260	184.165	137.094	44.817	-64.993	-121.843	-184.368	-236.060	-287.000	-321.000	-318.515	-276.324	-212.680	-155.099	-102.400	-60.601	-23.487	-30.593	27.038	92.377	166.797		-179.313	
6005 ECD-BUR(ZC) Sin 4L1	503.640	461.624	415.245	369.324	324.461	280.949	237.587	161.891	67.714	-22.008	-57.553	-88.869	-121.843	-164.342	-206.678	-206.678	-164.342	-102.215	-59.248	-32.631	-1.068	35.726	92.836	158.810	236.893	339.775		-96.678	
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4L1	167.127	167.127	89.978	-45.385	-91.819	-124.484	-149.528	-171.337	-189.574	-202.248	-212.626	-213.711	-214.749	-197.803	-170.091	-135.308	4.502	114.572	162.740	186.516	187.123	183.841	178.321	167.021	154.364	-215.711		0.97	
3 VEL-DOM(SA) Con 4L1	287.810	279.752	249.566	210.219	14.383	-44.175	-85.902	-114.999	-139.173	-159.059	-175.606	-195.640	-219.632	-240.959	-266.045	-287.810	-309.959	-329.626	-345.303	-356.045	-361.810	-363.566	-361.810	-356.045	-345.303	-329.626		-24.752	0.98
4 ECD-BUR(ZC) Con 4L1	369.755	274.031	186.773	123.628	70.215	26.892	-9.253	-39.665	-66.238	-87.679	-111.374	-124.979	-141.374	-157.679	-173.979	-189.274	-204.569	-219.864	-235.159	-250.454	-265.749	-281.044	-296.339	-311.634	-326.929		-86.200		0.98
5 BASE Sin 4L1	166.797	92.377	27.038	-30.593	-73.407	-105.601	-132.408	-155.099	-172.680	-176.991	-179.313	-171.337	-141.374	-101.374	-51.374	-1.374	48.626	98.626	148.626	198.626	248.626	298.626	348.626	398.626	448.626		-36.397		0.95
6 VEL-DOM(SA) Sin 4L1	339.775	236.893	158.810	92.836	35.726	-1.068	-32.631	-69.248	-102.215	-134.215	-166.215	-198.215	-230.215	-262.215	-294.215	-326.215	-358.215	-390.215	-422.215	-454.215	-486.215	-518.215	-550.215	-582.215	-614.215		-93.895		0.96
7 ECD-BUR(ZC) Sin 4L1	339.775	236.893	158.810	92.836	35.726	-1.068	-32.631	-69.248	-102.215	-134.215	-166.215	-198.215	-230.215	-262.215	-294.215	-326.215	-358.215	-390.215	-422.215	-454.215	-486.215	-518.215	-550.215	-582.215	-614.215		-96.678		0.94





1348

2026

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

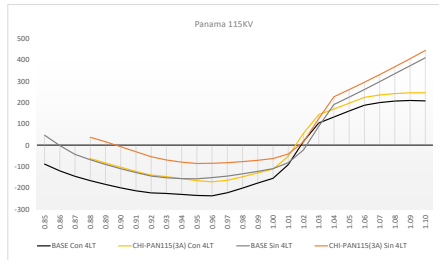
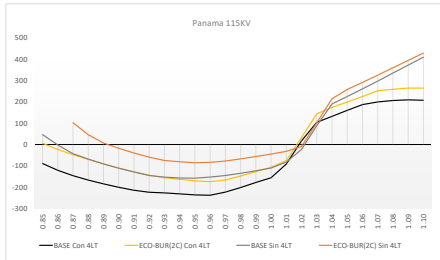


Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-237.77		0.96	-240.58		0.93	-286.10		0.96
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-174.26	-63.50	0.96	-177.67	-62.91	0.94	-208.35	-77.75	0.96
CHI-PAN115(3A) Con 4LT	-172.30	-65.47	0.96	-179.58	-61.00	0.94	-213.13	-72.97	0.97
BASE Sin 4LT	-157.85	-79.91	0.95	-164.40	-76.18	0.93	-180.56	-105.55	0.95
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-85.75	-152.02	0.95	-88.91	-151.67	0.94	-96.49	-189.61	0.95
CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	-86.25	-151.52	0.95	-92.49	-148.09	0.95	-101.93	-184.18	0.96



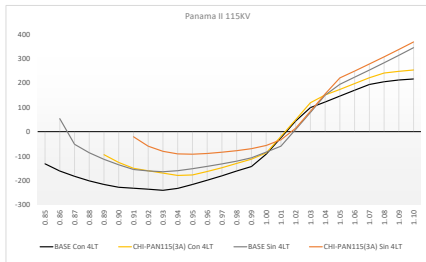
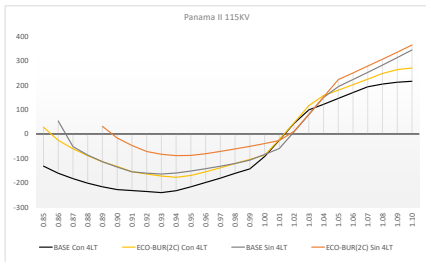
CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min	
6000 BASE Con 4LT	207.241	209.172	206.351	199.260	186.942	160.063	131.863	104.707	77.124	-91.505	-155.862	-177.942	-201.587	-223.122	-237.766	-236.225	-231.202	-226.769	-223.884	-214.264	-201.508	-184.382	-166.784	-146.231	-120.937	-89.092	-237.766	
6000 ECO-BUR(2C) Con 4LT	261.265	264.413	258.886	235.833	224.883	198.772	173.818	144.096	113.034	-75.338	-105.712	-127.128	-147.498	-166.262	-174.262	-170.564	-164.863	-148.724	-130.089	-112.141	-92.175	-70.101	-48.008	-26.000	-10.000	0.000	0.000	0.96
6002 CHI-PAN115(3A) Con 4LT	243.303	245.177	241.449	235.081	223.665	196.218	169.228	142.592	115.045	-52.175	-112.161	-130.089	-148.724	-164.863	-172.236	-166.487	-157.230	-147.899	-140.166	-123.290	-103.461	-83.999	-62.809	-42.000	-20.000	0.000	0.000	0.96
6000 BASE Sin 4LT	400.358	372.082	334.870	297.137	260.447	224.807	190.227	155.486	-9.222	-82.446	-110.269	-133.087	-154.744	-145.206	-152.497	-157.894	-157.171	-150.063	-145.342	-128.778	-110.797	-90.807	-68.643	-45.370	-2.120	46.537	-157.894	
6000 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	426.467	394.077	359.692	324.762	290.460	257.932	214.622	175.496	-9.222	-32.074	-64.879	-86.336	-107.413	-121.451	-131.514	-135.751	-135.024	-124.487	-119.284	-99.819	-77.974	-56.962	-35.693	-10.832	0.000	0.000	0.000	0.96
6002 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	443.875	404.935	367.075	330.307	294.645	260.103	226.696	184.141	14.696	-41.449	-63.009	-71.180	-77.461	-82.358	-85.128	-86.246	-79.990	-69.959	-54.365	-31.046	-7.416	15.979	36.926	0.000	0.000	0.000	0.000	0.96
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min	
2 BASE Con 4LT	-83.092	-120.937	-146.221	-166.784	-184.382	-200.508	-214.264	-223.884	-226.769	-231.202	-236.225	-237.766	-223.122	-201.587	-177.942	-155.862	-95.505	17.124	103.707	131.863	160.063	186.942	199.260	206.351	209.172	207.241	-237.766	
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT	5.773	-23.424	-48.008	-62.809	-83.999	-103.461	-123.290	-140.166	-147.899	-157.230	-166.487	-170.564	-164.863	-148.724	-130.089	-112.141	-92.175	0.000	142.592	169.228	196.218	223.665	235.081	241.449	245.177	243.303	-172.236	
5 BASE Sin 4LT	46.537	-2.120	-43.370	-68.643	-90.807	-110.797	-128.778	-145.342	-153.063	-157.171	-157.894	-152.497	-145.206	-134.744	-123.067	-101.269	-82.446	-22.910	88.067	190.227	224.807	260.447	297.137	334.870	372.082	400.358	-157.894	
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT			101.832	45.691	6.962	-17.974	-39.819	-59.284	-74.087	-81.024	-87.791	-86.246	-83.128	-77.421	-67.413	-56.336	-44.879	-32.074	-9.222	101.486	214.622	257.932	290.460	324.762	354.077	428.467	-85.751	
7 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT				36.926	15.979	-7.416	-31.046	-54.365	-69.959	-79.990	-86.246	-85.128	-82.358	-77.461	-71.180	-63.009	-41.449	-14.696	124.141	226.696	260.103	294.645	330.307	367.075	404.935	443.875	-86.246	
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	0.96	





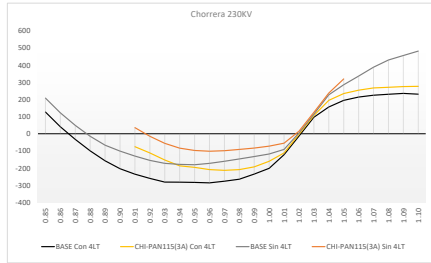
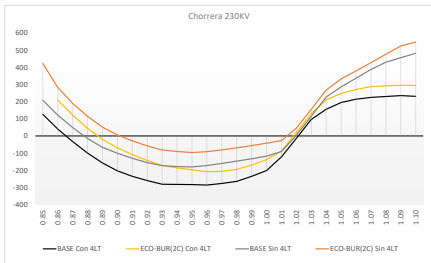
	CONTINGENCY: BASE CASE																Plant (MW)															
	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min					
VOLTAGE SETPOINT->																																
6004 BASE Con 4L1	216.202	212.153	204.720	193.556	170.010	145.836	121.784	98.601	43.572	-29.160	-92.482	-143.174	-161.570	-181.165	-199.059	-216.349	-232.641	-248.933	-235.999	-232.028	-228.119	-216.761	-201.866	-183.027	-161.317	-131.977	-240.580					
6004 ECO-BUR(2C) Con 4L1	276.757	264.135	247.939	224.771	202.124	179.684	157.882	116.049	45.895	-22.848	-86.909	-154.037	-221.007	-289.840	-355.125	-420.515	-477.671	-512.768	-544.436	-564.436	-574.815	-580.812	-60.592	-64.064	27.688	-177.671	-217.671					
6004 CHI-PAN115(3A) Con 4L1	253.045	247.468	240.712	221.356	197.287	173.402	150.523	118.879	48.726	-20.017	-87.350	-152.942	-230.363	-317.973	-413.337	-517.451	-629.373	-749.888	-880.376	-1022.224	-1174.201	-1338.423	-1514.886	-1698.812	-1905.592	-2135.671	-2398.671					
6004 BASE Sin 4L1	344.624	313.302	282.686	252.780	223.489	194.357	149.894	78.680	8.875	-59.520	-83.863	-107.275	-121.192	-132.284	-142.494	-151.911	-160.212	-164.399	-167.900	-105.129	-135.908	-113.622	-86.555	-51.699	53.198	-164.399	-88.907					
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4L1	365.157	333.876	306.690	278.505	250.487	223.058	153.886	80.463	10.850	-24.752	-39.204	-50.769	-62.414	-71.608	-81.003	-88.054	-92.901	-93.356	-71.762	-47.341	-16.717	31.215	-20.901	-39.338	-80.483	-92.242	-148.089					
6004 CHI-PAN115(3A) Sin 4L1	367.965	337.154	307.079	277.720	248.577	220.427	154.948	83.722	13.906	-33.266	-56.685	-69.944	-77.908	-84.203	-89.524	-92.493	-91.262	-80.483	-59.538	-20.901							-92.491					
VOLTAGE SETPOINT->																																
2 BASE Con 4L1	-131.977	-161.317	-183.027	-201.866	-216.761	-228.119	-232.028	-235.999	-248.933	-232.641	-216.549	-199.059	-181.165	-161.570	-143.174	-92.482	-25.160	43.572	98.601	121.784	145.836	170.010	193.526	204.720	212.153	216.202	-240.580	0.93				
3 ECO-BUR(2C) Con 4L1	27.688	-26.064	-60.591	-89.812	-114.886	-132.815	-154.796	-164.436	-172.768	-177.671	-170.015	-155.125	-139.840	-121.007	-104.037	-86.959	-72.848	45.895	116.049	157.882	179.684	202.124	224.771	247.939	264.135	276.757	-177.671	-62.908	0.94			
4 CHI-PAN115(3A) Con 4L1				-94.423	-126.203	-155.224	-160.376	-169.848	-178.376	-177.451	-163.337	-147.973	-130.363	-112.942	-87.350	-70.017	48.726	118.879	150.523	173.402	197.287	221.356	240.712	247.468	253.045	-179.575	-61.004	0.94				
5 BASE Sin 4L1		53.198	-51.699	-86.555	-113.622	-135.908	-155.129	-160.990	-164.399	-160.212	-151.911	-142.494	-132.284	-121.192	-107.275	-83.863	-59.520	8.875	78.680	149.894	194.357	223.489	252.780	282.686	313.302	344.624	-164.399	-76.180	0.93			
6 ECO-BUR(2C) Sin 4L1				31.215	-16.717	-47.341	-71.762	-83.356	-89.901	-88.054	-81.003	-71.608	-61.414	-50.769	-39.204	-24.752	10.850	80.463	151.886	223.058	250.487	278.505	306.690	335.876	365.157	-88.907	-151.672	0.94				
7 CHI-PAN115(3A) Sin 4L1																																
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	1.100					





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6005 BASE Con 4LT	230.577	235.084	229.928	224.688	213.686	194.773	155.731	96.402	-13.878	-121.904	-201.567	-235.178	-264.568	-274.609	-286.103	-283.351	-282.155	-281.485	-280.064	-235.396	-203.472	-157.399	-99.894	-32.819	40.431	126.356	-286.105		
6005 ECD-BUR(2C) Con 4LT	293.682	293.404	292.005	287.368	270.484	248.148	210.498	129.737	19.961	-87.576	-138.101	-189.992	-199.220	-205.821	-208.351	-197.478	-186.491	-172.896	-142.899	-108.353	-69.405	-20.261	44.153	121.798	208.896	-208.351			
6005 CHI-PAN115(3A) Con 4LT	274.277	274.731	270.851	264.916	253.472	234.430	194.602	106.563	-3.676	-111.657	-160.111	-193.076	-209.047	-213.132	-208.748	-195.978	-186.992	-152.959	-111.899	-75.269									
6005 BASE Sin 4LT	481.574	435.014	429.545	387.555	336.078	280.590	226.932	114.482	4.315	-91.126	-177.737	-132.919	-146.805	-160.191	-172.433	-180.538	-178.343	-172.612	-155.243	-130.197	-101.126	-66.422	-14.916	48.813	121.747	207.842	-180.538		
6005 ECD-BUR(2C) Sin 4LT	346.643	324.032	476.042	426.944	379.149	332.197	287.443	155.437	46.128	-27.041	-42.236	-56.100	-69.240	-81.400	-91.787	-96.684	-90.300	-81.919	-57.786	-28.738	5.281	31.300	114.155	189.146	282.458	423.067	-96.494		
6005 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	519.254	492.045	467.023	419.584	349.216	319.388	237.052	124.658	14.527	-55.039	-127.306	-83.373	-91.474	-98.565	-101.926	-97.420	-83.734	-55.858	-15.022	35.530									
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	126.356	40.631	-32.819	-99.894	-157.399	-203.472	-235.396	-260.064	-281.485	-282.155	-283.351	-286.103	-274.609	-264.568	-235.178	-201.567	-121.904	-13.878	96.402	155.731	194.773	213.686	224.688	229.928	235.084	230.577	-286.105	0.96	
3 ECD-BUR(2C) Con 4LT	208.896	121.798	44.153	-20.261	-69.405	-108.353	-142.895	-172.896	-186.451	-197.479	-208.351	-205.821	-199.220	-169.992	-138.101	-87.576	19.961	129.737	210.498	248.148	270.684	287.368	292.005	295.404	293.682	-208.351	-77.734	0.94	
4 CHI-PAN115(3A) Con 4LT						-75.269	-111.899	-152.959	-186.992	-195.978	-208.351	-209.047	-193.076	-160.111	-111.657	-3.676	106.563	194.602	234.430	253.472	264.916	270.851	274.731	276.277	-213.132	-276.277	0.97		
5 BASE Sin 4LT	207.842	121.747	48.813	-14.916	-66.422	-101.126	-130.197	-155.243	-172.612	-178.343	-180.538	-172.433	-160.191	-146.803	-132.919	-117.737	-91.126	4.315	114.482	226.932	280.590	336.078	387.555	429.545	435.014	481.574	-180.538	-105.547	0.95
6 ECD-BUR(2C) Sin 4LT	423.067	282.458	189.146	114.155	51.300	5.281	-28.738	-57.786	-81.919	-90.300	-96.684	-91.787	-81.400	-69.240	-56.100	-42.236	-27.041	46.128	155.637	267.443	332.197	379.149	426.944	476.042	524.032	546.645	-96.494	-189.610	0.93
7 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT						35.530	-15.022	-55.858	-83.734	-97.420	-101.926	-98.565	-91.474	-83.373	-72.306	-55.039	14.527	124.658	237.052	319.388	349.216	419.584	467.023	492.045	519.254	-101.926	-184.179	0.94	
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			





1354

2028

AP



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.



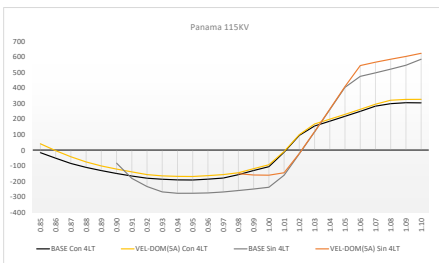
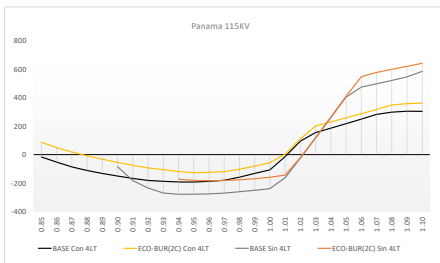
Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-192.98		0.95	-197.35		0.93	-242.15		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-126.72	-66.26	0.95	-130.97	-66.38	0.94	-156.07	-86.08	0.96
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-170.50	-22.47	0.95	-176.21	-21.14	0.93	-215.91	-26.24	0.95
BASE Sin 4LT	-278.67	85.69	0.94	-286.71	89.36	0.91	-298.98	56.83	0.92
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-183.75	-9.23	0.96	-190.24	-7.12	0.94	-185.58	-56.57	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-162.02	-30.96	1.00	-167.12	-30.24	0.98	-155.98	-86.17	0.98



CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MVAR)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min						
6002 BASE Con 4LT	304.136	305.135	298.753	282.966	249.656	217.226	186.131	155.035	94.670	-13.992	-107.164	-131.959	-158.598	-180.574	-187.672	-192.977	-192.466	-187.985	-181.464	-167.730	-150.826	-132.554	-111.689	-86.490	-55.550	-16.853	-192.977	0.95					
6002 ECO-BUR(B)C Con 4LT	362.072	358.355	349.100	317.869	287.483	258.261	230.083	211.864	111.810	3.389	-56.523	-80.866	-103.266	-118.877	-124.546	-126.719	-126.566	-120.155	-94.588	-9.587	-29.860	-250.977	-261.037	-270.306	-276.236	-278.597	-278.872	-269.856	-235.027	-182.459	-84.566	-278.672	0.96
6002 VEL-DOM(SA) Con 4LT	326.807	326.521	321.193	295.468	262.228	229.947	198.852	167.756	99.101	-9.587	-94.588	-120.155	-146.165	-158.312	-164.837	-170.504	-169.394	-164.749	-158.046	-140.485	-122.719	-102.312	-76.908	-42.956	-3.991	40.224	-170.504	-170.504	-170.504	-170.504	-170.504	0.95	
6002 BASE Sin 4LT	585.322	546.521	501.488	497.593	474.721	404.284	260.439	116.365	-24.537	-162.518	-239.660	-250.977	-261.037	-270.306	-276.236	-278.597	-278.872	-269.856	-235.027	-182.459	-84.566												
6002 ECO-BUR(B)C Sin 4LT	642.503	620.450	599.608	577.432	547.662	450.332	264.364	120.244	-20.682	-144.038	-239.229	-249.023	-257.009	-262.298	-268.747	-271.396	-271.396	-262.298	-239.229	-182.459													
6002 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	623.555	603.563	585.197	566.144	544.600	409.155	263.155	119.063	-21.854	-146.573	-216.051	-260.625	-272.444																				

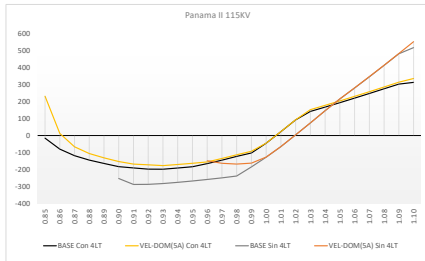
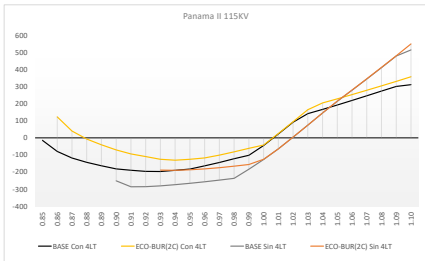
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min							
2 BASE Con 4LT	-14.853	-52.550	-86.490	-111.669	-132.554	-150.826	-167.730	-181.664	-187.985	-192.466	-192.977	-187.672	-180.574	-158.598	-131.959	-107.164	-83.992	94.670	155.035	186.131	217.226	249.656	282.966	298.753	305.135	304.136	-192.977	0.95					
3 ECO-BUR(B)C Con 4LT	86.772	49.066	17.982	-8.474	-32.214	-54.362	-75.419	-93.545	-105.804	-119.061	-126.719	-124.546	-118.877	-103.266	-80.866	-56.523	3.389	111.810	201.864	230.083	258.261	287.483	317.869	349.100	358.355	362.072	-126.719	-66.258	0.95				
4 VEL-DOM(SA) Con 4LT	40.224	-3.991	-42.956	-76.908	-102.312	-122.719	-140.485	-158.046	-166.749	-169.394	-170.504	-169.394	-158.046	-120.155	-84.588	-9.587	99.101	167.756	198.852	229.947	262.228	295.468	321.193	326.521	326.807	-170.504	-22.473	0.95					
5 BASE Sin 4LT																																	
6 ECO-BUR(B)C Sin 4LT																																	
7 VEL-DOM(SA) Sin 4LT																																	





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

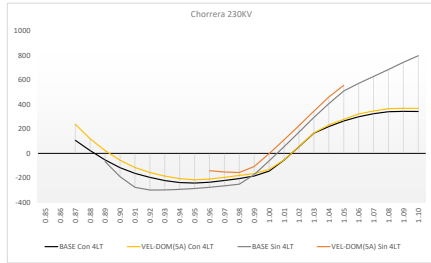
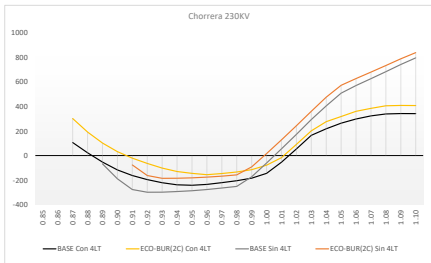
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min					
6004 BASE Con 4LT	311.568	301.293	274.127	246.358	219.426	192.576	166.618	141.592	91.619	22.575	-45.056	-102.159	-122.518	-144.317	-164.309	-182.751	-190.557	-197.381	-196.727	-189.984	-182.166	-163.715	-143.650	-119.242	-79.580	-15.122	-197.351					
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	336.018	330.972	304.843	279.951	253.478	228.635	204.819	164.654	94.185	23.129	-42.283	-81.485	-92.107	-101.056	-117.946	-125.890	-130.969	-123.432	-109.746	-84.134	-70.806	-40.704	-6.806	39.940	122.871	301.293	311.568					
6004 VEL-DOM(SA) Con 4LT	334.287	312.595	284.277	254.592	229.560	202.719	174.855	151.846	92.271	23.223	-44.413	-92.179	-112.723	-134.541	-154.506	-162.488	-169.761	-176.612	-171.667	-167.362	-152.129	-130.951	-105.362	-64.186	12.218	230.590	311.568					
6004 BASE Sin 4LT	515.248	479.461	411.272	344.324	278.611	214.133	145.573	74.012	3.890	-64.889	-127.140	-183.833	-237.104	-247.818	-257.410	-266.252	-274.377	-281.369	-286.142	-284.790	-251.912											
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	535.433	480.998	412.794	345.832	280.106	215.613	145.994	74.419	4.263	-64.473	-125.724	-186.189	-236.215	-275.088	-282.188	-287.302	-290.235	-288.494														
6004 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	549.889	480.455	412.255	345.296	279.574	215.086	145.851	74.277	4.123	-64.612	-126.227	-161.558	-167.115	-162.713	-147.807																	
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min					
2 BASE Con 4LT	-15.122	-79.580	-118.242	-143.650	-163.715	-182.166	-189.984	-196.727	-197.351	-190.557	-182.751	-164.309	-144.317	-122.518	-102.159	-45.056	22.575	91.619	141.592	166.618	192.576	219.426	246.358	274.127	301.293	311.568	-197.351	0.93				
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT	122.871	39.940	-8.806	-40.704	-70.806	-94.134	-109.746	-125.890	-130.969	-123.432	-109.746	-84.134	-70.806	-40.704	-17.946	-12.890	-11.056	-8.107	-6.185	-4.283	25.129	94.185	164.654	204.819	228.635	234.478	278.921	304.543	330.972	358.018	-130.968	0.94
4 VEL-DOM(SA) Con 4LT	230.590	12.218	-66.186	-105.362	-130.951	-152.129	-167.362	-171.667	-176.612	-169.761	-162.488	-154.506	-134.541	-112.723	-92.179	-64.413	-42.283	-23.223	-9.271	131.846	174.855	202.719	219.560	236.592	284.277	312.595	334.287	312.595	334.287	-174.212	0.93	
5 BASE Sin 4LT																																
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT																																
7 VEL-DOM(SA) Sin 4LT																																
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100						





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6005 BASE Con 4LT	341.855	342.524	339.569	323.640	298.439	264.215	216.633	164.833	53.993	-54.590	-144.956	-184.336	-205.210	-220.891	-235.217	-242.148	-236.385	-221.845	-195.897	-163.112	-116.914	-53.334	22.698	104.466				-242.148	
6005 ECD-BUR(ZC) Con 4LT	407.982	408.730	403.965	385.164	361.160	318.205	276.909	201.288	90.946	-17.131	-78.362	-114.868	-132.789	-146.446	-156.079	-145.623	-129.862	-101.951	-63.938	-21.348	31.787	102.376	312.447	302.230				-156.072	
6005 VEL-DOM(SA) Con 4LT	367.260	367.315	364.891	345.846	321.776	277.395	231.989	165.842	54.963	-53.657	-131.893	-164.919	-180.185	-195.393	-209.415	-215.367	-206.438	-185.500	-155.542	-115.252	-53.673	22.805	118.283	237.714				-215.367	
6005 BASE Sin 4LT	796.527	742.746	684.219	627.080	570.332	509.098	405.305	293.546	172.726	54.644	-60.890	-113.176	-151.466	-204.856	-276.803	-286.545	-293.583	-283.480	-276.981	-274.741	-189.805	-67.376						-276.981	
6005 ECD-BUR(ZC) Sin 4LT	839.510	789.482	736.536	680.969	628.213	572.787	476.509	361.112	243.033	127.981	15.893	-92.302	-157.287	-246.133	-375.985	-381.665	-384.969	-376.576	-342.968	-276.732								-376.578	
6005 VEL-DOM(SA) Sin 4LT	796.527	742.746	684.219	627.080	576.623	555.068	459.496	344.209	225.711	110.588	-2.062	-106.743	-155.978	-211.902	-311.320													-155.978	
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	104.466	22.698	-53.334	-116.914	-163.112	-195.857	-221.845	-236.385	-242.148	-235.217	-220.891	-184.336	-144.956	-84.590	53.993	164.833	218.633	264.215	298.439	323.640	339.569	342.524	341.855	-242.148				0.95	
3 ECD-BUR(ZC) Con 4LT	302.230	191.447	102.376	31.787	-21.348	-63.935	-101.951	-129.862	-146.403	-156.079	-146.446	-132.789	-114.868	-78.362	-17.131	90.946	201.289	276.909	318.205	361.160	385.164	405.965	408.730	407.982	-156.072	-86.076			0.96
4 VEL-DOM(SA) Con 4LT	237.714	118.283	22.805	-55.673	-115.252	-155.342	-185.500	-206.438	-215.367	-209.415	-195.393	-164.919	-132.789	-95.657	54.963	165.842	231.989	277.395	321.776	345.846	364.891	367.315	367.260	-215.367	-26.241			0.95	
5 BASE Sin 4LT				-67.376	-189.805	-276.741	-296.981	-298.480	-293.583	-286.545	-276.803	-264.856	-251.466	-213.176	-160.690	54.644	172.726	293.546	405.305	509.098	570.932	627.080	684.219	742.746	796.527	-296.981	56.833		0.92
6 ECD-BUR(ZC) Sin 4LT					-76.732	-162.969	-185.578	-184.969	-181.665	-175.985	-169.133	-157.287	-92.302	15.893	127.981	243.033	361.112	476.509	572.787	628.213	680.969	734.534	789.482	839.510	-185.578	-56.570			0.93
7 VEL-DOM(SA) Sin 4LT								-141.320	-151.902	-156.576	-106.743	-2.062	110.588	225.711	344.209	459.496	555.068	596.623	627.080	684.219	742.746	796.527	-155.978	-86.170				0.98	





1360

2030

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

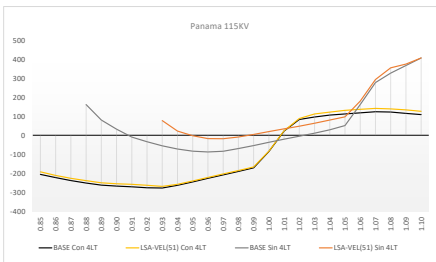
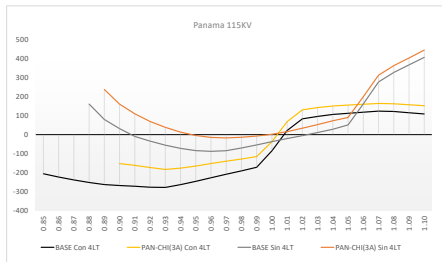
A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.



Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-278.25		0.93	-281.89		0.90	-363.91		0.95
PAN-CHI(3A) Con 4LT	-183.42	-94.83	0.93	-195.26	-86.63	0.92	-263.95	-99.96	0.98
LSA-VEL(51) Con 4LT	-269.64	-8.61	0.93	-268.82	-13.07	0.90	-347.46	-16.45	0.95
BASE Sin 4LT	-88.03	-190.22	0.96	-91.30	-190.59	0.95	-100.76	-263.14	0.95
PAN-CHI(3A) Sin 4LT	-17.27	-260.98	0.97	-18.38	-263.51	0.97	-18.93	-344.98	0.97
LSA-VEL(51) Sin 4LT	-18.26	-259.99	0.97	-19.29	-262.60	0.96	-19.82	-344.09	0.95



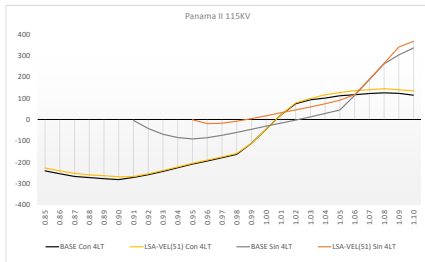
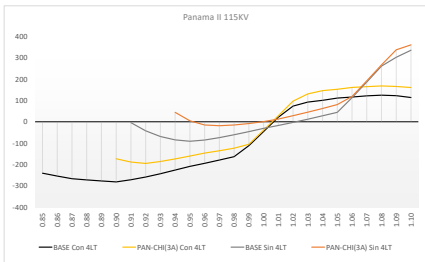
CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																												
		1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
VOLTAGE SETPOINT->																														
6002	BASE Con 4LT	109.110	115.510	122.317	124.089	118.225	112.487	106.451	96.231	81.304	22.184	-85.514	-171.898	-191.005	-208.916	-227.277	-246.273	-263.742	-279.250	-277.155	-271.964	-268.268	-263.229	-252.111	-236.897	-223.418	-206.388	-178.250		
6002	PAN-CHI(3A) Con 4LT	152.664	157.601	162.743	164.397	160.136	155.974	150.937	142.963	135.827	68.741	-37.007	-115.449	-158.449	-199.766	-232.044	-263.005	-288.764	-303.422	-312.084	-311.879	-302.411						-183.422		
6002	LSA-VEL(51) Con 4LT	126.463	131.817	138.977	141.633	136.959	131.316	121.944	112.477	81.261	23.817	-83.892	-167.037	-186.113	-203.991	-222.514	-241.249	-258.685	-269.643	-263.749	-258.637	-255.736	-250.937	-239.476	-227.274	-211.990	-192.855	-169.643		
6002	BASE Sin 4LT	407.598	367.664	327.941	277.782	162.344	51.179	28.668	10.985	-5.168	-20.494	-36.939	-54.233	-70.217	-84.557	-88.034	-84.079	-72.599	-55.629	-34.153	-9.640	31.990	80.146	161.595				-88.034		
6002	PAN-CHI(3A) Sin 4LT	643.909	604.347	563.736	513.319	205.406	80.310	73.210	33.060	34.034	15.701	2.961	-7.234	-13.938	-19.070	-24.536	-4.360	13.231	38.387	69.338	109.954	161.118	236.485					-17.271		
6002	LSA-VEL(51) Sin 4LT	407.598	375.566	355.394	293.922	180.356	97.282	80.422	63.300	47.845	33.903	19.348	4.126	-9.191	-18.264	-17.898	-2.544	22.082	77.290									-18.264		
VOLTAGE SETPOINT->																														
2	BASE Con 4LT	-204.388	-223.418	-238.897	-252.111	-263.229	-268.268	-271.964	-277.155	-279.250	-263.742	-246.273	-227.277	-208.916	-191.005	-171.898	-85.514	22.184	83.304	96.231	106.451	112.487	118.225	124.089	122.317	115.510	109.510	-278.250	0.93	
3	PAN-CHI(3A) Con 4LT																													0.93
4	LSA-VEL(51) Con 4LT	-192.855	-211.990	-227.274	-239.476	-250.937	-259.736	-258.637	-263.749	-269.643	-258.685	-241.249	-222.514	-203.991	-186.113	-167.037	-83.892	23.817	88.261	112.477	121.944	131.316	136.959	141.633	138.977	133.817	126.463	-269.643	-8.407	0.93
5	BASE Sin 4LT																													0.96
6	PAN-CHI(3A) Sin 4LT																													0.96
7	LSA-VEL(51) Sin 4LT																													0.97
		0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MW)

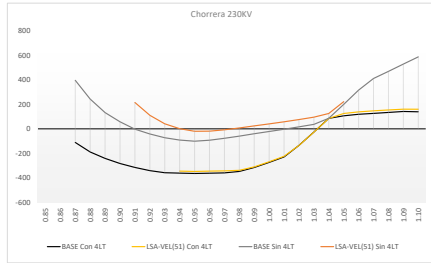
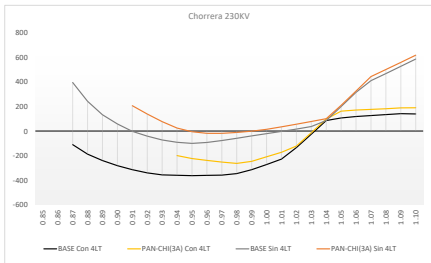
	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min							
VOLTAGE SETPOINT->																																		
6004 BASE Con 4LT	113.932	122.317	124.794	121.681	115.927	111.219	100.461	92.448	73.650	21.549	-43.893	-111.917	-163.546	-179.508	-194.705	-209.104	-226.137	-243.429	-258.865	-271.683	-283.892	-277.510	-272.581	-267.013	-254.399	-240.975	-226.892	-195.260						
6004 PAN-CHI(SA) Con 4LT	165.655	165.416	168.068	164.811	160.992	152.276	140.223	130.739	96.867	28.023	-39.445	-103.476	-122.775	-135.866	-146.838	-160.494	-174.092	-186.204	-195.260	-188.781	-173.317													
6004 LSA-VEL(S1) Con 4LT	134.264	139.161	144.316	139.232	135.062	126.136	116.185	98.231	77.693	21.787	-45.656	-111.683	-159.587	-175.512	-190.470	-205.648	-222.352	-239.457	-254.722	-267.402	-268.820	-263.520	-259.885	-252.389	-241.048	-227.662	-208.820	-181.299						
6004 BASE Sin 4LT	335.520	302.645	280.966	180.191	112.826	44.320	28.153	31.916	-3.010	-17.212	-30.938	-46.191	-60.688	-74.255	-85.941	-93.299	-84.745	-69.191	-42.234	-4.278														
6004 PAN-CHI(SA) Sin 4LT	365.672	337.526	266.822	339.836	318.461	80.728	62.303	45.135	28.610	12.414	4.461	-8.399	-15.040	-19.392	-14.817	4.613	46.314																	
6004 LSA-VEL(S1) Sin 4LT	364.287	339.914	263.711	188.918	115.536	90.058	73.712	58.583	44.648	31.772	17.509	3.945	-8.200	-17.445	-19.232	-1.386																		
VOLTAGE SETPOINT->																																		
2 BASE Con 4LT	-240.975	-254.399	-267.013	-272.581	-277.510	-283.892	-271.683	-258.865	-243.429	-226.137	-209.104	-194.705	-179.508	-163.546	-146.838	-135.866	-122.775	-105.476	-89.445	28.023	96.867	130.739	146.225	152.276	160.932	164.811	160.068	165.416	160.655	-195.260	-86.632	0.92		
3 PAN-CHI(SA) Con 4LT																																		
4 LSA-VEL(S1) Con 4LT	-227.662	-241.048	-252.389	-259.885	-263.520	-268.820	-267.402	-254.722	-239.457	-222.352	-205.648	-190.470	-175.512	-159.587	-146.838	-145.656	-154.722	-171.212	-186.204	-195.260	-188.781	-173.317												
5 BASE Sin 4LT																																		
6 PAN-CHI(SA) Sin 4LT																																		
7 LSA-VEL(S1) Sin 4LT																																		
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	1.100							





CONTINGENCY: BASE CASE Plant (MVAR)

VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min						
6005 BASE Con 4LT	139.331	141.695	133.818	125.996	118.729	106.538	85.753	-25.837	-135.135	-229.016	-273.509	-315.194	-347.088	-359.371	-361.782	-263.908	-361.108	-357.682	-341.001	-319.050	-282.681	-240.686	-188.502	-110.804	0.860	0.850	Min	-363.908					
6005 PAN-CHI(SA) Con 4LT	189.828	188.638	182.079	176.397	171.021	162.486	97.877	-13.564	-122.812	-173.316	-215.151	-247.878	-268.952	-251.394	-239.133	-224.335	-200.289												-263.908				
6005 LSA-VEL(S1) Con 4LT	159.962	160.390	154.127	147.073	138.542	125.321	85.089	-26.519	-135.830	-224.052	-268.451	-310.128	-338.013	-342.951	-344.772	-247.463	-344.851	-342.823	-323.537	-295.531	-261.344	-216.400	-158.466	-75.867				-347.463					
6005 BASE Sin 4LT	587.016	527.978	468.715	410.846	315.940	199.835	85.985	36.750	16.045	-3.159	-21.360	-39.637	-59.112	-77.166	-92.942	-100.765	-91.689	-72.574	-41.804	-2.315	57.588	132.749	242.714	395.974				-100.765					
6005 PAN-CHI(SA) Sin 4LT	618.669	559.940	501.712	444.352	356.018	209.941	100.738	78.051	35.444	34.223	13.788	-1.295	-11.600	-18.830	-18.419	-5.827	26.449	76.842	138.564	206.353								-18.830					
6005 LSA-VEL(S1) Sin 4LT	587.016	527.978	468.715	410.846	320.159	221.722	125.479	95.595	75.681	57.235	40.580	23.913	6.931	-8.003	-18.830	-19.823	1.275	40.981	110.265	214.769								-19.823					
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min						
2 BASE Con 4LT			-110.804	-188.502	-240.686	-262.681	-315.050	-341.001	-357.682	-361.108	-263.908	-361.782	-359.371	-347.088	-315.194	-273.509	-229.016	-135.135	-25.837	85.753	106.538	118.729	125.996	133.818	141.695	139.331	-363.908	0.95					
3 PAN-CHI(SA) Con 4LT									-200.289	-224.335	-239.133	-253.394	-268.952	-247.878	-210.151	-173.316	-122.812	-13.564	97.877	162.486	171.021	176.397	182.079	188.638	189.828	-263.908	-99.957	0.98					
4 LSA-VEL(S1) Con 4LT									-344.851	-247.463	-344.772	-342.951	-338.013	-310.128	-268.451	-224.052	-135.830	-26.519	85.089	125.321	138.542	147.073	154.127	160.390	159.962	-347.463	-16.466	0.95					
5 BASE Sin 4LT			395.974	242.714	132.749	57.588			-2.315	-41.804	-72.574	-91.689	-100.765	-92.942	-77.166	-59.112	-39.617	-21.360	-3.159	16.045	36.750	57.588	75.681	95.595	199.835	315.940	410.846	468.715	527.978	587.016	-100.765	-263.144	0.95
6 PAN-CHI(SA) Sin 4LT									206.353	138.564	76.842	24.449	-8.827	-18.419	-19.823	-11.600	-1.295	13.788	34.223	55.444	78.051	100.738	209.941	326.018	444.352	501.712	559.940	618.669	618.669	-18.930	-344.975	0.97	
7 LSA-VEL(S1) Sin 4LT									214.769	110.265	40.981	1.275	-5.827	-18.830	-8.003	6.931	23.913	40.580	57.235	75.681	95.595	125.479	221.722	320.159	410.846	468.715	527.978	587.016	-19.823	-344.086	0.95		
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100							





Curvas QV - Escenario de Demanda Alta



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.



1368

2023

AP



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

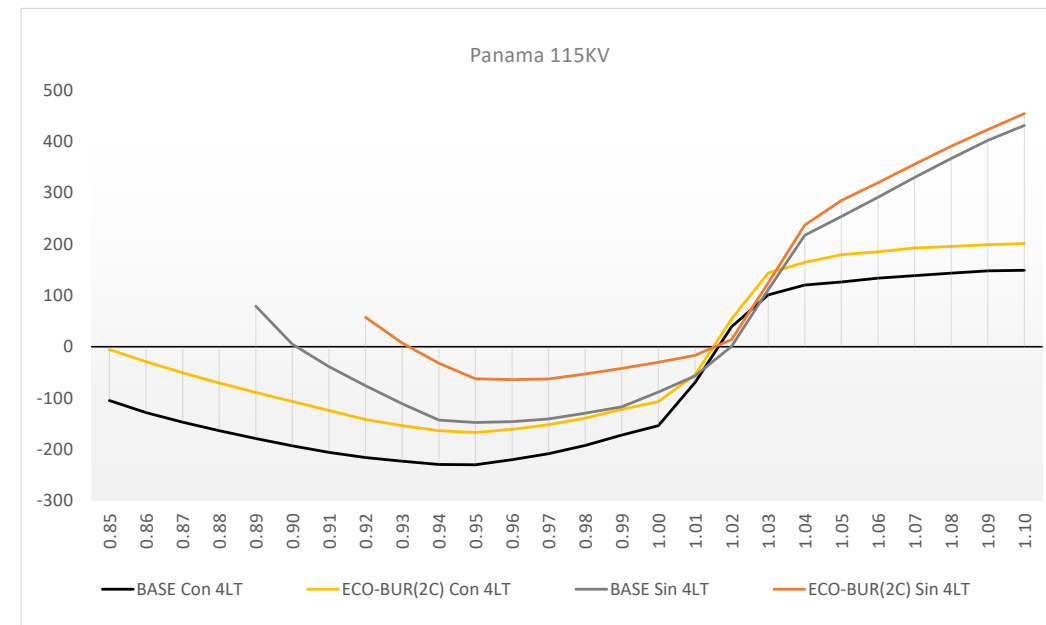
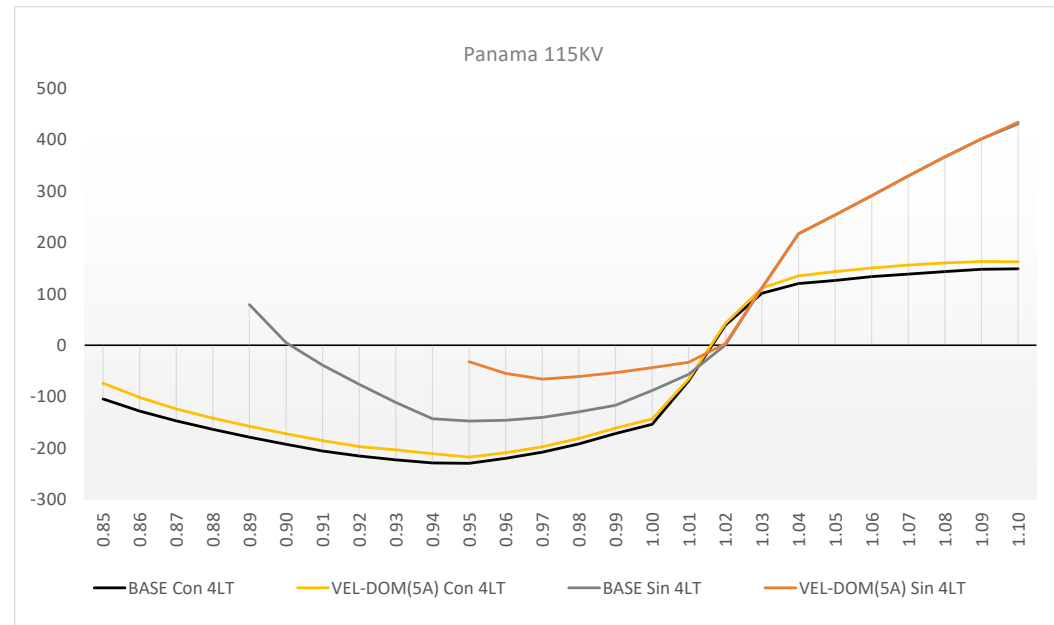


Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-229.94		0.95	-232.16		0.92	-286.25		0.97
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-217.85	-12.09	0.95	-218.43	-13.73	0.93	-265.20	-21.04	0.97
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-167.11	-62.83	0.95	-170.90	-61.26	0.93	-213.67	-72.58	0.97
BASE Sin 4LT	-147.64	-82.30	0.95	-152.39	-79.77	0.93	-164.48	-121.77	0.94
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-65.94	-164.00	0.97	-67.83	-164.33	0.96	-65.35	-220.90	0.96
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-64.10	-165.83	0.96	-66.92	-165.24	0.95	-69.10	-217.15	0.95



CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																										
VOLTAGE SETPOINT-->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min	
6002 BASE Con 4LT	148.888	147.958	143.458	138.406	133.692	126.203	120.241	101.004	38.920	-69.544	-153.873	-172.003	-192.211	-208.283	-220.130	-229.936	-229.217	-223.081	-215.763	-205.908	-192.912	-178.866	-163.659	-147.090	-128.212	-104.592	-229.936	
6002 VEL-DOM(5A) Con 4LT	162.495	163.110	160.057	156.268	150.663	143.449	135.207	111.299	42.298	-66.174	-143.544	-161.570	-181.678	-197.616	-209.395	-217.845	-211.117	-203.757	-197.270	-185.968	-172.433	-157.895	-142.037	-123.925	-101.533	-73.880	-217.845	
6002 ECO-BUR(2C) Con 4LT	200.951	198.620	195.435	192.300	184.771	179.190	164.291	143.613	53.745	-54.470	-106.998	-122.020	-139.163	-152.074	-160.805	-167.108	-163.671	-153.651	-141.910	-124.189	-106.640	-89.216	-70.590	-50.702	-29.286	-5.790	-167.108	
6002 BASE Sin 4LT	430.999	401.771	366.669	329.833	291.174	253.597	217.111	111.056	0.660	-56.889	-88.225	-116.961	-129.597	-140.703	-146.116	-147.639	-143.021	-111.176	-76.037	-38.896	5.049	79.065					-147.639	
6002 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	434.326	401.771	366.669	329.833	291.174	253.597	217.111	111.056	3.291	-33.030	-43.776	-53.247	-60.882	-65.941	-54.682	-31.903												-65.941
6002 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	454.179	422.715	390.572	355.639	319.650	284.711	236.729	124.117	14.000	-16.788	-30.256	-42.211	-53.133	-62.851	-64.104	-62.520	-32.116	7.038	57.284									-64.104

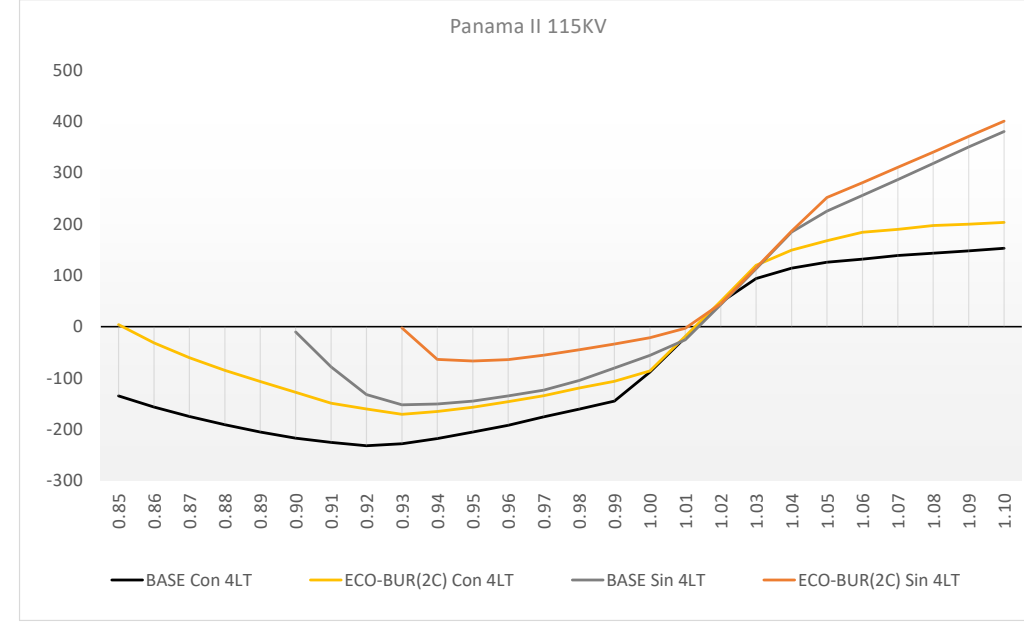
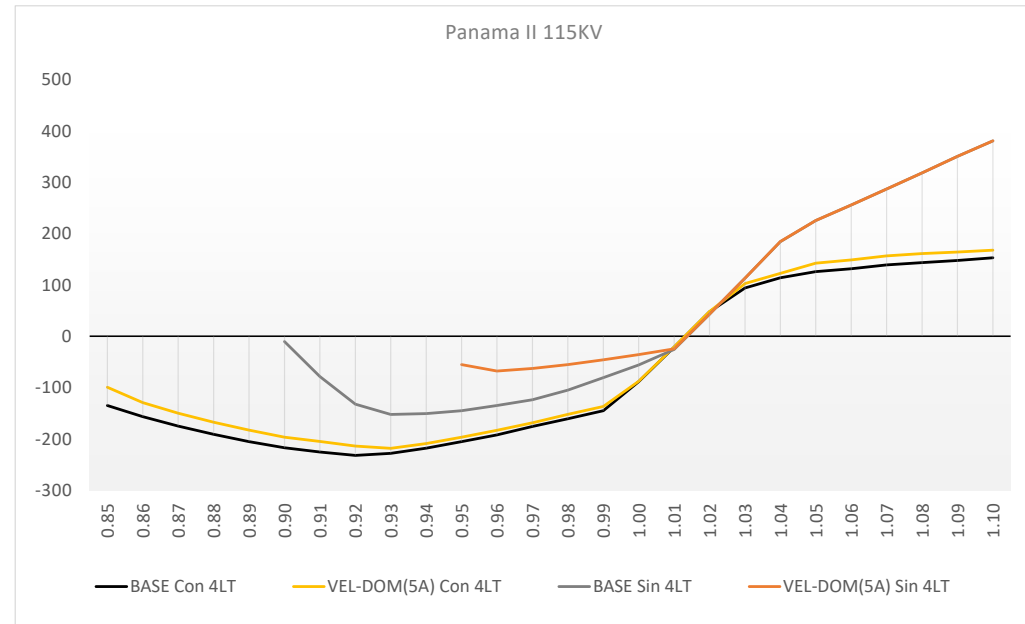
VOLTAGE SETPOINT-->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	-104.592	-128.212	-147.090	-163.659	-178.866	-192.912	-205.908	-215.763	-223.081	-229.217	-229.936	-220.130	-208.283	-192.211	-172.003	-153.873	-69.544	38.920	101.004	120.241	126.203	133.692	138.406	143.458	147.958	148.888	-229.936	0.95	
3 VEL-DOM(5A) Con 4LT	-73.880	-101.533	-123.925	-142.037	-157.895	-172.433	-185.968	-197.270	-203.757	-211.117	-217.845	-209.395	-197.616	-181.678	-161.570	-143.544	-66.174	42.298	111.299	135.207	143.449	150.663	156.268	160.057	163.110	162.495	-217.845	-12.090	0.95
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT	-5.790	-29.286	-50.702	-70.590	-89.216	-106.640	-124.189	-141.910	-153.651	-163.671	-167.108	-160.805	-152.074	-139.163	-122.020	-106.998	-54.470	53.745	143.613	164.291	179.190	184.771	192.300	195.435	198.620	200.951	-167.108	-62.828	0.95
5 BASE Sin 4LT					79.065	5.049	-38.896	-76.037	-111.176	-143.021	-147.639	-146.116	-140.703	-129.597	-116.961	-88.225	-56.889	0.660	111.056	217.111	253.597	291.174	329.833	366.669	401.771	430.999	-147.639	-82.297	0.95
6 VEL-DOM(5A) Sin 4LT											-31.903	-54.682	-65.941	-60.882	-53.247	-43.776	-33.030	3.291	111.056	217.111	253.597	291.174	329.833	366.669	401.771	434.326	-65.941	-163.995	0.97
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT								57.284	7.038	-32.116	-62.520	-64.104	-62.851	-53.133	-42.211	-30.256	-16.788	14.000	124.117	236.729	284.711	319.650	355.639	390.572	422.715	454.179	-64.104	-165.832	0.96



Handwritten signature or initials.

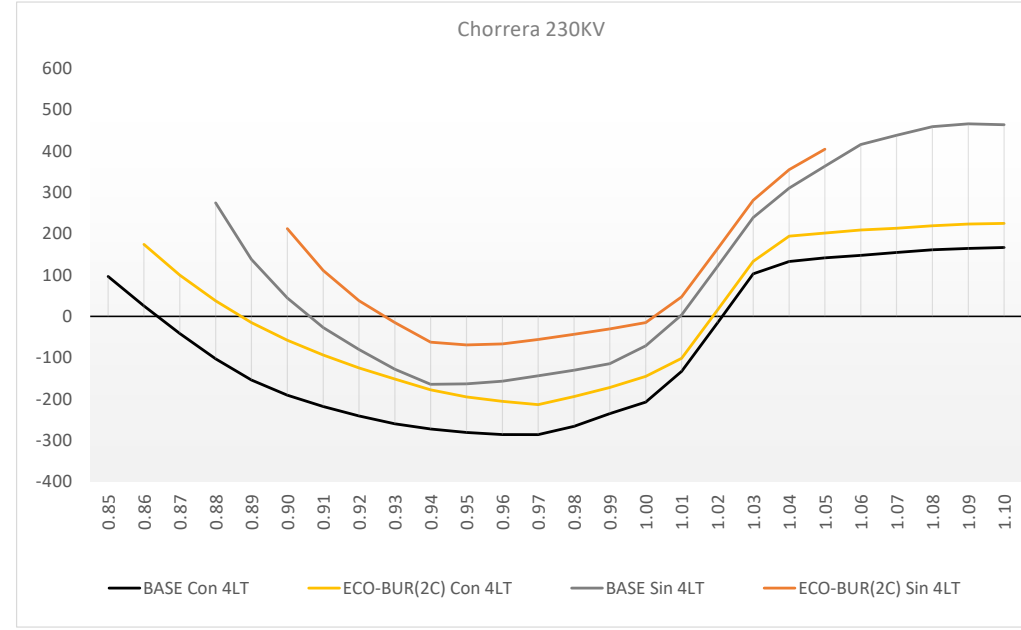
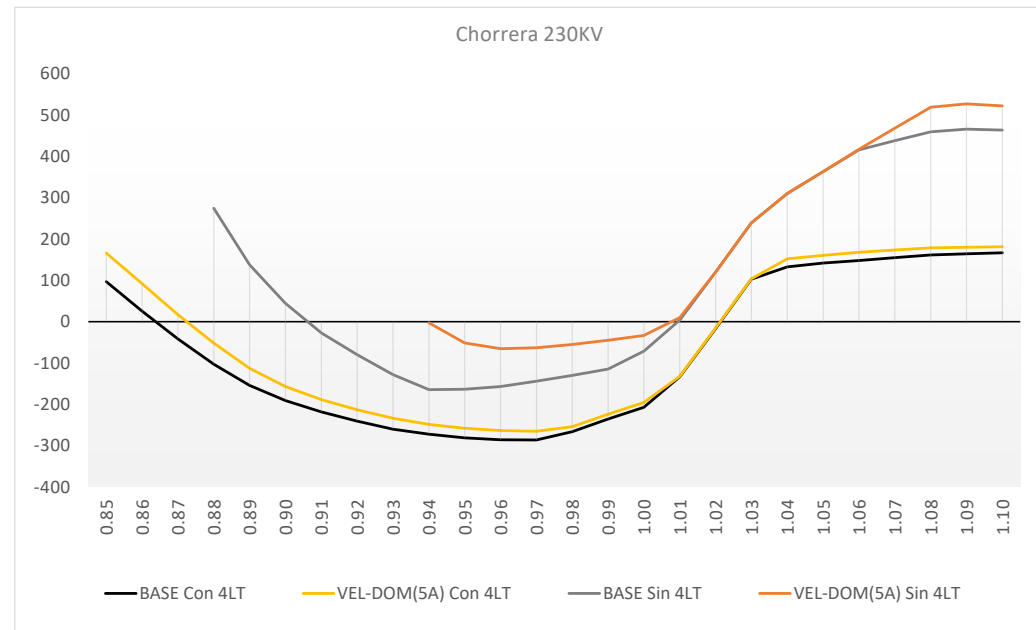


CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																											
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6004 BASE Con 4LT	152.842	147.691	143.334	138.847	131.608	125.754	113.922	93.913	47.520	-21.175	-88.458	-145.270	-160.710	-175.713	-192.201	-205.538	-218.106	-228.166	-232.161	-225.652	-217.389	-205.313	-191.011	-174.967	-156.781	-134.848	-232.161		
6004 VEL-DOM(5A) Con 4LT	167.652	163.929	161.141	156.559	148.630	142.484	122.505	102.616	48.013	-20.686	-87.971	-136.739	-152.089	-168.509	-183.399	-196.619	-209.103	-218.428	-213.778	-205.093	-196.808	-182.969	-167.473	-150.081	-129.260	-99.577	-218.428		
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	203.336	199.949	197.324	189.645	184.091	167.714	149.276	119.819	49.702	-19.003	-86.295	-106.465	-119.559	-134.740	-146.329	-157.181	-165.299	-170.899	-160.597	-149.426	-127.955	-107.019	-85.193	-60.567	-31.774	3.995	-170.899		
6004 BASE Sin 4LT	380.571	350.580	318.369	286.886	255.894	225.270	184.418	112.947	42.887	-25.761	-56.008	-80.860	-104.959	-123.866	-135.068	-145.210	-150.751	-152.387	-132.201	-78.430	-10.333						-152.387		
6004 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	380.571	350.580	318.369	286.886	255.894	225.270	184.650	113.237	43.237	-24.465	-35.835	-46.068	-55.208	-62.787	-67.827	-55.334											-67.827		
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	400.756	371.080	340.497	310.633	280.865	251.922	186.370	114.891	44.823	-3.103	-21.624	-33.980	-45.113	-55.515	-64.376	-66.921	-63.925	-2.260									-66.921		
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	-134.848	-156.781	-174.967	-191.011	-205.313	-217.389	-225.652	-232.161	-228.166	-218.106	-205.538	-192.201	-175.713	-160.710	-145.270	-88.458	-21.175	47.520	93.913	113.922	125.754	131.608	138.847	143.334	147.691	152.842	-232.161	0.92	
3 VEL-DOM(5A) Con 4LT	-99.577	-129.260	-150.081	-167.473	-182.969	-196.808	-205.093	-213.778	-218.428	-209.103	-196.619	-183.399	-168.509	-152.089	-136.739	-87.971	-20.686	48.013	102.616	122.505	142.484	148.630	156.559	161.141	163.929	167.652	-218.428	-13.733	0.93
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT	3.995	-31.774	-60.567	-85.193	-107.019	-127.955	-149.426	-160.597	-170.899	-165.299	-157.181	-146.329	-134.740	-119.559	-106.465	-86.295	-19.003	49.702	119.819	149.276	167.714	184.091	189.645	197.324	199.949	203.336	-170.899	-61.262	0.93
5 BASE Sin 4LT						-10.333	-78.430	-132.201	-152.387	-150.751	-145.210	-135.068	-123.866	-104.959	-80.860	-56.008	-25.761	42.887	112.947	184.418	225.270	255.894	286.886	318.369	350.580	380.571	-152.387	-79.774	0.93
6 VEL-DOM(5A) Sin 4LT									-2.260	-63.925	-66.921	-64.376	-62.787	-55.208	-46.068	-35.835	-24.465	43.237	113.237	184.650	225.270	255.894	286.886	318.369	350.580	380.571	-67.827	-164.334	0.96
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT																													
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			





CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																												
VOLTAGE SETPOINT->		1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6005 BASE Con 4LT		166.757	164.504	161.333	154.881	147.836	141.748	132.853	102.876	-16.348	-133.127	-207.342	-235.591	-266.069	-286.246	-285.962	-281.176	-272.453	-260.254	-240.920	-218.375	-190.983	-154.022	-102.853	-41.585	25.381	96.712	-286.246		
6005 VEL-DOM(5A) Con 4LT		181.355	180.206	178.594	173.593	168.098	160.596	152.241	103.834	-15.414	-132.214	-195.737	-223.755	-253.985	-265.202	-263.252	-257.931	-248.749	-233.732	-213.199	-188.811	-157.072	-113.002	-51.954	16.685	91.910	165.959	-265.202		
6005 ECO-BUR(2C) Con 4LT		225.053	223.679	219.464	213.491	209.104	201.493	194.202	133.378	14.666	-101.593	-145.077	-172.147	-194.058	-213.670	-205.618	-195.050	-177.716	-151.977	-124.831	-93.757	-57.770	-14.932	37.504	100.038	174.353	225.053	-213.670		
6005 BASE Sin 4LT		463.924	466.087	459.446	438.108	416.003	363.389	310.308	239.113	120.174	3.680	-71.367	-114.624	-130.200	-143.984	-156.782	-163.398	-164.476	-128.265	-79.960	-27.281	44.355	137.983	274.589				-164.476		
6005 VEL-DOM(5A) Sin 4LT		522.320	527.308	518.961	468.315	417.194	363.389	310.308	239.113	120.174	9.785	-33.310	-45.158	-55.084	-63.043	-65.346	-51.667	-2.510											-65.346	
6005 ECO-BUR(2C) Sin 4LT		537.553	541.215	535.088	501.738	454.711	404.585	355.090	281.235	163.104	47.446	-15.046	-30.258	-43.569	-56.013	-66.708	-69.099	-62.675	-15.129	38.021	110.861	212.316							-69.099	
VOLTAGE SETPOINT->		0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT		96.712	25.381	-41.585	-102.853	-154.022	-190.983	-218.375	-240.920	-260.254	-272.453	-281.176	-285.962	-286.246	-266.069	-235.591	-207.342	-133.127	-16.348	102.876	132.853	141.748	147.836	154.881	161.333	164.504	166.757	-286.246	0.97	
3 VEL-DOM(5A) Con 4LT		165.959	91.910	16.685	-51.954	-113.002	-157.072	-188.811	-213.199	-233.732	-248.749	-257.931	-263.252	-265.202	-253.985	-223.755	-195.737	-132.214	-15.414	103.834	152.241	160.596	168.098	173.593	178.594	180.206	181.355	-265.202	-21.044	0.97
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT			174.353	100.038	37.504	-14.932	-57.770	-93.757	-124.831	-151.977	-177.716	-195.050	-205.618	-213.670	-194.058	-172.147	-145.077	-101.593	14.666	133.378	194.202	201.493	209.104	213.491	219.464	223.679	225.053	-213.670	-72.576	0.97
5 BASE Sin 4LT					274.589	137.983	44.355	-27.281	-79.960	-128.265	-164.476	-163.398	-156.782	-143.984	-130.200	-114.624	-71.367	3.680	120.174	239.113	310.308	363.389	416.003	438.108	459.446	466.087	463.924	-164.476	-121.770	0.94
6 VEL-DOM(5A) Sin 4LT							212.316	110.861	38.021	-15.129	-62.675	-51.667	-65.346	-63.043	-55.084	-45.158	-33.310	9.785	120.174	239.113	310.308	363.389	417.194	468.315	518.961	527.308	522.320	-65.346	-220.900	0.96
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT												-69.099	-66.708	-56.013	-43.569	-30.258	-15.046	47.446	163.104	281.235	355.090	404.585	454.711	501.738	535.088	541.215	537.553	-69.099	-217.147	0.95



Handwritten signature or initials.



2024

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

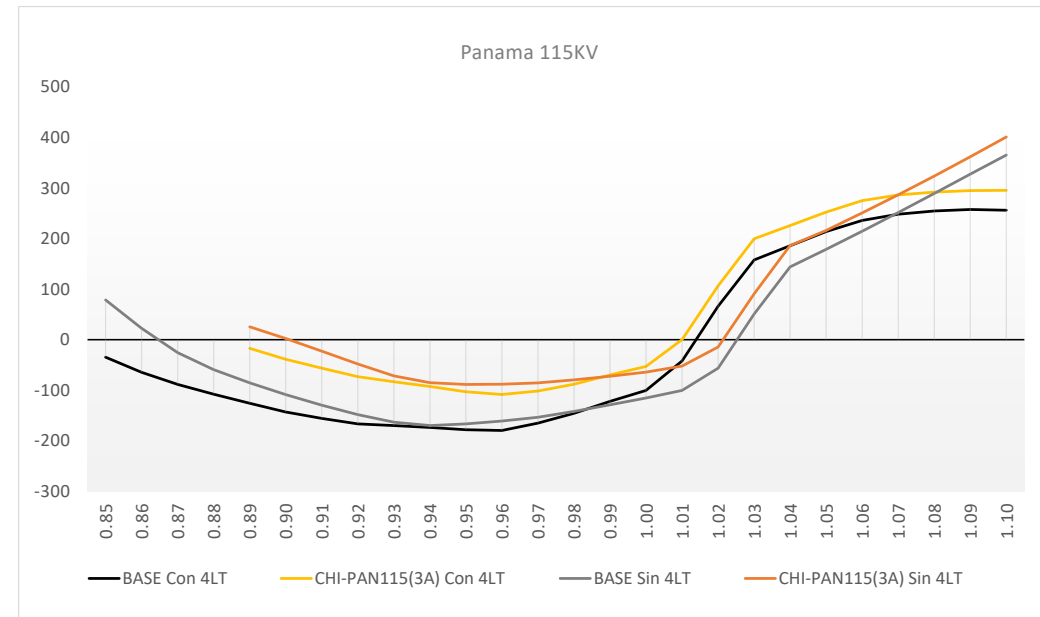
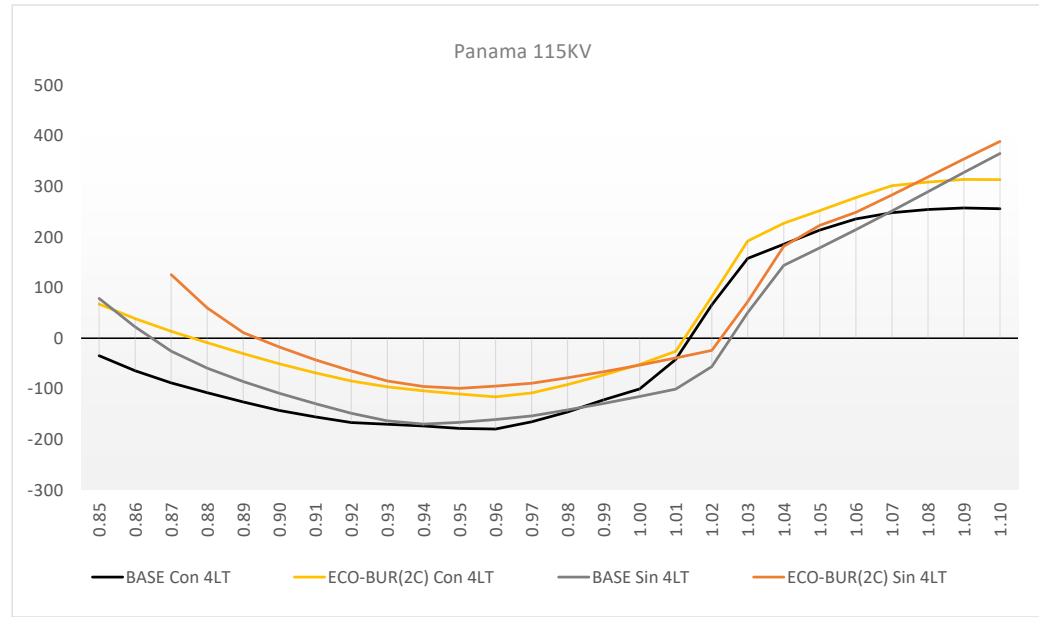
A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.



Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-179.61		0.96	-185.04		0.94	-218.63		0.96
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-115.94	-63.67	0.96	-120.82	-64.23	0.95	-140.57	-78.06	0.97
CHI-PAN115(3A) Con 4LT	-108.43	-71.19	0.96	-114.63	-70.41	0.95	-137.20	-81.43	0.98
BASE Sin 4LT	-169.84	-9.78	0.94	-178.35	-6.70	0.93	-196.16	-22.48	0.94
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-99.06	-80.56	0.95	-104.87	-80.17	0.94	-111.70	-106.93	0.94
CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	-88.55	-91.07	0.95	-97.64	-87.40	0.95	-106.96	-111.68	0.95



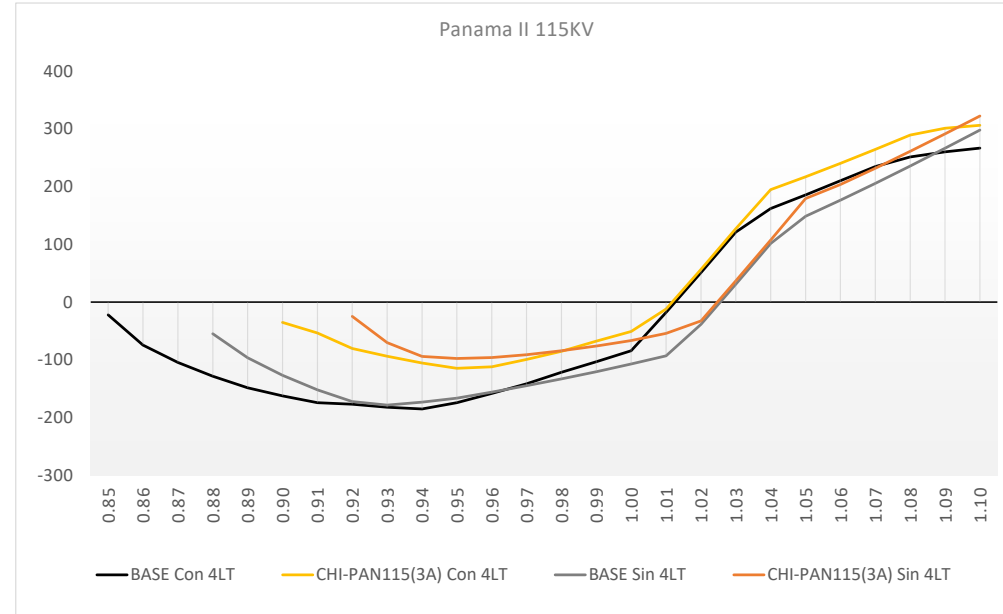
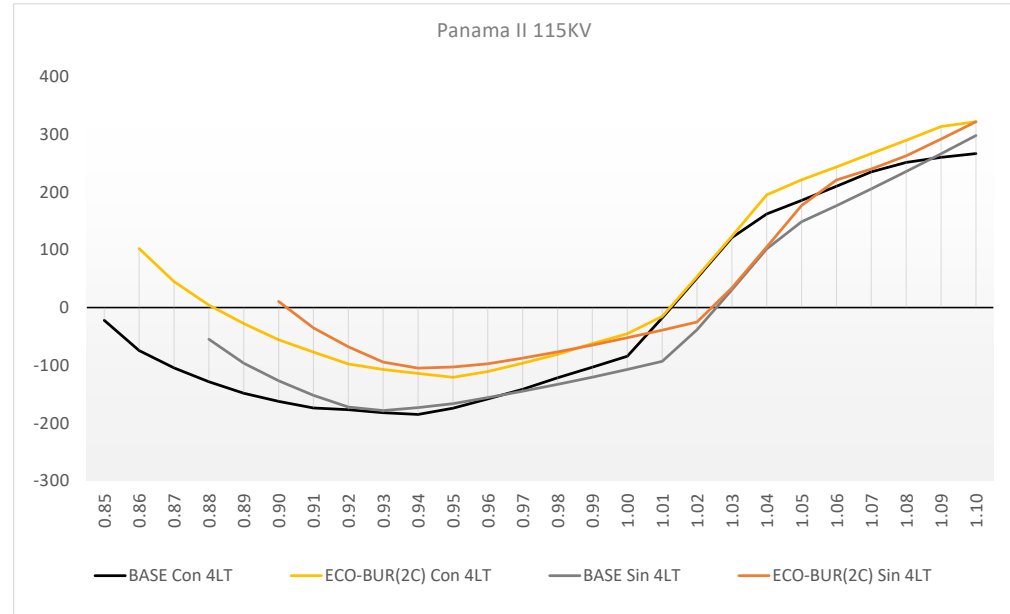
CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																											
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6002 BASE Con 4LT	256.061	257.623	254.680	248.197	236.010	213.768	185.903	157.999	66.087	-42.037	-100.308	-122.076	-145.768	-165.210	-179.613	-178.310	-173.622	-169.990	-166.652	-155.610	-142.886	-126.010	-107.792	-88.463	-64.481	-34.706	-179.613		
6002 ECO-BUR(2C) Con 4LT	313.736	314.043	308.824	301.571	278.199	252.239	227.431	192.323	81.842	-26.033	-51.820	-72.747	-91.505	-108.012	-115.940	-110.224	-104.106	-96.215	-84.584	-68.556	-50.677	-30.419	-8.765	13.725	38.759	67.367	-115.940		
6002 CHI-PAN115(3A) Con 4LT	295.525	295.131	291.851	286.279	275.069	252.205	225.672	199.572	106.537	-0.040	-53.083	-69.675	-87.922	-101.509	-108.426	-102.912	-92.751	-83.323	-73.255	-56.470	-38.761	-17.177	-8.765	13.725	38.759	67.367	-108.426		
6002 BASE Sin 4LT	365.360	327.673	289.567	251.500	214.521	178.639	143.866	50.760	-56.167	-100.491	-115.278	-128.928	-141.745	-153.548	-160.964	-166.467	-169.836	-163.325	-148.347	-129.392	-108.732	-85.599	-59.192	-25.752	22.381	78.543	-169.836		
6002 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	389.248	354.255	318.779	283.325	248.925	223.157	181.748	72.188	-24.154	-39.149	-53.042	-66.280	-78.422	-89.022	-94.822	-99.056	-95.596	-84.491	-64.612	-42.591	-17.233	11.074	60.068	125.703	22.381	78.543	-99.056		
6002 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	401.081	361.791	323.631	286.616	250.759	216.078	186.351	90.758	-14.584	-52.204	-64.179	-72.364	-79.633	-85.347	-87.997	-88.546	-85.146	-71.521	-47.944	-22.695	2.410	25.383	125.703	22.381	78.543	401.081	-88.546		
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	-34.706	-64.481	-88.463	-107.792	-126.010	-142.886	-155.610	-166.652	-169.990	-173.622	-178.310	-179.613	-165.210	-145.768	-122.076	-100.308	-42.037	66.087	157.999	185.903	213.768	236.010	248.197	254.680	257.623	256.061	-179.613	0.96	
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT	67.367	38.759	13.725	-8.765	-30.419	-50.677	-68.556	-84.584	-96.215	-104.106	-110.224	-115.940	-108.012	-91.505	-72.747	-51.820	-26.033	81.842	192.323	227.431	252.239	278.199	301.571	308.824	314.043	313.736	-115.940	-63.673	0.96
4 CHI-PAN115(3A) Con 4LT					-17.177	-38.761	-56.470	-73.255	-83.323	-92.751	-102.912	-108.426	-101.509	-87.922	-69.675	-53.083	-0.040	106.537	199.572	225.672	252.205	275.069	286.279	291.851	295.131	295.525	-108.426	-71.186	0.96
5 BASE Sin 4LT	78.543	22.381	-25.752	-59.192	-85.599	-108.732	-129.392	-148.347	-163.325	-169.836	-166.467	-160.964	-153.548	-141.745	-128.928	-115.278	-100.491	-56.167	50.760	143.866	178.639	214.521	251.500	289.567	327.673	365.360	-169.836	-9.777	0.94
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT			125.703	60.068	11.074	-17.233	-42.591	-64.612	-84.491	-95.596	-99.056	-94.822	-89.022	-78.422	-66.280	-53.042	-39.149	-24.154	72.188	181.748	223.157	248.925	283.325	318.779	354.255	389.248	-99.056	-80.557	0.95
7 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT					25.383	2.410	-22.695	-47.944	-71.521	-85.146	-88.546	-87.997	-85.347	-79.633	-72.364	-64.179	-52.204	-14.584	90.758	186.351	216.078	250.759	286.616	323.631	361.791	401.081	-88.546	-91.066	0.95
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			



AP



VOLTAGE SETPOINT->	CONTINGENCY: BASE CASE																								Plant (MVAR)	Min				
	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870			0.860	0.850		
6004 BASE Con 4LT	266.582	260.157	251.258	234.756	209.962	185.390	161.840	121.148	50.987	-17.764	-84.304	-103.236	-121.427	-141.527	-158.210	-174.118	-185.043	-182.137	-176.898	-174.043	-162.383	-148.412	-128.457	-104.654	-74.566	-22.152	-185.043			
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	321.780	313.377	289.675	266.526	243.457	221.220	195.089	123.507	53.335	-15.426	-45.510	-62.307	-81.117	-96.334	-110.763	-120.816	-114.079	-107.203	-97.764	-77.188	-55.823	-27.862	4.406	45.023	102.040	-120.816				
6004 CHI-PAN115(3A) Con 4LT	306.064	300.901	289.092	264.462	240.314	217.087	194.636	126.851	56.681	-12.079	-51.004	-67.606	-85.352	-99.276	-112.109	-114.629	-105.482	-93.823	-80.301	-53.657	-35.185	-126.792	-151.891	-172.381	-178.346	-114.629				
6004 BASE Sin 4LT	297.829	266.352	235.598	205.571	176.273	148.611	101.536	30.882	-38.362	-92.959	-107.165	-120.522	-133.024	-144.869	-156.037	-166.365	-173.367	-178.346	-172.381	-151.891	-126.792	-96.288	-54.957	-24.867	-70.190	-178.346				
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	321.686	291.820	262.669	239.768	220.876	176.846	104.759	34.082	-25.109	-39.143	-52.289	-64.932	-76.787	-87.700	-97.238	-102.932	-104.873	-94.276	-67.881	-35.083	10.634	-96.288	-54.957	-24.867	-70.190	-104.873				
6004 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	322.131	291.201	261.026	231.613	203.643	179.354	107.281	36.617	-32.636	-54.161	-66.618	-76.216	-84.256	-91.169	-95.958	-97.640	-94.095	-70.190	-24.867	-35.083	10.634	-96.288	-54.957	-24.867	-70.190	-97.640				
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min			
2 BASE Con 4LT	-22.152	-74.566	-104.654	-128.457	-148.412	-162.383	-174.043	-176.898	-182.137	-185.043	-174.118	-158.210	-141.527	-121.427	-103.236	-84.304	-17.764	50.987	121.148	161.840	185.390	209.962	234.756	251.258	260.157	266.582	-185.043	0.94		
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT		102.040	45.023	4.406	-27.862	-55.823	-77.188	-97.764	-107.203	-114.079	-120.816	-110.763	-96.334	-81.117	-62.307	-45.510	-15.426	53.335	123.507	195.089	221.220	243.457	266.526	289.675	313.377	321.780	-120.816	-64.227	0.95	
4 CHI-PAN115(3A) Con 4LT						-35.185	-53.657	-80.301	-93.823	-105.482	-114.629	-112.109	-99.276	-85.352	-67.606	-51.004	-12.079	56.681	126.851	194.636	217.087	240.314	264.462	289.092	300.901	306.064	-114.629	-70.414	0.95	
5 BASE Sin 4LT					-54.957	-96.288	-126.792	-151.891	-172.381	-178.346	-173.367	-166.365	-156.037	-144.869	-133.024	-120.522	-107.165	-92.959	-38.362	30.882	101.536	148.611	176.273	205.571	235.598	266.352	297.829	-178.346	-6.697	0.93
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT						10.634	-35.083	-67.881	-94.276	-104.873	-102.932	-97.238	-87.700	-76.787	-64.932	-52.289	-39.143	-25.109	34.082	104.759	176.846	220.876	239.768	262.669	291.820	321.686	-104.873	-80.170	0.94	
7 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT								-24.867	-70.190	-94.095	-97.640	-95.958	-91.169	-84.256	-76.216	-66.618	-54.161	-32.636	36.617	107.281	179.354	203.643	231.613	261.026	291.201	322.131	-97.640	-87.403	0.95	
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100				

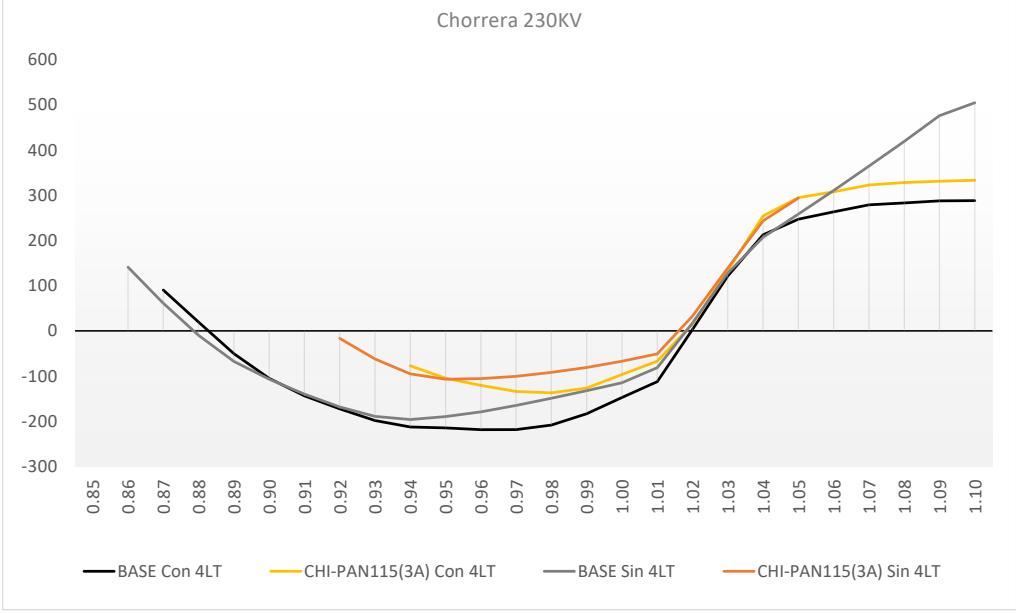
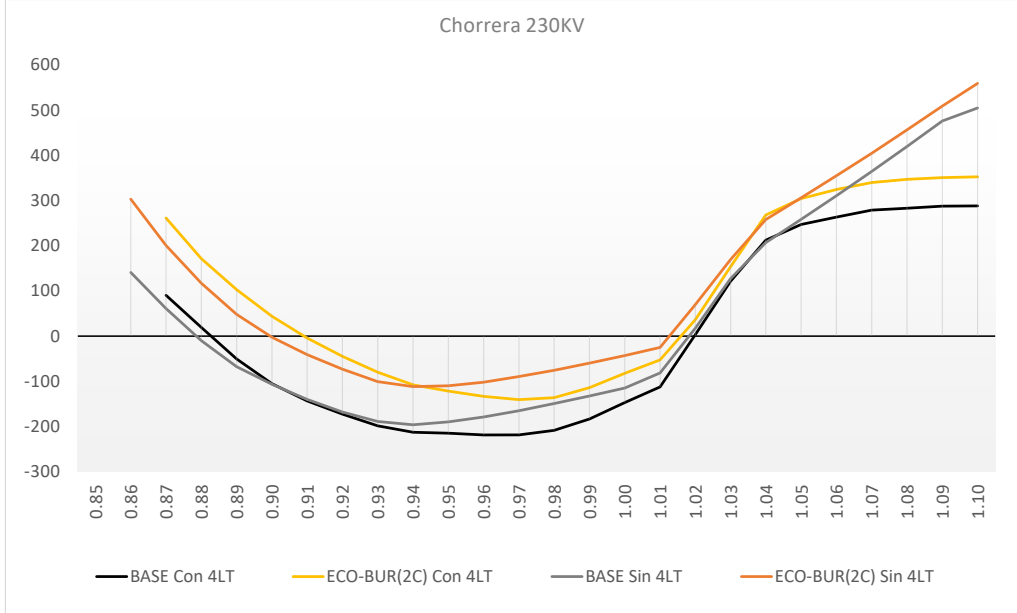


AP



1379

CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																											
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6005 BASE Con 4LT	288.113	287.730	283.163	278.864	263.222	247.231	212.475	121.486	3.408	-112.252	-147.254	-183.566	-208.498	-218.586	-218.634	-214.673	-212.780	-198.477	-172.695	-143.494	-105.101	-50.635	19.130	90.404	261.251	346.897	404.004	-218.634	
6005 ECO-BUR(2C) Con 4LT	352.466	350.667	346.897	340.021	324.506	304.328	267.743	153.836	36.299	-52.495	-82.269	-114.084	-136.294	-140.571	-133.198	-121.483	-107.638	-79.584	-44.576	-4.256	43.747	102.957	171.327	261.251	346.897	404.004	451.574	-140.571	
6005 CHI-PAN115(3A) Con 4LT	333.281	331.191	328.202	322.592	307.754	294.653	254.283	133.606	15.584	-67.310	-96.612	-126.662	-137.200	-133.894	-120.834	-104.807	-77.256	-49.433	-18.125	-140.028	-106.696	-67.528	-9.943	61.093	140.998	222.948	303.097	-137.200	
6005 BASE Sin 4LT	504.746	476.023	419.502	364.356	310.598	258.238	206.937	127.453	17.477	-81.259	-114.893	-132.457	-149.303	-165.029	-179.013	-189.610	-196.159	-189.021	-168.125	-140.028	-106.696	-67.528	-9.943	61.093	140.998	222.948	303.097	-196.159	
6005 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	559.123	509.156	456.292	404.789	354.661	305.921	257.998	169.588	69.773	-25.099	-42.820	-59.564	-75.390	-89.583	-101.826	-109.723	-111.705	-100.470	-73.229	-40.893	-2.542	48.000	117.180	200.806	303.097	404.789	-111.705		
6005 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	545.609	507.094	451.574	397.507	344.914	293.819	243.531	139.032	33.304	-50.678	-67.326	-81.080	-91.885	-100.704	-105.686	-106.958	-95.299	-62.334	-16.617	-106.958	-106.696	-67.528	-9.943	61.093	140.998	222.948	303.097	-106.958	
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT			90.404	19.130	-50.635	-105.101	-143.494	-172.695	-198.477	-212.780	-214.673	-218.634	-218.586	-208.498	-183.566	-147.254	-112.252	3.408	121.486	212.475	247.231	263.222	278.864	283.163	287.730	288.113	-218.634	0.96	
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT			261.251	171.327	102.957	43.747	-4.256	-44.576	-79.584	-107.638	-121.483	-133.198	-140.571	-136.294	-114.084	-82.269	-52.495	36.299	153.836	267.743	304.328	324.506	340.021	346.897	350.667	352.466	-140.571	-78.063	0.97
4 CHI-PAN115(3A) Con 4LT										-77.256	-104.807	-120.834	-133.894	-137.200	-126.662	-96.612	-67.310	15.584	133.606	254.283	294.653	307.754	322.592	328.202	331.191	333.281	-137.200	-81.434	0.98
5 BASE Sin 4LT		140.998	61.093	-9.943	-67.528	-106.696	-140.028	-168.125	-189.021	-196.159	-189.610	-179.013	-165.029	-149.303	-132.457	-114.893	-81.259	17.477	127.453	206.937	258.238	310.598	364.356	419.502	476.023	504.746	-196.159	-22.475	0.94
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT		303.097	200.806	117.180	48.000	-2.542	-40.893	-73.229	-100.470	-109.723	-101.826	-89.583	-75.390	-59.564	-42.820	-25.099	69.773	169.588	257.998	305.921	354.661	404.789	456.292	509.156	559.123	-111.705	-106.930	0.94	
7 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT								-16.617	-62.334	-95.299	-106.958	-105.686	-100.704	-91.885	-81.080	-67.326	-50.678	33.304	139.032	243.531	293.819	344.914	397.507	451.574	507.094	545.609	-106.958	-111.677	0.95
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			



AP



2025

AP



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

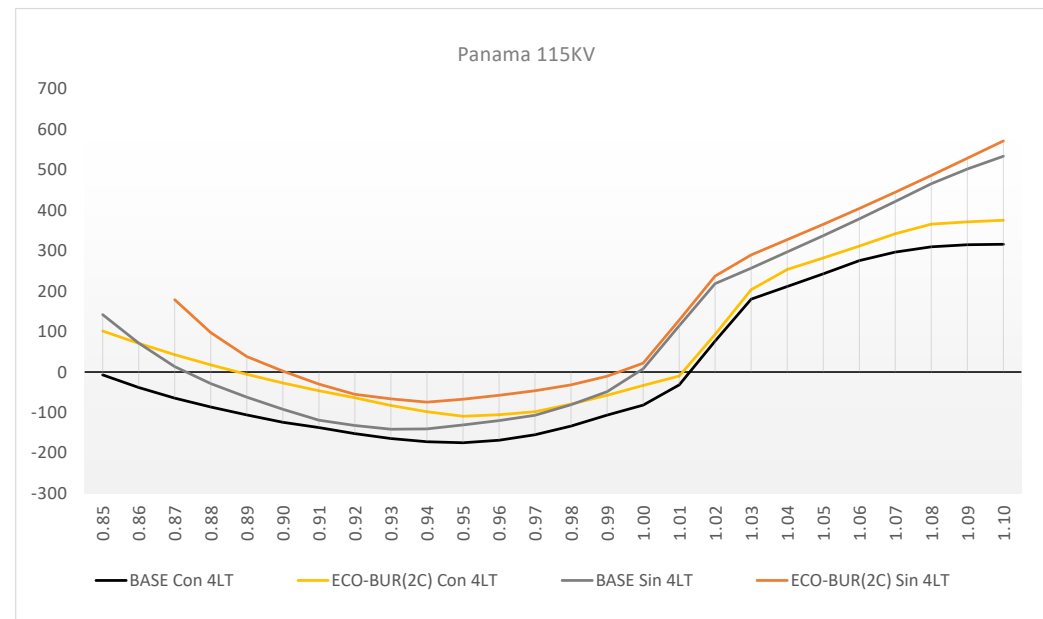
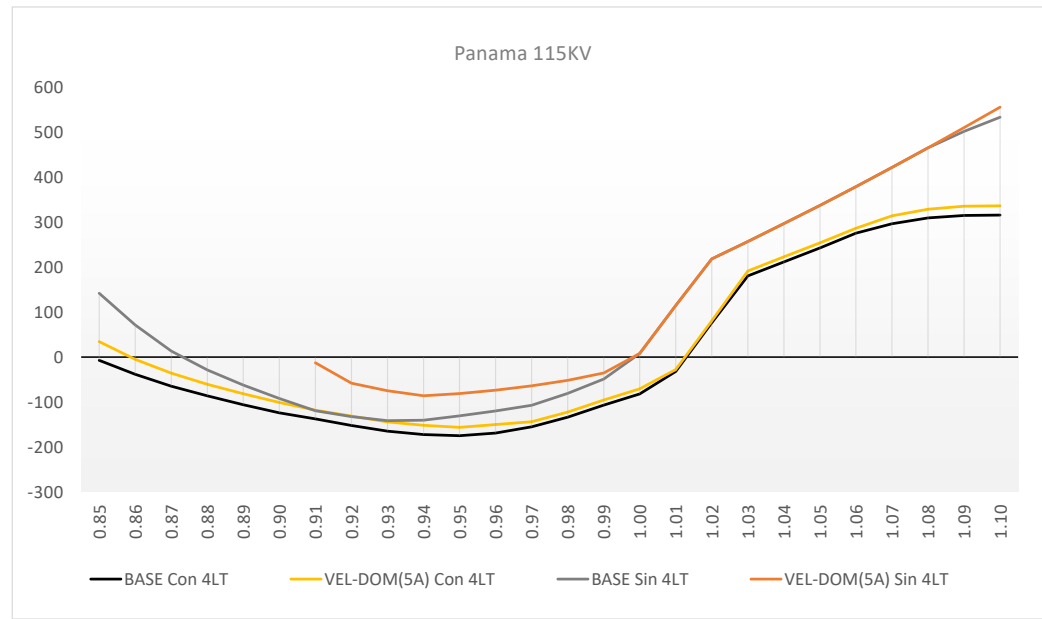


Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-174.94		0.95	-179.76		0.93	-221.26		0.96
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-156.34	-18.60	0.95	-159.24	-20.52	0.93	-198.61	-22.65	0.96
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-109.39	-65.55	0.95	-112.54	-67.22	0.94	-133.99	-87.27	0.96
BASE Sin 4LT	-141.47	-33.47	0.93	-147.57	-32.19	0.92	-164.97	-56.29	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-86.10	-88.84	0.94	-88.16	-91.60	0.94	-95.21	-126.05	0.94
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-74.53	-100.41	0.94	-75.67	-104.09	0.94	-83.85	-137.41	0.94



CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																										
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min	
6002 BASE Con 4LT	315.893	314.980	309.830	296.507	275.554	243.001	211.692	180.446	76.586	-32.026	-81.998	-106.782	-133.622	-155.313	-168.922	-174.940	-172.464	-164.681	-152.323	-137.558	-124.109	-105.946	-86.266	-64.695	-38.347	-7.041	-174.940	
6002 VEL-DOM(5A) Con 4LT	336.535	335.776	328.821	314.116	286.679	254.198	222.975	191.759	80.628	-28.006	-70.734	-95.510	-122.340	-143.998	-150.224	-156.339	-151.904	-144.096	-131.006	-118.145	-101.025	-81.633	-60.741	-35.624	-5.187	34.524	-156.339	
6002 ECO-BUR(2C) Con 4LT	375.387	371.366	365.822	341.972	311.310	281.917	253.662	203.789	92.950	-9.955	-33.096	-57.528	-79.260	-98.143	-105.417	-109.394	-98.181	-82.883	-63.664	-46.326	-27.126	-5.804	17.749	43.114	70.956	101.274	-109.394	
6002 BASE Sin 4LT	533.644	502.149	465.565	421.659	378.930	337.388	297.042	257.040	218.387	114.594	7.708	-48.727	-80.956	-107.205	-119.921	-130.997	-140.645	-141.470	-132.501	-119.336	-92.097	-62.145	-28.492	13.436	71.297	141.847	-141.470	
6002 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	556.034	510.639	465.565	421.659	378.930	337.388	297.042	257.040	218.387	114.594	8.001	-35.333	-64.158	-93.726	-107.205	-119.921	-130.997	-140.645	-141.470	-132.501	-119.336	-92.097	-62.145	-28.492	13.436	71.297	141.847	-141.470
6002 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	571.523	528.659	486.095	444.667	404.385	365.260	327.302	289.673	237.468	128.350	21.712	-10.557	-31.831	-46.142	-57.454	-67.374	-74.531	-66.207	-55.077	-30.002	2.494	38.301	97.487	179.087				-74.531

VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	-7.041	-38.347	-64.695	-86.266	-105.946	-124.109	-137.558	-152.323	-164.681	-172.464	-174.940	-168.922	-155.313	-133.622	-106.782	-81.998	-32.026	76.586	180.446	211.692	243.001	275.554	296.507	309.830	314.980	315.893	-174.940	0.95	
3 VEL-DOM(5A) Con 4LT	34.524	-5.187	-35.624	-60.741	-81.633	-101.025	-118.145	-131.006	-144.096	-151.904	-156.339	-150.224	-143.998	-122.340	-95.510	-70.734	-28.006	80.628	191.759	222.975	254.198	286.679	314.116	328.821	335.776	336.535	-156.339	-18.601	0.95
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT	101.274	70.956	43.114	17.749	-5.804	-27.126	-46.326	-63.664	-82.883	-98.181	-109.394	-105.417	-98.143	-79.260	-57.528	-33.096	-9.955	92.950	203.789	253.662	281.917	311.310	341.972	365.822	371.366	375.387	-109.394	-65.546	0.95
5 BASE Sin 4LT	141.847	71.297	13.436	-28.492	-62.145	-92.097	-119.336	-132.501	-141.470	-140.645	-130.997	-119.921	-107.205	-80.956	-48.727	7.708	114.594	218.387	257.040	297.042	337.388	378.930	421.659	465.565	502.149	533.644	-141.470	-33.470	0.93
6 VEL-DOM(5A) Sin 4LT																													0.94
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT			179.087	97.487	38.301	2.494	-30.002	-55.077	-66.207	-74.531	-67.374	-57.454	-46.142	-31.831	-10.557	21.712	128.350	237.468	289.673	327.302	365.260	404.385	444.667	486.095	528.659	571.523	-74.531	-100.409	0.94
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			

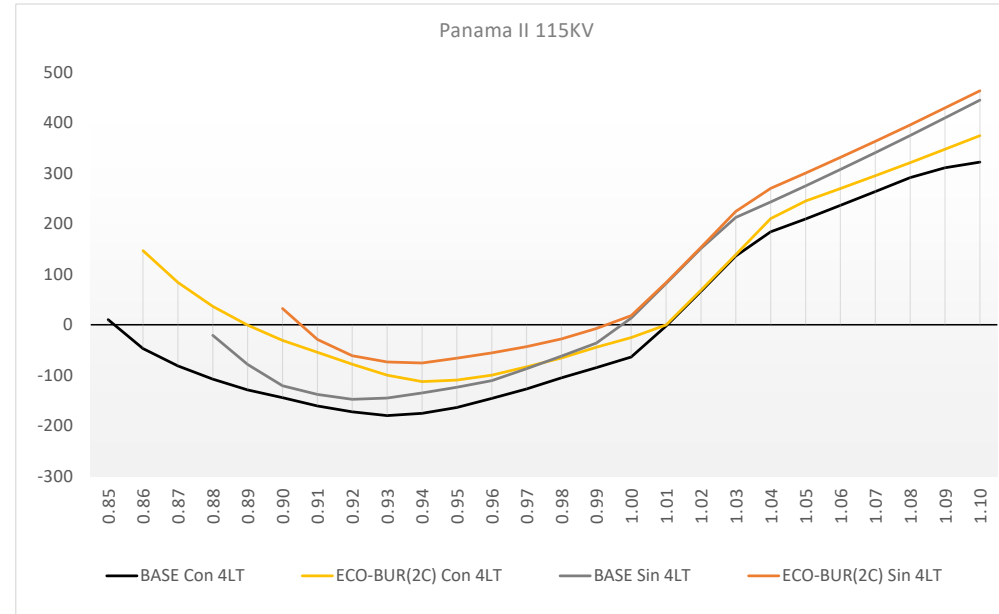
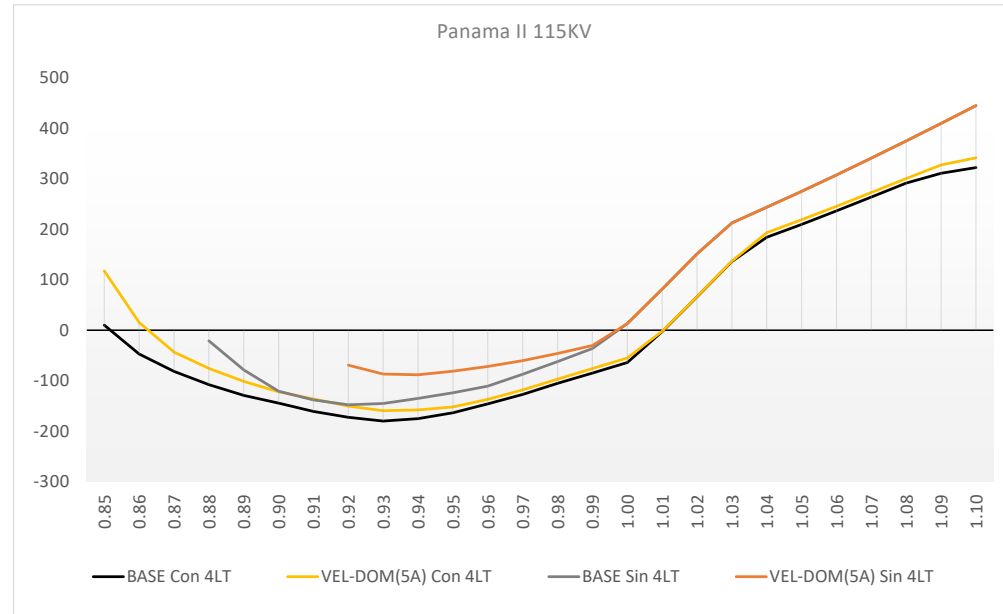


AP



CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																									
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min
6004 BASE Con 4LT	321.829	310.729	291.076	263.382	236.122	209.469	183.763	136.138	66.051	-2.622	-63.772	-84.725	-104.907	-127.100	-145.714	-163.525	-175.126	-179.760	-172.374	-160.689	-144.408	-129.007	-107.534	-81.500	-46.995	10.104	-179.760
6004 VEL-DOM(5A) Con 4LT	341.149	326.905	300.088	272.439	245.104	218.588	192.951	136.736	66.644	-2.034	-54.816	-75.750	-96.836	-118.083	-136.662	-151.708	-157.648	-159.243	-150.181	-136.212	-121.797	-101.389	-75.691	-43.244	15.201	117.429	-159.243
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	374.123	347.101	320.644	294.912	269.434	245.008	210.098	138.587	68.489	-0.195	-25.560	-44.577	-65.750	-83.190	-99.817	-109.472	-112.537	-99.772	-78.275	-54.694	-30.858	-0.733	36.378	83.635	146.419	341.149	-112.537
6004 BASE Sin 4LT	444.438	409.188	374.506	340.376	307.177	274.763	243.138	212.307	151.032	81.372	13.132	-36.238	-62.153	-87.254	-110.721	-123.777	-134.966	-144.929	-147.574	-138.102	-120.677	-78.596	-21.054	83.635	146.419	341.149	-147.574
6004 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	444.438	409.188	374.506	340.376	307.177	274.763	243.138	212.307	151.032	81.377	13.191	-30.392	-45.996	-60.293	-71.775	-81.030	-88.157	-86.789	-69.126	-138.102	-120.677	-78.596	-21.054	83.635	146.419	341.149	-88.157
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	462.949	429.134	395.567	362.987	331.183	300.160	269.923	224.226	153.140	83.473	17.791	-7.581	-28.070	-43.196	-55.591	-66.258	-75.673	-73.757	-61.409	-29.221	-120.677	-78.596	-21.054	83.635	146.419	341.149	-75.673

VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	10.104	-46.995	-81.500	-107.534	-129.007	-144.408	-160.689	-172.374	-179.760	-175.126	-163.525	-145.714	-127.100	-104.907	-84.725	-63.772	-2.622	66.051	136.138	183.763	209.469	236.122	263.382	291.076	310.729	321.829	-179.760	0.93	
3 VEL-DOM(5A) Con 4LT	117.429	15.201	-43.244	-75.691	-101.389	-121.797	-136.212	-150.181	-159.243	-157.648	-151.708	-136.662	-118.083	-96.836	-75.750	-54.816	-2.034	66.644	136.736	192.951	218.588	245.104	272.439	300.088	326.905	341.149	-159.243	0.93	
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT		146.419	83.635	36.378	-0.733	-30.858	-54.694	-78.275	-99.772	-112.537	-109.472	-99.817	-83.190	-65.750	-44.577	-25.560	-0.195	68.489	138.587	210.098	245.008	269.434	294.912	320.644	347.101	374.123	-112.537	-67.223	0.94
5 BASE Sin 4LT				-21.054	-78.596	-120.677	-138.102	-147.574	-144.929	-134.966	-123.777	-110.721	-87.254	-62.153	-36.238	13.132	81.372	151.032	212.307	243.138	274.763	307.177	340.376	374.506	409.188	444.438	-147.574	-32.186	0.92
6 VEL-DOM(5A) Sin 4LT									-69.126	-86.789	-81.030	-71.775	-60.293	-45.996	-30.392	13.191	81.377	151.032	212.307	243.138	274.763	307.177	340.376	374.506	409.188	444.438	-88.157	-91.603	0.94
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT						32.236	-29.221	-61.409	-73.757	-75.673	-66.258	-55.591	-43.196	-28.070	-7.581	17.791	83.473	153.140	224.226	269.923	300.160	331.183	362.987	395.567	429.134	462.949	-75.673	-104.086	0.94

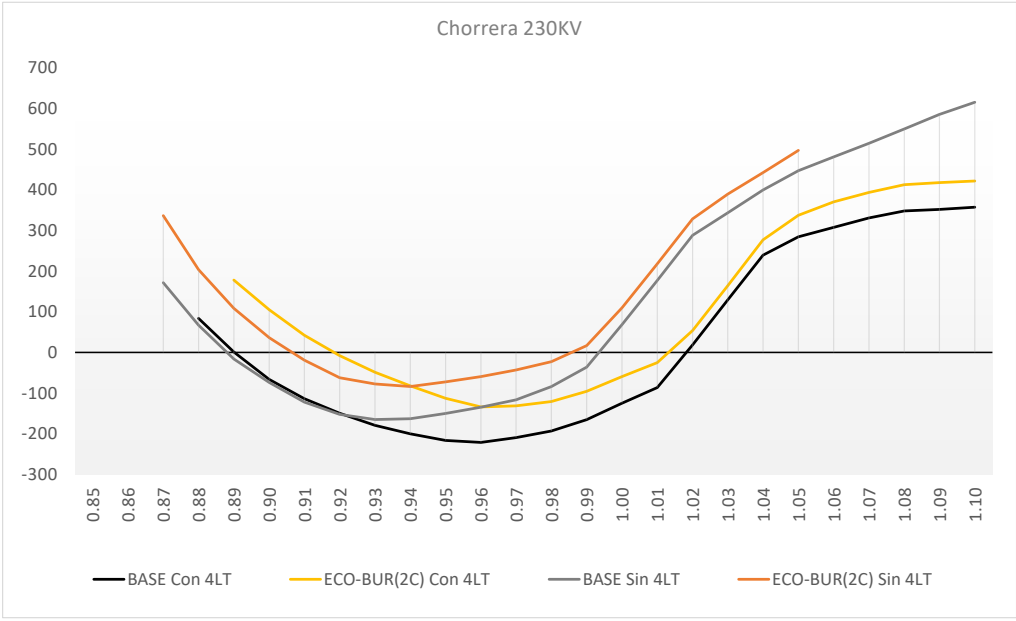
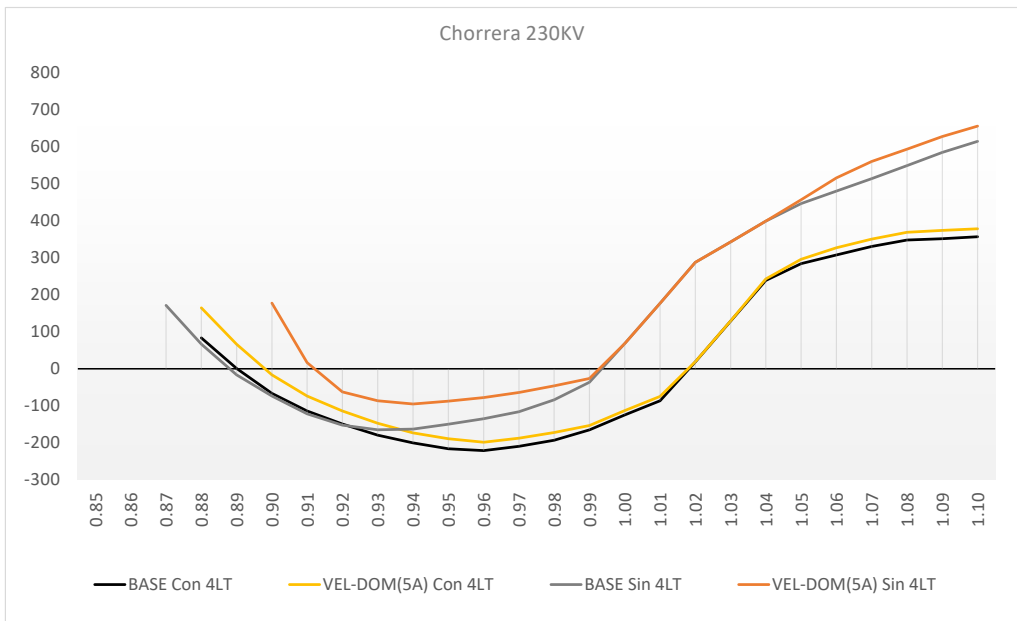


AP



CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																									
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min
6005 BASE Con 4LT	357.034	351.691	347.988	330.855	307.660	284.126	239.043	129.034	18.512	-86.517	-124.895	-165.425	-193.141	-209.419	-221.262	-216.345	-200.284	-179.249	-149.328	-113.861	-66.435	0.896	83.440	83.440	171.224	171.224	-221.262
6005 VEL-DOM(5A) Con 4LT	378.574	374.293	369.037	350.604	327.128	295.906	242.805	129.744	19.189	-74.870	-113.165	-153.614	-172.311	-187.557	-198.608	-189.212	-173.107	-147.311	-114.353	-73.868	-16.638	66.432	164.539	164.539	336.258	336.258	-198.608
6005 ECO-BUR(2C) Con 4LT	421.458	417.720	412.587	393.459	369.952	337.256	276.652	164.109	54.079	-25.096	-59.331	-95.846	-120.557	-131.610	-133.988	-112.953	-82.005	-48.967	-8.007	42.371	104.968	177.908	177.908	336.258	336.258	-133.988	
6005 BASE Sin 4LT	614.973	585.354	549.211	514.308	480.687	446.695	399.169	343.070	288.048	177.091	68.404	-36.296	-84.095	-116.332	-134.860	-149.850	-163.017	-164.969	-152.513	-121.994	-73.617	177.498	66.819	171.224	171.224	-164.969	
6005 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	656.151	627.907	593.828	560.461	516.098	456.739	399.169	343.070	288.048	177.091	68.404	-26.447	-46.247	-64.024	-77.919	-87.690	-95.213	-86.280	-62.760	16.602	177.498	66.819	171.224	171.224	336.258	-95.213	
6005 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	678.597	649.699	614.397	580.290	546.802	496.669	442.252	389.307	328.175	217.840	109.795	16.858	-22.649	-43.112	-59.228	-72.601	-83.849	-77.509	-62.189	-18.835	36.175	108.057	203.304	336.258	336.258	-83.849	

VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min	
2 BASE Con 4LT				83.440	0.896	-66.435	-113.861	-149.328	-179.249	-200.284	-216.345	-221.262	-209.419	-193.141	-165.425	-124.895	-86.517	18.512	129.034	239.043	284.126	307.660	330.855	347.988	351.691	357.034	-221.262	0.96
3 VEL-DOM(5A) Con 4LT				164.539	66.432	-16.638	-73.868	-114.353	-147.311	-173.107	-189.212	-198.608	-187.557	-172.311	-153.614	-113.165	-74.870	19.189	129.744	242.805	295.906	327.128	350.604	369.037	374.293	378.574	-198.608	0.96
4 ECO-BUR(2C) Con 4LT					177.908	104.968	42.371	-8.007	-48.967	-82.005	-112.953	-133.988	-131.610	-120.557	-95.846	-59.331	-25.096	54.079	164.109	276.652	337.256	369.952	393.459	412.587	417.720	421.458	-133.988	0.96
5 BASE Sin 4LT			171.224	66.819	-16.452	-73.617	-121.994	-152.513	-164.969	-163.017	-149.850	-134.860	-116.332	-84.095	-36.296	68.404	177.091	288.048	343.070	399.169	446.695	480.687	514.308	549.211	585.354	614.973	-164.969	0.93
6 VEL-DOM(5A) Sin 4LT					177.498	16.602	-62.760	-86.280	-95.213	-87.690	-77.919	-64.024	-46.247	-26.447	68.404	177.091	288.048	343.070	399.169	456.739	516.098	560.461	593.828	627.907	656.151	685.151	-95.213	0.94
7 ECO-BUR(2C) Sin 4LT			336.258	203.304	108.057	36.175	-18.835	-62.189	-77.509	-83.849	-72.601	-59.228	-43.112	-22.649	16.858	109.795	217.840	328.175	389.307	442.252	496.669	546.802	580.290	614.397	649.699	678.597	-83.849	0.94



AP



2026

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

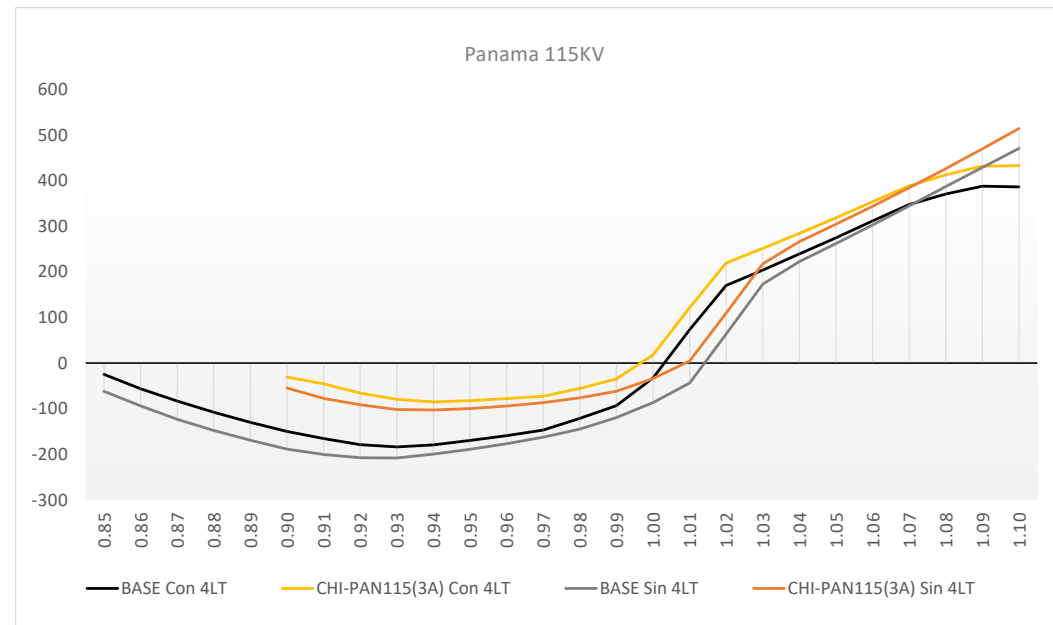
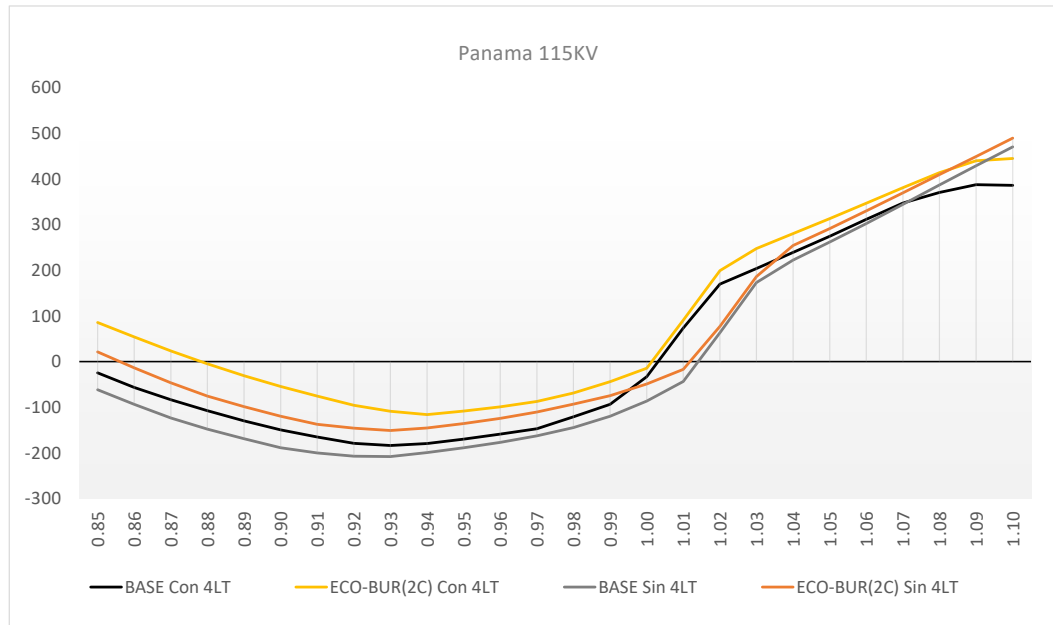
A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.



Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-183.80		0.93	-188.35		0.91	-237.06		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-116.16	-67.64	0.94	-119.17	-69.17	0.93	-144.76	-92.30	0.95
CHI-PAN115(3A) Con 4LT	-85.16	-98.64	0.94	-95.21	-93.14	0.93	-120.28	-116.78	0.96
BASE Sin 4LT	-208.06	24.26	0.93	-215.77	27.42	0.91	-250.14	13.09	0.93
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-150.96	-32.84	0.93	-157.06	-31.29	0.92	-179.63	-57.43	0.93
CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	-102.82	-80.97	0.94	-116.32	-72.03	0.93	-134.78	-102.27	0.94

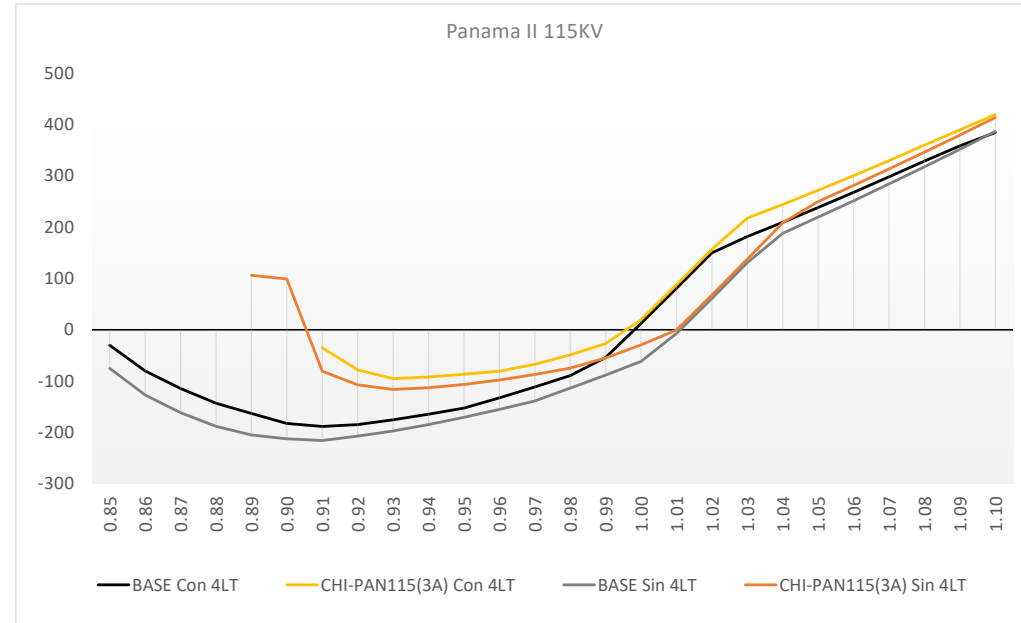
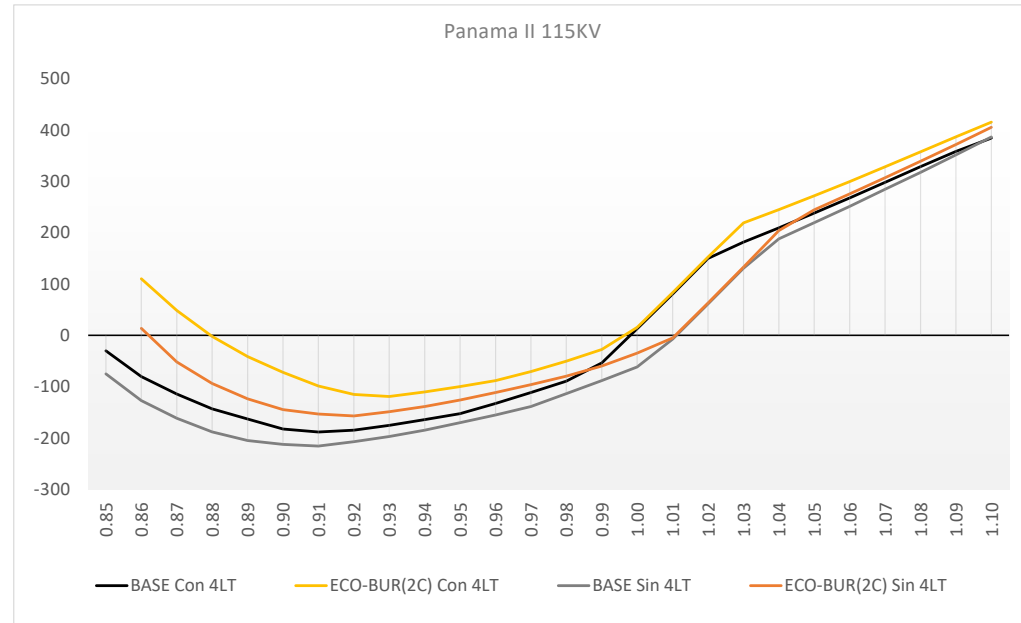


CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																												
VOLTAGE SETPOINT->		1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6002 BASE Con 4LT		386.189	387.587	370.438	347.329	311.383	274.644	239.105	203.716	169.972	73.199	-32.986	-93.480	-121.092	-146.907	-158.906	-169.722	-179.439	-183.796	-178.933	-165.378	-149.817	-129.955	-107.558	-83.508	-56.503	-24.642	-183.796		
6002 ECO-BUR(2C) Con 4LT		444.935	440.128	413.775	380.951	347.096	313.095	280.340	247.711	199.212	90.751	-14.452	-43.900	-68.642	-87.454	-98.923	-108.491	-116.160	-108.913	-95.867	-75.602	-54.474	-31.079	-4.827	23.398	53.873	85.751	-116.160		
6002 CHI-PAN115(3A) Con 4LT		432.631	431.475	412.399	388.134	353.483	318.224	284.278	251.186	219.407	121.783	17.696	-34.860	-55.683	-72.735	-77.704	-82.380	-85.158	-79.634	-65.753	-45.291	-30.712	-4.827	23.398	53.873	85.751	116.160	-85.158		
6002 BASE Sin 4LT		470.395	428.787	387.029	344.515	302.518	261.741	222.194	172.983	63.439	-43.617	-86.494	-119.622	-144.704	-162.522	-176.935	-188.839	-199.348	-208.058	-207.471	-200.295	-188.689	-169.190	-147.868	-123.393	-93.676	-61.835	-208.058		
6002 ECO-BUR(2C) Sin 4LT		489.567	449.106	409.781	369.643	330.008	291.562	254.170	186.330	77.046	-16.881	-49.166	-74.657	-93.290	-110.573	-124.575	-135.773	-145.547	-150.956	-145.686	-137.386	-119.828	-98.596	-75.530	-46.733	-21.202	-150.956			
6002 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT		513.982	469.487	426.254	384.298	343.640	304.299	266.300	217.495	109.698	4.545	-34.174	-61.883	-76.031	-86.586	-94.335	-99.917	-102.821	-101.901	-91.185	-77.517	-54.520					-102.821			
VOLTAGE SETPOINT->		0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT		-24.642	-56.503	-83.508	-107.558	-129.955	-149.817	-165.378	-178.933	-183.796	-179.439	-169.722	-158.906	-146.907	-121.092	-93.480	-32.986	73.199	169.972	203.716	239.105	274.644	311.383	347.329	370.438	387.587	386.189	-183.796	0.93	
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT		85.751	53.873	23.398	-4.827	-31.079	-54.474	-75.602	-95.867	-108.913	-116.160	-108.491	-98.923	-87.454	-68.642	-43.900	-14.452	90.751	199.212	247.711	280.340	313.095	347.096	380.951	413.775	440.128	444.935	-116.160	-67.636	0.94
4 CHI-PAN115(3A) Con 4LT																														
5 BASE Sin 4LT		-61.835	-93.676	-123.393	-147.868	-169.190	-188.689	-200.295	-207.471	-208.058	-199.348	-188.839	-176.935	-162.522	-144.704	-119.622	-86.494	-43.617	63.439	172.983	222.194	261.741	302.518	344.515	387.029	428.787	470.395	-208.058	24.261	0.93
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT		21.202	-13.555	-46.733	-75.530	-98.596	-119.828	-137.386	-145.686	-150.956	-145.547	-135.773	-124.575	-110.573	-93.290	-74.657	-49.166	-16.881	77.046	186.330	254.170	291.562	330.008	369.643	409.781	449.106	489.567	-150.956	-32.840	0.93
7 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT																														
		0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			





CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																											
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6004 BASE Con 4LT	384.225	358.417	328.550	298.068	267.575	238.035	209.391	181.593	149.776	80.514	12.670	-53.756	-89.337	-111.547	-132.790	-152.475	-164.347	-175.541	-184.924	-188.346	-182.587	-163.135	-143.260	-114.381	-80.179	-30.256	-188.346		
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	415.301	386.526	357.593	328.250	299.572	271.886	244.973	218.863	152.443	83.169	15.313	-27.614	-50.238	-70.643	-88.120	-99.907	-110.415	-119.175	-115.022	-98.733	-72.146	-41.460	-2.140	48.277	110.118	-119.175	-119.175		
6004 CHI-PAN115(3A) Con 4LT	419.250	389.438	359.652	329.462	300.160	271.723	244.224	217.594	156.835	87.571	19.726	-26.934	-48.789	-67.334	-80.524	-86.689	-92.036	-95.205	-77.932	-35.000							-95.205		
6004 BASE Sin 4LT	386.449	351.641	317.614	284.371	251.390	219.369	187.860	130.877	61.063	-7.335	-61.489	-88.051	-113.790	-138.702	-155.060	-170.336	-184.654	-196.947	-207.154	-215.768	-212.415	-204.982	-188.011	-161.571	-127.166	-75.019	-215.768		
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	405.299	371.862	339.198	307.020	275.445	244.532	204.174	132.938	63.117	-5.289	-34.555	-59.858	-79.485	-95.928	-111.452	-126.200	-138.640	-148.870	-157.059	-153.176	-144.675	-123.919	-93.846	-51.809	13.716	-157.059	-157.059		
6004 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	413.562	379.388	346.043	313.244	281.283	249.862	208.777	137.544	67.726	-0.676	-29.588	-54.764	-74.813	-87.090	-97.897	-106.396	-112.715	-116.318	-107.403	-80.568	99.086	105.973					-116.318		
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT	-30.256	-80.179	-114.381	-143.260	-163.135	-182.587	-188.346	-184.924	-175.541	-164.347	-152.475	-132.790	-111.547	-89.337	-53.756	12.670	80.514	149.776	181.593	209.391	238.035	267.575	298.068	328.550	358.417	384.225	-188.346	0.91	
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT		110.118	48.277	-2.140	-41.460	-72.146	-98.733	-115.022	-119.175	-110.415	-99.907	-88.120	-70.643	-50.238	-27.614	15.313	83.169	152.443	218.863	244.973	271.886	299.572	328.250	357.593	386.526	415.301	-119.175	-69.171	0.93
4 CHI-PAN115(3A) Con 4LT							-35.000	-77.932	-95.205	-92.036	-86.689	-80.524	-67.334	-48.789	-26.934	19.726	87.571	156.835	217.594	244.224	271.723	300.160	329.462	359.652	389.438	419.250	-95.205	-93.141	0.93
5 BASE Sin 4LT	-75.019	-127.166	-161.571	-188.011	-204.982	-212.415	-215.768	-207.154	-196.947	-184.654	-170.336	-155.060	-138.702	-113.790	-88.051	-61.489	-7.335	61.063	130.877	187.860	219.369	251.390	284.371	317.614	351.641	386.449	-215.768	27.422	0.91
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT		13.716	-51.809	-93.846	-123.919	-144.675	-153.176	-157.059	-148.870	-138.640	-126.200	-111.452	-95.928	-79.485	-59.858	-34.555	-5.289	63.117	132.938	204.174	244.532	275.445	307.020	339.198	371.862	405.299	-157.059	-31.286	0.92
7 CHI-PAN115(3A) Sin 4LT					105.973	99.086	-80.568	-107.403	-116.318	-112.715	-106.396	-97.897	-87.090	-74.813	-54.764	-29.588	-0.676	67.726	137.544	208.777	249.862	281.283	313.244	346.043	379.388	413.562	-116.318	-72.028	0.93
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			



AP



2028

AP



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

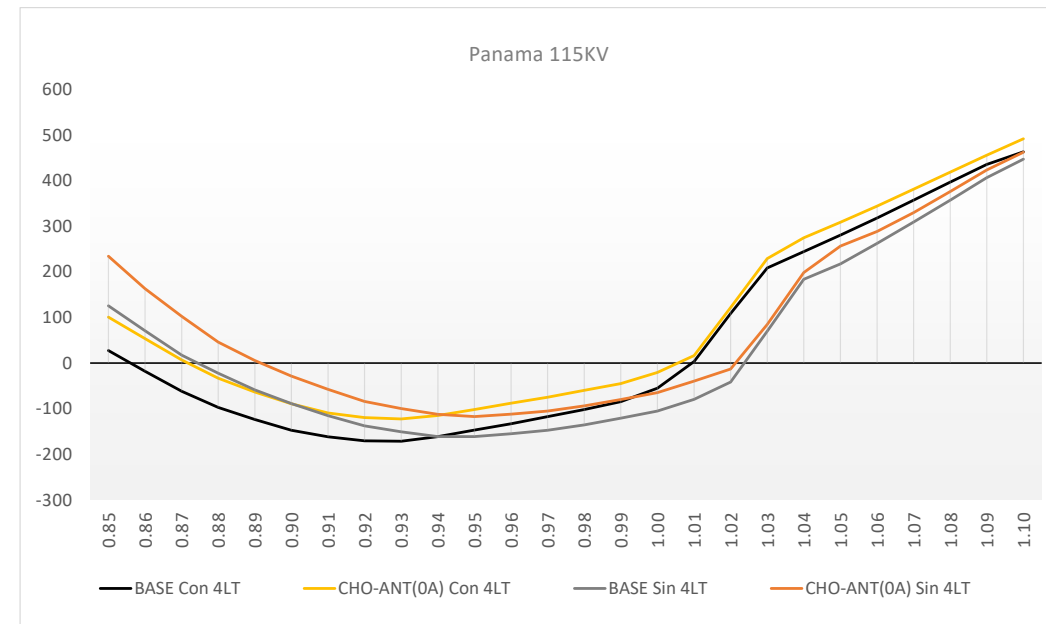
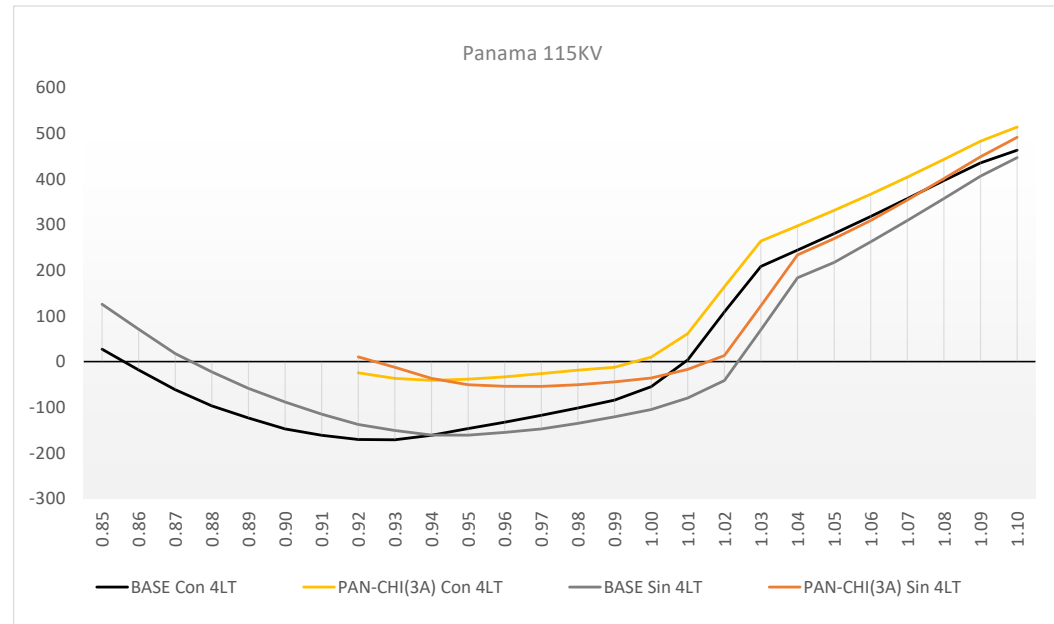
A handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.



Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-171.30		0.93	-179.28		0.91	-227.38		0.93
PAN-CHI(3A) Con 4LT	-41.15	-130.14	0.94	-48.01	-131.27	0.94	-62.96	-164.41	0.96
CHO-ANT(0A) Con 4LT	-122.49	-48.81	0.93	-128.06	-51.22	0.92	-161.05	-66.33	0.94
BASE Sin 4LT	-161.14	-10.16	0.95	-170.11	-9.16	0.93	-197.61	-29.77	0.93
PAN-CHI(3A) Sin 4LT	-54.38	-116.91	0.97	-61.39	-117.89	0.96	-70.75	-156.63	0.96
CHO-ANT(0A) Sin 4LT	-117.27	-54.03	0.95	-122.66	-56.62	0.94	-138.48	-88.89	0.93



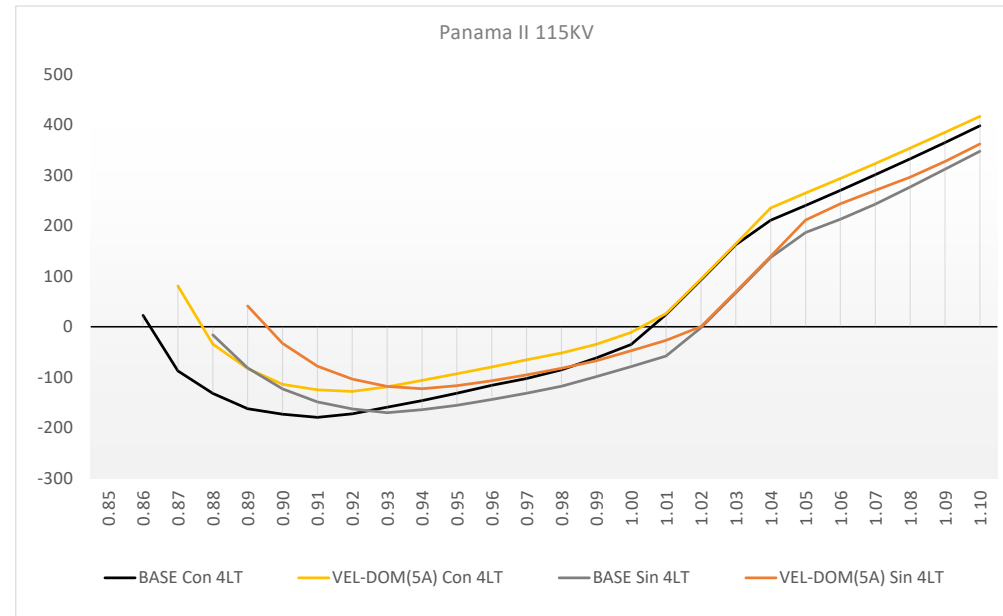
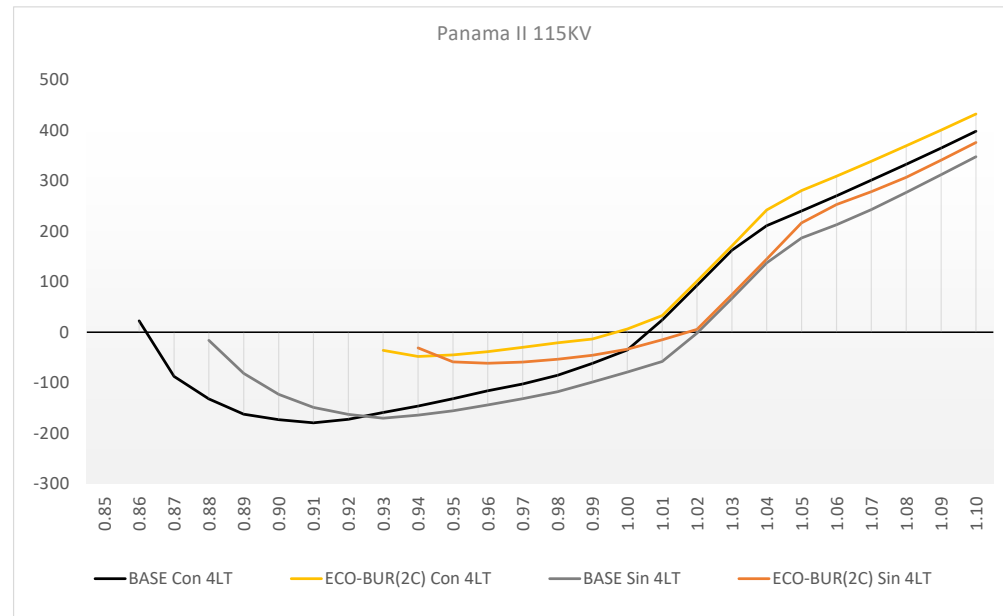
CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																										
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min	
6002 BASE Con 4LT	462.998	435.419	396.583	356.978	318.007	280.409	244.169	208.551	108.757	3.558	-54.950	-84.372	-101.830	-117.540	-132.935	-146.736	-161.395	-171.296	-170.633	-161.498	-147.439	-123.550	-97.048	-61.647	-18.142	27.244	-171.296	
6002 PAN-CHI (3A) Con 4LT	513.859	482.816	442.714	404.075	366.849	331.158	297.297	264.146	163.877	61.204	9.720	-12.316	-18.706	-26.267	-33.583	-38.520	-41.152	-36.814	-24.742								-41.152	
6002 CHO-ANT (0A) Con 4LT	491.513	455.466	418.633	381.067	344.195	308.605	274.316	229.038	121.509	16.530	-20.440	-45.075	-59.716	-75.093	-88.133	-101.642	-114.975	-122.487	-119.323	-109.613	-89.414	-63.463	-33.263	6.913	53.484	100.810	-122.487	
6002 BASE Sin 4LT	446.823	406.238	357.167	309.034	262.299	217.351	183.580	69.776	-41.498	-79.624	-105.070	-120.889	-135.355	-147.342	-155.015	-161.136	-161.043	-150.696	-137.677	-115.310	-88.611	-58.750	-22.402	17.328	70.703	125.561	-161.136	
6002 PAN-CHI (3A) Sin 4LT	491.365	448.849	400.745	354.127	309.022	269.655	233.933	122.327	13.304	-17.222	-36.105	-44.434	-50.669	-54.381	-54.206	-50.661	-37.011	-12.307	10.140								-54.381	
6002 CHO-ANT (0A) Sin 4LT	462.054	423.262	376.073	329.812	288.353	256.434	198.449	84.641	-13.218	-39.651	-64.643	-79.898	-93.790	-105.110	-112.078	-117.266	-112.183	-99.858	-84.079	-57.832	-28.601	5.427	46.080	102.206	162.788	233.902	-117.266	
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min	
2 BASE Con 4LT	27.244	-18.142	-61.647	-97.048	-123.550	-147.439	-161.498	-170.633	-171.296	-161.395	-146.736	-132.935	-117.540	-101.830	-84.372	-54.950	3.558	108.757	208.551	244.169	280.409	318.007	356.978	396.583	435.419	462.998	-171.296	
3 PAN-CHI (3A) Con 4LT																												0.93
4 CHO-ANT (0A) Con 4LT	100.810	53.484	6.913	-33.263	-63.463	-89.414	-109.613	-119.323	-122.487	-114.975	-101.642	-88.133	-75.093	-59.716	-45.075	-20.440	16.530	121.509	229.038	274.316	308.605	344.195	381.067	418.633	455.466	491.513	-122.487	
5 BASE Sin 4LT	125.561	70.703	17.328	-22.402	-58.750	-88.611	-115.310	-137.677	-150.696	-161.043	-161.136	-155.015	-147.342	-135.355	-120.889	-105.070	-79.624	-41.498	69.776	183.580	217.351	262.299	309.034	357.167	406.238	446.823	-161.136	
6 PAN-CHI (3A) Sin 4LT																												0.95
7 CHO-ANT (0A) Sin 4LT	233.902	162.788	102.206	46.080	5.427	-28.601	-57.832	-84.079	-99.858	-112.183	-117.266	-112.078	-105.110	-93.790	-79.898	-64.643	-39.651	-13.218	84.641	198.449	256.434	288.353	329.812	376.073	423.262	462.054	-117.266	
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100		



AP



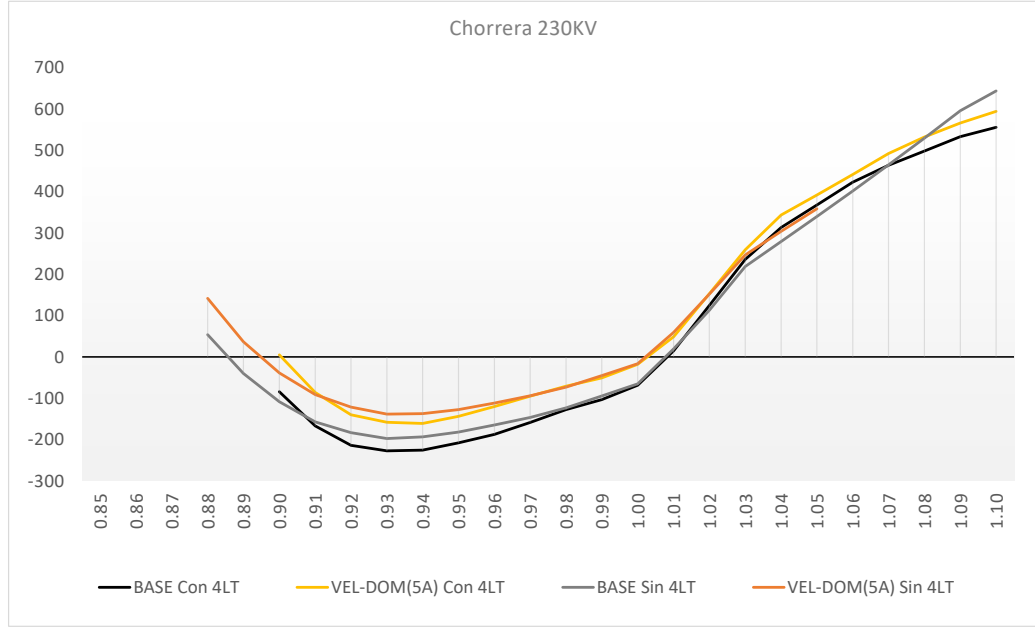
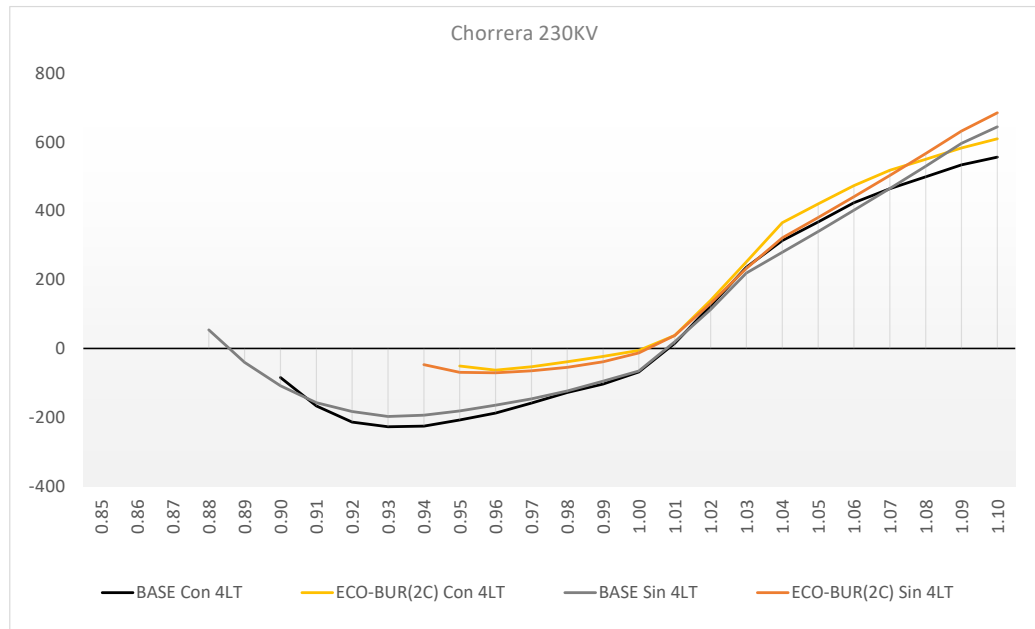
CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																											
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6004 BASE Con 4LT	397.612	364.571	332.345	300.853	270.010	240.066	210.931	162.155	92.521	24.309	-35.244	-61.818	-85.384	-102.448	-115.738	-131.674	-146.037	-159.042	-172.355	-179.278	-172.892	-162.239	-131.924	-87.612	22.306		-179.278		
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	431.751	399.792	368.751	338.285	308.753	280.180	241.683	170.638	101.014	32.814	6.305	-13.656	-21.008	-29.895	-38.469	-44.988	-48.005	-35.986										-48.005	
6004 VEL-DOM(5A) Con 4LT	416.248	384.489	353.556	323.086	293.514	264.796	235.216	164.154	94.514	26.296	-11.308	-34.574	-51.880	-65.456	-79.639	-93.174	-106.102	-118.989	-128.057	-124.999	-114.009	-82.625	-34.333	80.693			-128.057		
6004 BASE Sin 4LT	347.215	311.573	276.742	242.726	212.614	186.671	137.172	66.912	-1.924	-57.782	-78.725	-98.570	-117.780	-131.423	-144.015	-155.575	-164.094	-170.114	-162.490	-148.790	-122.914	-81.521	-16.001				-170.114		
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	375.409	340.410	306.331	277.904	252.619	216.347	144.665	74.405	5.569	-15.131	-33.489	-45.661	-53.499	-59.257	-61.389	-58.584	-31.010										-61.389		
6004 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	361.634	326.944	296.030	269.681	243.481	211.048	139.353	69.080	0.230	-26.883	-47.484	-67.337	-82.331	-95.238	-107.058	-116.442	-122.656	-117.974	-103.407	-77.986	-32.899	41.269					-122.656		
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT		22.306	-87.612	-131.924	-162.239	-172.892	-179.278	-172.355	-159.042	-146.037	-131.674	-115.738	-102.448	-85.384	-61.818	-35.244	24.309	92.521	162.155	210.931	240.066	270.010	300.853	332.345	364.571	397.612	-179.278	0.91	
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT									-35.986	-48.005	-44.988	-38.469	-29.895	-21.008	-13.656	6.305	32.814	101.014	170.638	241.683	280.180	308.753	338.285	368.751	399.792	431.751	-48.005	-131.273	0.94
4 VEL-DOM(5A) Con 4LT			80.693	-34.333	-82.625	-114.009	-124.999	-128.057	-118.989	-106.102	-93.174	-79.639	-65.456	-51.880	-34.574	-11.308	26.296	94.514	164.154	235.216	264.796	293.514	323.086	353.556	384.489	416.248	-128.057	-51.221	0.92
5 BASE Sin 4LT				-16.001	-81.521	-122.914	-148.790	-162.490	-170.114	-164.094	-155.575	-144.015	-131.423	-117.780	-98.750	-78.725	-57.782	-1.924	66.912	137.172	186.671	212.614	242.726	276.742	311.573	347.215	-170.114	-9.165	0.93
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT									-31.010	-58.584	-61.389	-59.257	-53.499	-45.661	-33.489	-15.131	5.569	74.405	144.665	216.347	252.619	277.904	306.331	340.410	375.409	-61.389	-117.889	0.96	
7 VEL-DOM(5A) Sin 4LT					41.269	-32.899	-77.986	-103.407	-117.974	-122.656	-116.442	-107.058	-95.238	-82.331	-67.337	-47.484	-26.883	0.230	69.080	139.353	211.048	243.481	269.681	296.030	326.944	361.634	-122.656	-56.622	0.94
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			



Handwritten signature/initials.



CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																												
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min			
6005 BASE Con 4LT	555.756	533.408	498.454	464.053	423.187	367.498	313.462	235.977	124.313	14.910	-68.427	-103.457	-127.715	-158.582	-187.454	-207.933	-225.728	-227.378	-213.826	-167.080	-84.319						-227.378			
6005 ECO-BUR(2C) Con 4LT	608.998	582.436	549.367	517.572	472.945	419.961	365.531	251.705	140.145	37.906	-5.941	-22.793	-38.665	-52.932	-62.963	-50.938											-62.963			
6005 VEL-DOM(5A) Con 4LT	594.379	566.167	532.148	492.305	441.523	391.730	343.422	259.511	153.046	48.737	-17.860	-50.918	-70.784	-94.914	-119.931	-143.634	-161.048	-158.007	-139.893	-86.195	4.927						-161.048			
6005 BASE Sin 4LT	643.751	595.854	529.556	464.761	401.481	339.726	279.357	218.942	113.083	19.378	-65.332	-94.761	-123.410	-146.416	-164.970	-181.760	-193.522	-197.606	-183.179	-157.515	-108.531	-40.209	53.973				-197.606			
6005 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	684.420	631.187	566.019	502.445	440.488	380.441	321.081	232.298	131.050	37.521	-12.731	-38.694	-54.568	-64.653	-70.751	-69.471	-46.877										-70.751			
6005 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	653.171	591.461	531.143	472.226	414.721	358.639	303.763	246.708	152.094	59.599	-16.471	-45.202	-72.912	-94.102	-111.619	-127.347	-137.473	-138.485	-121.592	-91.249	-38.613	36.714	141.668				-138.485			
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min			
2 BASE Con 4LT						-84.319	-167.080	-213.826	-227.378	-225.728	-207.933	-187.454	-158.582	-127.715	-103.457	-68.427	14.910	124.313	235.977	313.462	367.498	423.187	464.053	498.454	533.408	555.756	-227.378	0.93		
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT											-50.938	-62.963	-52.932	-38.665	-22.793	-5.941	37.906	140.145	251.705	365.531	419.961	472.945	517.572	549.367	582.436	608.998	-62.963	-164.415	0.96	
4 VEL-DOM(5A) Con 4LT						4.927	-86.195	-139.893	-158.007	-161.048	-143.634	-119.931	-94.914	-70.784	-50.918	-17.860	48.737	153.046	259.511	343.422	391.730	441.523	492.305	532.148	566.167	594.379	-161.048	-66.330	0.94	
5 BASE Sin 4LT					53.973	-40.209	-108.531	-157.515	-183.179	-197.606	-193.522	-181.760	-164.970	-146.416	-123.410	-94.761	-65.332	19.378	113.083	218.942	279.357	339.726	401.481	464.761	529.556	595.854	643.751	-197.606	-29.771	0.93
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT											-69.471	-70.751	-64.653	-54.568	-38.694	-12.731	37.521	131.050	232.298	321.081	380.441	440.488	502.445	566.019	631.187	684.420	-70.751	-156.627	0.96	
7 VEL-DOM(5A) Sin 4LT					141.668	36.714	-38.613	-91.249	-121.592	-138.485	-137.473	-127.347	-111.619	-94.102	-72.912	-45.202	-16.471	59.599	152.094	246.708	303.763	358.639	414.721	472.226	531.143	591.461	653.171	-138.485	-88.893	0.93
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100				



AP



2030

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

1400



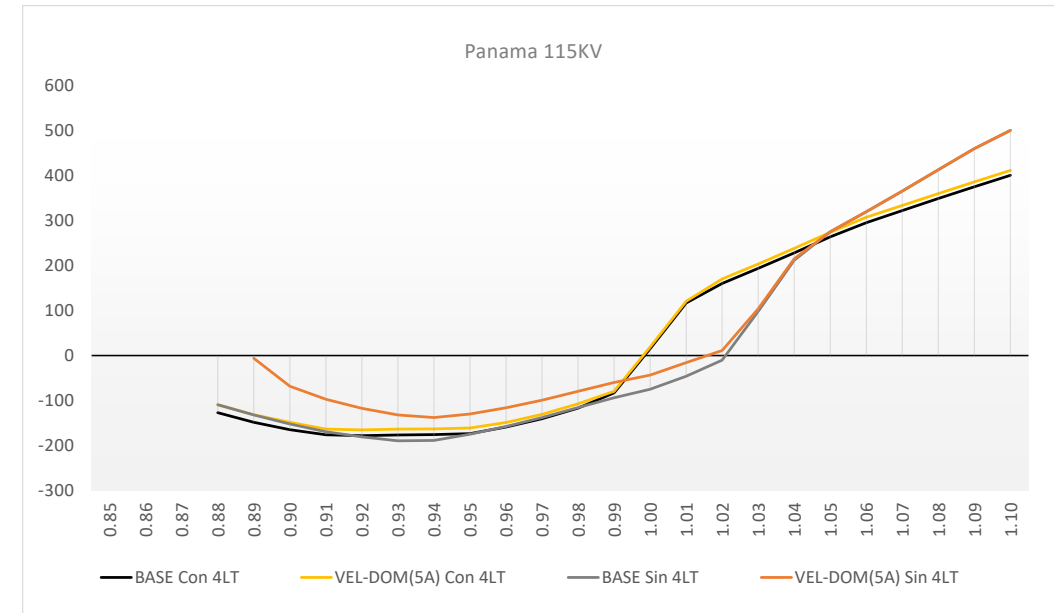
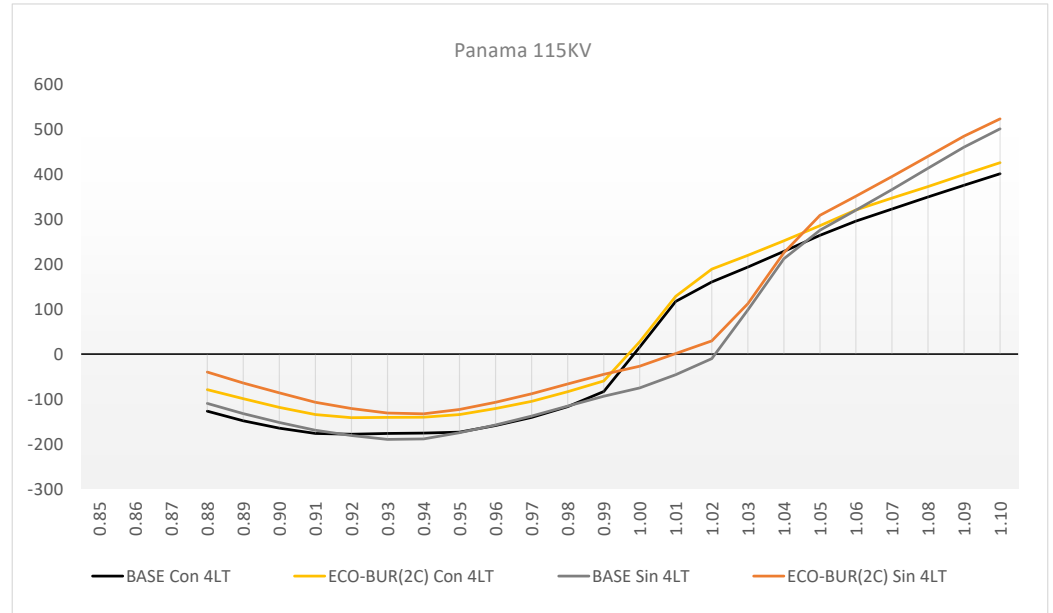
Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-178.33		0.92	-187.97		0.91	-260.39		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-141.51	-36.82	0.92	-150.37	-37.60	0.91	-206.53	-53.86	0.95
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-165.48	-12.85	0.92	-175.11	-12.86	0.91	-242.05	-18.34	0.95
BASE Sin 4LT	-189.84	11.51	0.93	-179.65	-8.31	0.92	-216.96	-43.43	0.93
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-132.90	-45.43	0.94	-126.34	-61.63	0.93	-149.70	-110.69	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-138.05	-40.28	0.94	-131.37	-56.60	0.93	-149.09	-111.30	0.93

B



CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																									
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min
6002 BASE Con 4LT	401.216	375.473	349.426	322.513	295.981	264.104	228.453	193.843	160.515	117.046	15.557	-83.217	-117.072	-140.764	-159.086	-173.815	-175.768	-176.651	-178.329	-176.556	-164.854	-148.473	-127.071	-109.202	-99.136	-79.009	-178.329
6002 ECO-BUR(2C) Con 4LT	425.821	399.425	372.642	346.898	320.437	285.611	252.225	219.903	188.827	128.557	27.315	-59.671	-83.549	-105.096	-121.176	-134.581	-140.631	-140.674	-141.509	-134.513	-118.541	-99.136	-79.009	-141.509	-12.850	-141.509	-36.821
6002 VEL-DOM(5A) Con 4LT	412.046	386.472	360.351	333.875	308.104	274.252	238.510	203.807	170.381	120.788	19.264	-79.542	-107.452	-130.954	-149.061	-161.409	-163.224	-163.563	-165.479	-163.797	-148.825	-131.876	-109.202	-109.202	-109.202	-165.479	11.507
6002 BASE Sin 4LT	501.154	460.462	413.408	366.035	320.154	275.640	211.945	98.130	-10.364	-45.907	-75.220	-93.891	-115.857	-138.115	-157.861	-174.949	-188.948	-189.836	-181.116	-169.491	-152.407	-132.406	-109.593	-109.593	-109.593	-189.836	0.94
6002 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	523.301	484.762	440.004	394.915	351.291	308.856	225.737	112.170	29.363	1.357	-27.067	-45.142	-66.509	-88.485	-107.370	-123.324	-132.900	-131.096	-121.079	-107.087	-86.135	-64.312	-40.039	-40.039	-132.900	-45.429	
6002 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	501.153	460.462	413.408	366.035	320.154	275.640	215.677	103.999	11.304	-15.863	-43.413	-59.831	-79.638	-99.545	-116.284	-130.280	-138.054	-132.336	-117.449	-97.396	-68.499	-40.275	-40.275	-40.275	-138.054	-40.275	

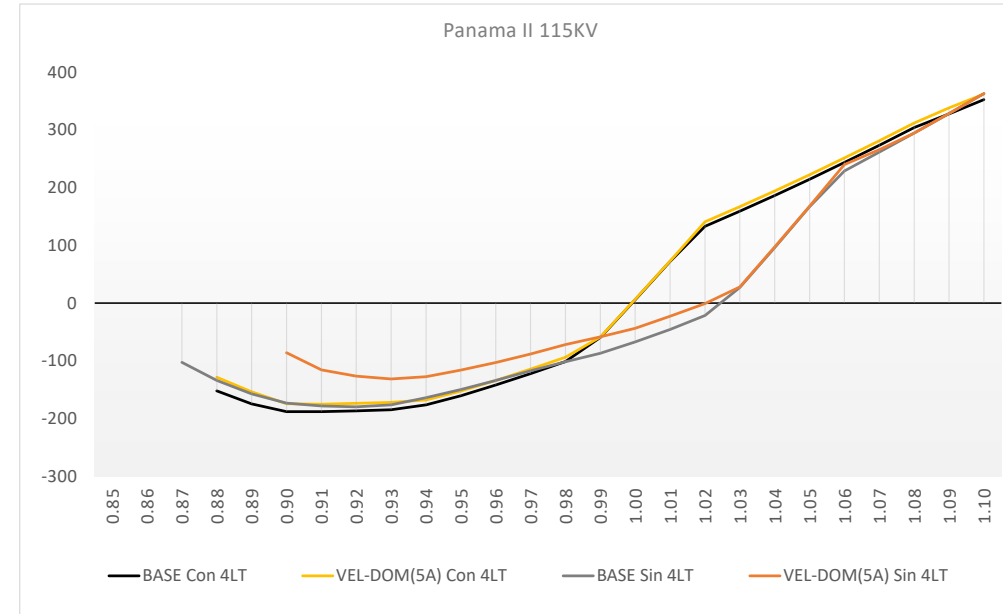
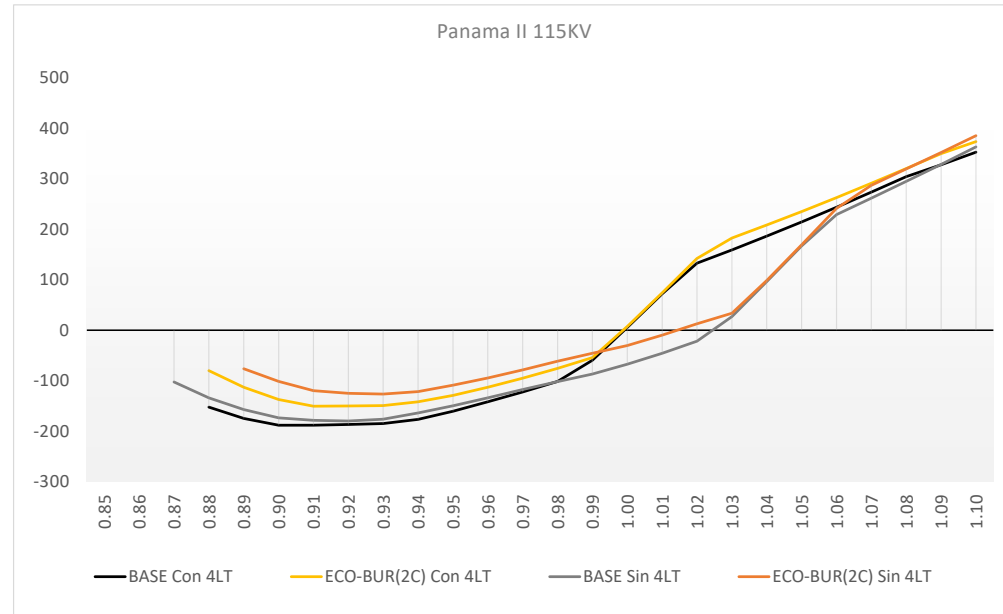
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT				-127.071	-148.473	-164.854	-176.556	-178.329	-176.651	-175.768	-173.815	-159.086	-140.764	-117.072	-83.217	15.557	117.046	160.515	193.843	228.453	264.104	295.981	322.513	349.426	375.473	401.216	-178.329	0.92	
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT				-79.009	-99.136	-118.541	-134.513	-141.509	-140.674	-140.631	-134.581	-121.176	-105.096	-83.549	-59.671	27.315	128.557	188.827	219.903	252.225	285.611	320.437	346.898	372.642	399.425	425.821	-141.509	-36.821	0.92
4 VEL-DOM(5A) Con 4LT				-109.202	-131.876	-148.825	-163.797	-165.479	-163.563	-163.224	-161.409	-149.061	-130.954	-107.452	-79.542	19.264	120.788	170.381	203.807	238.510	274.252	308.104	333.875	360.351	386.472	412.046	-165.479	-12.850	0.92
5 BASE Sin 4LT				-109.593	-132.406	-152.407	-169.491	-181.116	-189.836	-188.948	-174.949	-157.861	-138.115	-115.857	-93.891	-75.220	-45.907	-10.364	98.130	211.945	275.640	320.154	366.035	413.408	460.462	501.154	-189.836	11.507	0.93
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT				-40.039	-64.312	-86.135	-107.087	-121.079	-131.096	-132.900	-123.324	-107.370	-88.485	-66.509	-45.142	-27.067	1.357	29.363	112.170	225.737	308.856	351.291	394.915	440.004	484.762	523.301	-132.900	-45.429	0.94
7 VEL-DOM(5A) Sin 4LT				-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-6.255	-40.275	0.94



Handwritten signature/initials.



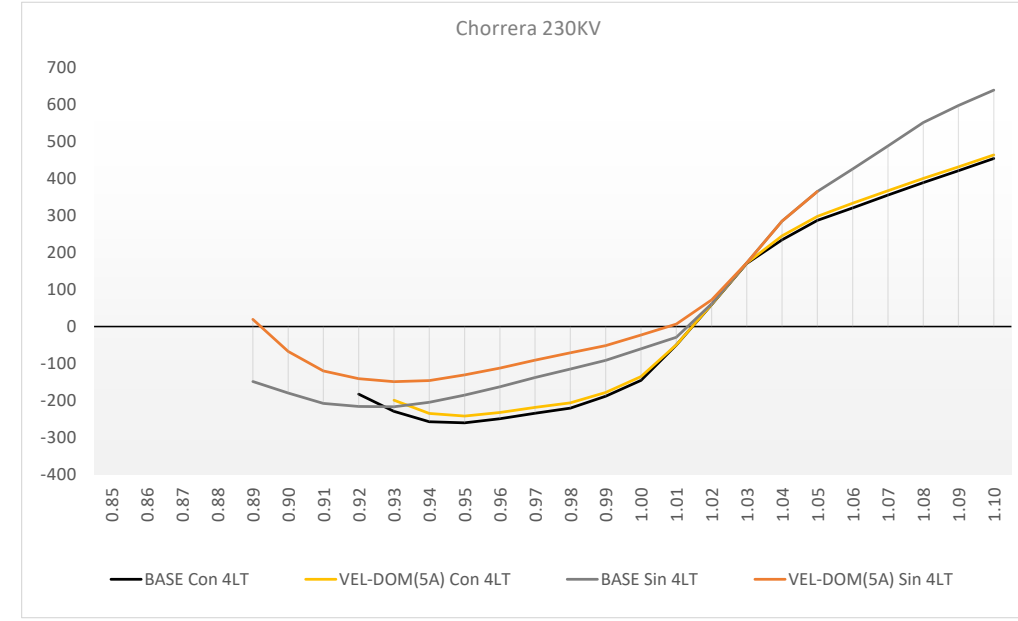
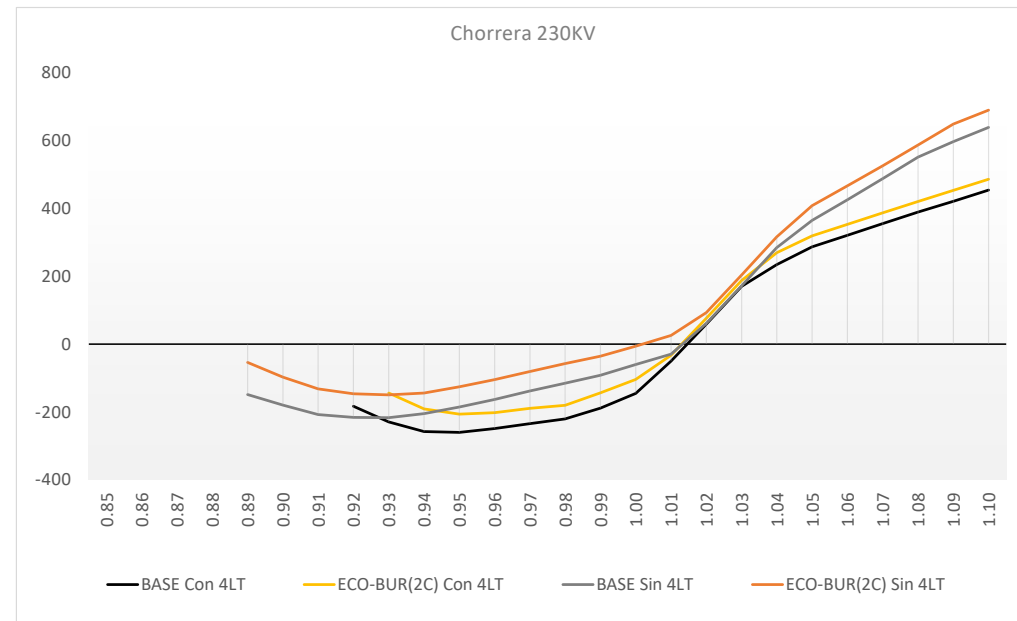
CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																											
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6004 BASE Con 4LT	352.269	327.458	303.905	273.240	243.291	214.261	186.163	159.018	132.839	72.193	5.694	-59.364	-101.342	-122.097	-141.780	-160.351	-176.305	-184.563	-186.540	-187.968	-187.902	-174.629	-152.015	-128.384	-102.582	-76.371	-56.601	-187.968	
6004 ECO-BUR(2C) Con 4LT	373.178	349.605	320.069	290.749	262.261	234.701	208.090	182.444	142.054	74.115	7.614	-54.152	-75.605	-94.798	-112.872	-128.839	-141.685	-149.313	-149.809	-150.368	-137.354	-112.758	-79.839	-37.600	-12.855	-8.315	-61.631	-150.368	
6004 VEL-DOM(5A) Con 4LT	361.983	337.860	311.851	281.163	251.174	222.107	193.976	166.800	140.585	72.797	6.294	-58.767	-93.767	-114.461	-133.957	-152.257	-167.605	-172.044	-173.600	-175.113	-174.330	-153.695	-128.384	-102.582	-76.371	-56.601	-175.113	-179.653	
6004 BASE Sin 4LT	362.700	328.182	294.586	261.359	228.870	166.800	96.091	26.812	-21.612	-45.590	-67.344	-86.838	-101.688	-117.323	-133.950	-149.638	-163.587	-176.029	-179.653	-178.248	-173.265	-157.088	-134.005	-102.582	-76.371	-56.601	-179.653	-199.631	
6004 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	384.901	351.609	319.007	286.829	241.109	168.963	98.247	33.791	12.506	-9.843	-30.436	-45.784	-61.250	-78.472	-94.628	-108.846	-121.605	-126.337	-124.777	-119.671	-101.493	-76.371	-56.601	-12.855	-8.315	-61.631	-126.337	-199.631	
6004 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	362.700	328.182	294.588	265.746	239.973	167.876	97.210	27.976	-0.884	-22.744	-43.581	-58.526	-71.986	-88.077	-102.986	-115.963	-127.398	-131.368	-126.342	-115.634	-85.813	-56.601	-12.855	-8.315	-61.631	-126.337	-131.368	-199.631	
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT				-152.015	-174.629	-187.902	-187.968	-186.540	-184.563	-176.305	-160.351	-141.780	-122.097	-101.342	-59.364	5.694	72.193	132.839	159.018	186.163	214.261	243.291	273.240	303.905	327.458	352.269	-187.968	0.91	
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT				-79.839	-112.758	-137.354	-150.368	-149.809	-149.313	-141.685	-128.839	-112.872	-94.798	-75.605	-54.152	7.614	74.115	142.054	182.444	208.090	234.701	262.261	290.749	320.069	349.605	373.178	-150.368	0.91	
4 VEL-DOM(5A) Con 4LT				-128.384	-153.695	-174.330	-175.113	-173.600	-172.044	-167.605	-152.257	-133.957	-114.461	-93.767	-58.767	6.294	72.797	140.585	166.800	193.976	222.107	251.174	281.163	311.851	337.860	361.983	-175.113	-12.855	0.91
5 BASE Sin 4LT			-102.582	-134.005	-157.088	-173.265	-178.248	-179.653	-176.029	-163.587	-149.638	-133.950	-117.323	-101.688	-86.838	-67.344	-45.590	-21.612	26.812	96.091	166.800	228.870	261.359	294.586	328.182	362.700	-179.653	-8.315	0.92
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT				-101.493	-119.671	-124.777	-126.337	-121.605	-108.846	-94.628	-78.472	-61.250	-45.784	-30.436	-9.843	12.506	33.791	98.247	168.963	241.109	286.829	319.007	351.609	384.901	-126.337	-61.631	-126.337	0.93	
7 VEL-DOM(5A) Sin 4LT				-85.813	-115.634	-126.342	-131.368	-127.398	-115.963	-102.986	-88.077	-71.986	-58.526	-43.581	-22.744	-0.884	27.976	97.210	167.876	239.973	265.746	294.588	328.182	362.700	-131.368	-56.601	-131.368	0.93	
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100			



AP



CONTINGENCY: BASE CASE		Plant (MVAR)																											
VOLTAGE SETPOINT->	1.100	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	1.000	0.990	0.980	0.970	0.960	0.950	0.940	0.930	0.920	0.910	0.900	0.890	0.880	0.870	0.860	0.850	Min		
6005 BASE Con 4LT	454.459	421.475	389.407	355.594	320.797	287.046	234.399	170.794	59.123	-50.295	-145.434	-188.633	-220.699	-234.384	-249.234	-260.389	-257.683	-229.402	-183.048										-260.389
6005 ECO-BUR(2C) Con 4LT	486.420	453.732	420.832	387.344	353.094	319.232	269.974	187.865	76.472	-32.677	-103.870	-143.493	-180.486	-189.410	-202.156	-206.534	-191.274	-144.084											-206.534
6005 VEL-DOM(5A) Con 4LT	464.071	431.646	400.577	367.406	333.675	297.644	244.973	171.633	59.915	-49.549	-135.256	-178.170	-206.346	-218.827	-232.266	-242.049	-234.823	-199.332											-242.049
6005 BASE Sin 4LT	639.307	597.616	551.877	488.138	426.011	365.128	285.073	171.990	61.163	-29.217	-60.334	-91.671	-115.108	-137.882	-163.063	-185.252	-204.926	-199.332											-216.955
6005 ECO-BUR(2C) Sin 4LT	690.248	649.323	587.186	526.302	467.028	408.698	316.400	203.759	93.389	25.474	-6.232	-35.707	-57.197	-80.943	-104.931	-125.674	-144.163	-149.703	-146.538	-132.094	-97.503	-53.865							-149.703
6005 VEL-DOM(5A) Sin 4LT	674.488	617.174	551.877	488.138	426.015	365.130	285.073	171.990	71.800	6.644	-22.974	-51.550	-71.028	-91.099	-112.326	-130.653	-146.273	-149.091	-140.792	-120.064	-67.527	19.575							-149.091
VOLTAGE SETPOINT->	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	Min		
2 BASE Con 4LT																													-260.389
3 ECO-BUR(2C) Con 4LT																													-53.856
4 VEL-DOM(5A) Con 4LT																													-18.340
5 BASE Sin 4LT																													0.95
6 ECO-BUR(2C) Sin 4LT																													0.95
7 VEL-DOM(5A) Sin 4LT																													0.93
	0.850	0.860	0.870	0.880	0.890	0.900	0.910	0.920	0.930	0.940	0.950	0.960	0.970	0.980	0.990	1.000	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100		0.93	



AP



ETEESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



**Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional 2019 – 2033**

**Tomo III
Plan de Expansión de Transmisión**

Gerencia de Planificación

julio 2020

Panamá



ETESA

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

AB



CONTENIDO

Capítulo 1.....	11
RESUMEN EJECUTIVO.....	11
Capítulo 2.....	19
INTRODUCCIÓN.....	19
Capítulo 3.....	23
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	23
Capítulo 4.....	33
CRITERIOS TÉCNICOS.....	33
Capítulo 5.....	45
METODOLOGÍA.....	45
Capítulo 6.....	51
COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	51
Capítulo 7.....	62
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO	62
Capítulo 8.....	78
PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO	78
Capítulo 9.....	98
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	98
Capítulo 10.....	132
PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO	132
Capítulo 11.....	140
INTERCONEXIONES REGIONALES	140
Capítulo 12.....	150
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	150
Capítulo 13.....	162
PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO.....	162
Capítulo 14.....	172
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	172
Capítulo 15.....	188
PLAN DE PLANTA GENERAL.....	188
Capítulo 16.....	206
PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN	206
Capítulo 17.....	214
PLAN ESTRATÉGICO	214



Capítulo 18.....	218
CONCLUSIONES.....	218
Capítulo 19.....	224
RECOMENDACIONES.....	224



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Plan de Expansión de Transmisión 2019, Periodo de Estudio	15
Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión	24
Tabla 3.2. Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión	25
Tabla 3.3. Compensación Reactiva del Sistema Principal de Transmisión	25
Tabla 3.4. Esquema EDCxT3 o T5	28
Tabla 3.5. Esquema EDC x Baja Frecuencia	28
Tabla 3.6. Esquema EDC x Baja Voltaje	28
Tabla 3.7. Esquema EDCxBLMCarbón.....	29
Tabla 3.8. Esquema EDCxPANAM	29
Tabla 4.1. Rangos de Operación de Hidroeléctricas Existentes	33
Tabla 4.2. Rangos de Operación de Termoeléctricas Existentes	34
Tabla 4.3. Barras del Sistema Principal de Transmisión	34
Tabla 4.4. Rangos de Variación de Voltaje Estado N.....	34
Tabla 4.5. Rangos de Operación de Centrales Eólicas Existentes.....	35
Tabla 4.6. Rangos de Variación de Voltaje Estado N-1.....	36
Tabla 4.7. Requisitos del Factor de Potencia.....	37
Tabla 4.8. Despacho para Ciclos Combinados en 2+1, Telfers.....	39
Tabla 4.9. Despacho para Ciclos Combinados en 6+1, Martano.....	39
Tabla 4.10. Despacho para Ciclos Combinados en 3+1, Costa Norte.....	39
Tabla 4.11. Centrales Hidroeléctricas con Regulación Horaria	40
Tabla 6. 1 Plan de Generación 2019-2033.....	52
Tabla 6. 2 Orden de Mérito	53
Tabla 6.3. Proyectos de Transmisión Corto Plazo	54
Tabla 6.4. Proyectos de Distribución.....	55
Tabla 6.5. Demanda por Barra.....	57
Tabla 7.1. Resumen: Despacho del Año 2019 Época Lluviosa – Demanda Máxima	64
Tabla 7.2. Resumen: Despacho del Año 2020, Época Seca.....	65
Tabla 7.3. Resumen: Despacho del Año 2020 Época Lluviosa	68
Tabla 7.4. Resumen: Despacho del Año 2021 Época Seca.....	68
Tabla 7.5. Resumen: Despacho del Año 2021 Época Lluviosa	72
Tabla 7.6. Resumen: Despacho del Año 2022 Época Lluviosa	73
Tabla 9. 1 Plan de Generación, Esc. Referencia.....	99
Tabla 9. 2 Inversiones Adicionales sin 4LT, Esc. Referencia	101
Tabla 9. 3 Flujos desde Occidente Esc. Referencia	102
Tabla 9. 4 Perdidas Esc. Referencia.....	102
Tabla 9. 5 Despacho STATCOMs, Esc. Referencia.....	103
Tabla 9. 6 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Referencia	103
Tabla 9. 7 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Referencia	104
Tabla 9. 8 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Referencia	104
Tabla 9. 9 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Referencia	105
Tabla 9. 10 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Referencia	105
Tabla 9. 11 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Referencia	106
Tabla 9. 12 Plan de Generación , Esc. Renovable.....	107
Tabla 9. 13 Flujos desde Occidente , Esc. Renovable	109
Tabla 9. 14 Perdidas Esc. Renovable	109
Tabla 9. 15 Despacho STATCOMs, Esc. Renovable	109
Tabla 9. 16 Resumen de Reserva Reactiva 2023, Esc. Renovable	110
Tabla 9. 17 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Renovable	111

Tabla 9. 18 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Renovable	111
Tabla 9. 19 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Renovable	112
Tabla 9. 20 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Renovable	112
Tabla 9. 21 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Renovable	113
Tabla 9. 22 Inversiones Adicionales sin 4LT, Esc. Renovable	113
Tabla 9. 23 Plan de Generación , Esc. Demanda Alta	113
Tabla 9. 24 Inversiones sin 4LT , Esc. Demanda Alta	115
Tabla 9. 25 Despacho STATCOMs, Esc. Renovable	115
Tabla 9. 26 Flujos desde Occidente , Esc. Demanda Alta.....	116
Tabla 9. 27 Perdidas Esc. Demanda Alta.....	116
Tabla 9. 28 Resumen de Reserva Reactiva 2023, Esc. Demanda Alta	117
Tabla 9. 29 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Demanda Alta	117
Tabla 9. 30 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Demanda Alta	118
Tabla 9. 31 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Demanda Alta	118
Tabla 9. 32 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Demanda Alta	119
Tabla 9. 33 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Demanda Alta	119
Tabla 9. 34 Evaluación B/C 2024.....	120
Tabla 9. 35 Evaluación B/C 2025.....	121
Tabla 9. 36 Evaluación B/C 2026.....	121
Tabla 9. 37 Evaluación B/C 2028.....	121
Tabla 9. 38 Valor presente del costo anualizado del Proyecto 4LT (millones de US\$)	123
Tabla 9. 39 Escenario de Referencia - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT	124
Tabla 9. 40 Escenario Renovable - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT	124
Tabla 9. 41 Escenario de Demanda Alta - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT ..	124
Tabla 9. 42 VP del costos inversiones adicionales del Esc. de Referencia (MMUS\$)	125
Tabla 9. 43 VP del costos de inversiones adicionales del Esc. Renovable (MMUS\$)	125
Tabla 9. 44 VP del costos de inversiones adicionales del Esc. de Dem. Alta (MMUS\$)	125
Tabla 9. 45 Escenarios Analizados	126
Tabla 9. 46 Costo de inversión de Generación por escenario	126
Tabla 9. 47 Resumen de Costos Operativos y Pérdidas por Plan. de Generación	126
Tabla 9. 48 Resumen de Costos Operativos, Pérdidas por Plan. de Generación.....	127
Tabla 9. 49 Análisis de minimización del máximo arrepentimiento en millones de US\$	127
Tabla 11. 1 Intercambios Con Centroamérica	140
Tabla 11. 2 Transferencia Llano Sánchez.....	140
Tabla 11. 3 Pérdidas de Transmisión Importando y Exportando	140
Tabla 11. 4 Transferencia Centroamérica-Colombia	143
Tabla 11. 5 Transferencia Colombia- Centroamérica	143
Tabla 11. 6 Flujos por Llano Sanchez (ICP).....	143
Tabla 11. 7 Perdidas de Transmisión (ICP)	143
Tabla 18. 1 Plan de Expansión de Transmisión 2019, Periodo de Estudio.....	224



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Unifilar del Sistema Principal de Transmisión	26
Figura 3.2. Líneas del Sistema Principal de Transmisión	27
Figura 5.1. Flujograma del Análisis de Largo Plazo	46
Figura 7. 1 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Sin Generación en Zona Atlántica	62
Figura 7. 2 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Con Generación en Zona Atlántica.....	62
Figura 7. 3 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Considerando el EDCxPan_CAC.	62
Figura 7. 4 Reserva Reactiva S/E Panamá 115KV	63
Figura 7. 5 Reserva Reactiva S/E Panamá 115KV Contingencia ECO-BUR	63
Figura 7. 6 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso 2019	64
Figura 7. 7 Matriz de Generación, Periodo Seca 2020.....	65
Figura 7. 8 Flujo línea 230-9 ^a - falla 230-25a, Generación Total de la Zona.....	66
Figura 7. 9 Flujo línea 230-9a - falla 230-25a, Con Generación desplazada en la Zona	66
Figura 7. 10 Reserva Reactiva S/E Chorrera 230KV.....	67
Figura 7. 11 Reserva Reactiva S/E Chorrera 230KV, Falla ECO-BUR.....	67
Figura 7. 12 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso 2020.....	68
Figura 7. 13 Matriz de Generación, Periodo Seco Demanda Máxima 2021	69
Figura 7. 14 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito.....	69
Figura 7. 15 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito – Contingencia 115-12	69
Figura 7. 16 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito.....	69
Figura 7. 17 Flujo Panamá – Cáceres, Con 3er circuito – falla 115-12.....	70
Figura 7. 18 Flujo línea 230-9a - Falla 230-25a, Sin Proyecto Front – MDN	70
Figura 7. 19 Flujo línea 230-9a - Falla 230-25a, Con el Proyecto Front – MDN	71
Figura 7. 20 Reserva Reactiva S/E PAN 115KV, falla ECO-BUR, Lluv - 2021	71
Figura 7. 21 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso Demanda Máxima 2021	72
Figura 7. 22 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso Demanda Máxima 2022	73
Figura 9. 1 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N, año 2028.....	98
Figura 9. 2 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N-1, año 2028.....	98
Figura 9. 3 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N-1, año 2028 + Circuito nuevo	98
Figura 9. 4 Matriz 2023, Esc. Referencia con 4LT	100
Figura 9. 5 Matriz 2024, Esc. Referencia con 4LT	100
Figura 9. 6 Matriz 2025, Esc. Referencia con 4LT	100
Figura 9. 7 Matriz 2026, Esc. Referencia con 4LT	100
Figura 9. 8 Matriz 2028, Esc. Referencia con 4LT	100
Figura 9. 9 Matriz 2030, Esc. Referencia con 4LT	100
Figura 9. 10 Curva QV Año 2023, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	103
Figura 9. 11 Curva QV Año 2024, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	103
Figura 9. 12 Curva QV Año 2025, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	104
Figura 9. 13 Curva QV Año 2026, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	104
Figura 9. 14 Curva QV Año 2028, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	105
Figura 9. 15 Curva QV Año 2030, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	105
Figura 9. 16 Penetración Renovable NC, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	106
Figura 9. 17 Matriz 2023, Esc. Renovable con 4LT.....	107
Figura 9. 18 Matriz 2024, Esc. Renovable con 4LT.....	107
Figura 9. 19 Matriz 2025, Esc. Renovable con 4LT.....	107
Figura 9. 20 Matriz 2026, Esc. Renovable con 4LT.....	108
Figura 9. 21 Matriz 2028, Esc. Renovable con 4LT.....	108
Figura 9. 22 Matriz 2030, Esc. Renovable con 4LT.....	108



Figura 9. 23 Curva QV Año 2023, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	110
Figura 9. 24 Curva QV Año 2024, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	110
Figura 9. 25 Curva QV Año 2025, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	111
Figura 9. 26 Curva QV Año 2026, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	111
Figura 9. 27 Curva QV Año 2028, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	112
Figura 9. 28 Curva QV Año 2030, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	112
Figura 9. 29 Matriz 2023, Esc. Dem. Alta con 4LT	114
Figura 9. 30 Matriz 2024, Esc. Dem. Alta con 4LT	114
Figura 9. 31 Matriz 2025, Esc. Dem. Alta con 4LT	114
Figura 9. 32 Matriz 2026, Esc. Dem. Alta con 4LT	114
Figura 9. 33 Matriz 2028, Esc. Dem. Alta con 4LT	114
Figura 9. 34 Matriz 2030, Esc. Dem. Alta con 4LT	114
Figura 9. 35 Curva QV Año 2023, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	116
Figura 9. 36 Curva QV Año 2024, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	117
Figura 9. 37 Curva QV Año 2025, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	117
Figura 9. 38 Curva QV Año 2026, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	118
Figura 9. 39 Curva QV Año 2028, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	118
Figura 9. 40 Curva QV Año 2030, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	119
Figura 11. 1 Escenario de Importación año 2023.....	141
Figura 11. 2 Escenario de Importación año 2024.....	141
Figura 11. 3 Escenario de Importación año 2025.....	141
Figura 11. 4 Escenario de Importación año 2026.....	141
Figura 11. 5 Escenario de Importación año 2028.....	141
Figura 11. 6 Escenario de Importación año 2030.....	141
Figura 11. 7 Escenario de Exportación año 2023.....	142
Figura 11. 8 Escenario de Exportación año 2024.....	142
Figura 11. 9 Escenario de Exportación año 2025.....	142
Figura 11. 10 Escenario de Exportación año 2026.....	142
Figura 11. 11 Escenario de Exportación año 2028.....	142
Figura 11. 12 Escenario de Exportación año 2030.....	142
Figura 11. 13 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2024	143
Figura 11. 14 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2024.....	143
Figura 11. 15 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2025	144
Figura 11. 16 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2025.....	144
Figura 11. 17 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2026	144
Figura 11. 18 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2026.....	144
Figura 11. 19 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2028	144
Figura 11. 20 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2028.....	144
Figura 11. 21 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2030	144
Figura 11. 22 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2030.....	144
Figura 11. 23 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2024.....	145
Figura 11. 24 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2024.....	145
Figura 11. 25 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2025.....	145
Figura 11. 26 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2026.....	145
Figura 11. 27 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2026.....	145
Figura 11. 28 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2026.....	145
Figura 11. 29 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2028.....	145
Figura 11. 30 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2028.....	146
Figura 11. 31 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2030.....	146
Figura 11. 32 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2030.....	146



ANEXOS

Tomo III Anexo - 1	Plan de Inversiones 2018-2032
Tomo III Anexo - 2	Diagramas Unifilares – Corto Plazo
Tomo III Anexo - 3	Despachos de Generación – Corto Plazo
Tomo III Anexo - 4	Reportes de Voltajes – Corto Plazo
Tomo III Anexo - 5	Reportes de Estabilidad Dinámica – Corto Plazo
Tomo III Anexo - 6	Reportes de Cortocircuito – Corto Plazo
Tomo III Anexo - 7	Diagramas Unifilares – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 8	Despachos de Generación – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 9	Reportes de Voltajes – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 10	Reportes de Estabilidad Dinámica – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 11	Reportes de Cortocircuito – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 12	Curvas QV – Largo Plazo





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 1

RESUMEN EJECUTIVO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 1

RESUMEN EJECUTIVO

OBJETIVO

De acuerdo con lo señalado en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, los Criterios y Políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía, igualmente, al Capítulo V del Reglamento de Transmisión reglamentado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se le da la responsabilidad a ETESA de realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de 15 años.

En respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión de Transmisión. Dicho estudio presenta las congestiones y falencias que tiene el sistema en el periodo de corto plazo como las soluciones más factibles para solventarlas en tiempo y forma, a la vez permite minimizar el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define el programa de inversiones necesarias en transmisión y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP. Específicamente, el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2019 - 2033 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema, de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la

transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos 2019-2033, La distribución de cargas por barra se realizó con base a la información entregada por las empresas distribuidoras. De manera adicional se utiliza las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por su parte, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

Para el horizonte de estudio, se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación 2019-2033, El modelado de estos proyectos se realiza con base a información entregada por los agentes durante el trámite de viabilidad de conexión y a parámetros típicos de elementos de un sistema de potencia (líneas, transformadores, modelos de máquina, gobernador, etc.) para aquellos agentes de los que no se cuente con información para su modelado.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el Plan de Expansión vigente (2018), aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 13194–Elec del 18 de marzo de 2019 y a los que ETESA ha identificado como prioritarios.





Se modela el sistema eléctrico con todos los activos instalados en la actualidad propiedad de ETESA, puntos de entrega de demanda de las tres distribuidoras y grandes clientes, también se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación (incluyendo las futuras), además de todas las plantas y centrales de generación del SIN.

En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país, Progreso, Charco Azul, Boquerón III, Mata de Nance, San Bartolo, Caldera, Changuinola, Cañazas, Guasquitas, Veladero, El Higo, Llano Sánchez y Chorrera, así como las Subestaciones Panamá, Panamá II, Cáceres y Santa Rita.

CRITERIOS

De acuerdo al Reglamento de Transmisión y por las características del sistema eléctrico, se utilizará el Criterio de Seguridad N-1 en las líneas del Sistema Principal de Transmisión. Igualmente, el Reglamento de Transmisión especifica el nivel de tensión aceptable en los puntos de interconexión de las empresas distribuidoras y grandes clientes, especificando para condiciones de operación normal +/- 5% tanto para 230 KV como para 115 KV y +/- 7% para condiciones de contingencia simple en 230 KV y 115 KV.

Se proponen criterios básicos para operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión es Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años, respectivamente.

DIAGNÓSTICO DEL CORTO PLAZO

Mediante un estudio de flujos de potencia en estado estable, transitorio y contingencia se analiza la condición operativa actual del SIN con el fin de realizar un diagnóstico del mismo y presentar las propuestas de los proyectos necesarios para reforzar el SPT y obtener el correcto funcionamiento del SIN.

Se puede observar la restricción de la transferencia de occidente al centro de carga debido a las siguientes deficiencias en el SIN:

- Falta de capacidad de transporte de energía eléctrica de las líneas de transmisión.
- Déficit de reactivo en el sistema.
- Incumplimientos en el factor de potencia en los puntos de entrega.
- Desaprovechamiento de las curvas de capacidad de algunos generadores conectados en el Sistema Principal del Transmisión.

Estas deficiencias afectan en los primeros años del corto plazo y en consecuencia se debe corregir presentando generación obligada.

En el área capital las LT entre las S/E Panamá y Cáceres presentan sobrecargas en contingencia debido al flujo que demanda el área Atlántica y es transmitido a través de estas líneas. Dada esta situación se recomendó la operación de un Esquema de Desligue de Carga para disminuir la generación obligada en el área Atlántica.

Es necesario concluir el proyecto Frontera – Mata de Nance ya que el retraso del mismo provocaría restricciones de generación en las SSEE Boquerón III, Dominical y Progreso.

El gran crecimiento en Panamá Centro, indican que se necesitan nuevos transformadores para suplir así a la demanda en las SS/EE Panamá y

Panamá II. Además, se debe contemplar la demanda en los demás puntos del país como Chorrera, Llano Sánchez y Mata de Nance, para así añadir la capacidad de transformación necesaria y evitar sobrecargas. Igualmente, estudios realizados a diferentes transformadores del SPT indican que debido al cumplimiento del periodo de vida se presentan fallas que sugieren el reemplazo de algunos.

DIAGNÓSTICO DEL LARGO PLAZO

Para el periodo de largo plazo es importante mantener un margen considerable de reserva reactiva para minimizar el efecto de las variaciones de voltaje ante de los cambios de demanda y contingencias.

El aumento de flujo en la red de 230KV provocaría circulación de energía a través del anillo entre la S/E Panamá, Panamá II y Panamá 3 por lo que sería necesario la construcción de un nuevo circuito entre Panamá y Panamá 3

La eliminación de las restricciones de transmisión entre la Zona Occidente y la Zona Oriente el país conlleva a la disminución de la generación de energía con plantas conectadas en la Zona Atlántica, dejando si plantas que ayuden a regular el voltaje en dicha área por lo que se debe instalar un nuevo banco de capacitores en la S/E Santa Rita.

Para garantizar el buen funcionamiento del SIN y la confiabilidad del mismo se debe construir la 4LT ya que con la entrada en operación de la 4LT a partir del 2023:

- Se eliminaría las restricciones de transmisión y la generación obligada.
- Permitiría aumentar la capacidad de transporte a tal punto que se pudiera cumplir con el despacho económico.
- Aumentaría la confiabilidad del SIN ya que el mismo soportaría

contingencias dobles circuitos paralelos en cada tramo de las líneas 1, 2 y 3.

- Disminuiría la dependencia de compensación reactiva pasiva y dinámica.
- Aumentaría la reserva reactiva disminuyendo y hasta eliminado el problema de estabilidad de voltaje.
- Permitiría un aumento considerable de la penetración de fuentes renovables no convencionales en la Zona Occidente y Central del país.
- Reduciría las pérdidas del SPT, disminuyendo generación de energía innecesaria y su costo.
- Le daría suficiente margen de maniobra a ETESA para realizar los mantenimientos programados de las líneas 1, 2 y 3, sin recurrir en generación obligada.

Sin la 4LT:

- Se repetirían los problemas inestabilidad de voltaje me mantenemos en la actualidad.
- Se presentarían restricciones y se tendría que operar el SIN con generación obligada.
- Se limitaría la penetración de generación eólica y solar.
- Se tendría que invertir en compensación reactiva pasiva y dinámica para soportar grandes volúmenes de transferencia de energía entre occidente y centro del país.
- Se operaría un Sistema con bajos niveles de confiabilidad.
- Se presentarían altos niveles de pérdidas y costos de las mismas.

RESUMEN DEL ANÁLISIS

El problema principal que presenta el SIN en el corto plazo es la respuesta dinámica de compensación reactiva, debido a que ante la pérdida de un elemento del SPT o algún elemento conectado al SPT se reflejan caídas de voltajes que no pueden ser ajustadas por la compensación reactiva conectada actualmente en el SIN.



Es de suma importancia la conexión del STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de nueva compensación reactiva (capacitiva) en Llano Sánchez, Chorrera, San Bartolo, Veladero y Panamá II, y la disponibilidad de la compensación ya instalada en el SIN con el objetivo de mantener al STATCOM en niveles que permitan que el mismo actúe al ocurrir una contingencia y no en estado estable.

Las restricciones provocadas por sobrecargas de líneas deben ser corregidas con la instalación de un nuevo circuito entre Panamá – Cáceres, Frontera –Mata de Nance.

RECOMENDACIONES

A continuación, se tiene un listado de los proyectos propuestos para el Plan de Expansión del SIN. Tomando en cuenta la entrada en operación de los proyectos listados, se eliminarían las restricciones en el año 2020.





Tabla 1.1. Plan de Expansión de Transmisión 2019, Periodo de Estudio

No	DESCRIPCIÓN	FECHA DE INICIO PESIN2019
Corto Plazo	1 REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	09/30/2019
	2 REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	09/30/2019
	3 AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	12/31/2019
	4 AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC	04/30/2020
	5 ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	03/31/2020
	6 ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	03/31/2020
	7 ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	04/30/2020
	8 ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	04/30/2020
	9 ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	05/31/2020
	10 ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	05/31/2020
	11 ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV	05/31/2020
	12 STATCOM S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-120 MVAR	06/30/2020
	13 REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	06/30/2020
	14 STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	06/30/2020
	15 REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	06/30/2020
	16 REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	06/30/2020
	17 REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	06/30/2020
	18 NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	12/31/2020
	19 REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	03/31/2021
	20 REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	05/31/2021
	21 NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	06/30/2021
	22 AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	07/31/2021
	23 LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO.	08/31/2021
	24 SUBESTACIÓN CHEPO 230 KV	08/31/2021
	25 SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	10/31/2021
	26 ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	11/30/2021
	27 SUBESTACION SABANITAS 230 KV	11/30/2021
	28 LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV	06/30/2022
	29 AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - LLANO SANCHEZ 230 KV 110 KM	06/30/2022
	30 ADICION BANCO CAPACITORES 20 MVAR STA. RITA 115 KV	07/31/2022
	31 SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	08/31/2022
	32 LÍNEA SABANITAS - PANAMA III 230 KV	08/31/2022
Largo Plazo	33 LÍNEA TELFERS - SABANITAS 230 KV	01/31/2023
	34 AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 LLANO SÁNCHEZ - EL HIGO 230 KV 82 KM	04/30/2023
	35 AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 EHI - PAN 230 KV	03/31/2024
	36 LINEA LT4 CHIRQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	07/31/2024
	37 LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV	01/31/2028
	38 LINEA LT4 CHIRQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	07/31/2030

Nota. Fechas marcadas en rojo representa la fecha de proyectos que ya entraron en operación



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 2

INTRODUCCIÓN

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 2 INTRODUCCIÓN

Mediante la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 se establece en su Artículo 8 que es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), elaborar Anualmente el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) de acuerdo con los criterios y políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía.

El Reglamento de Transmisión, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP), en su Título V, “La Expansión del Sistema de Transmisión”, establece que a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de corto y largo plazo.

En cumplimiento con lo establecido previamente, se presentan los resultados del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, el cual tiene como finalidad principal evitar las congestiones actuales, prever y solucionar las futuras, prestar el servicio de transmisión de energía de forma confiable, segura y con la calidad exigida, simultáneamente minimiza el costo de operación incluyendo las pérdidas y su vez incrementa la confiabilidad.

En el plan se define el programa de inversiones necesarias y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP.

El estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2019-2033 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico, evitando así un posible déficit de energía y precios elevados. Se identifican todas las

inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Dentro de los proyectos propuestos se incluyen: nuevas líneas de transmisión, incrementos en la capacidad de transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

Para el presente estudio se determinarán los refuerzos necesarios para permitir intercambios desde y hacia Centroamérica y Suramérica cumpliendo con los criterios establecidos en los distintos reglamentos que regulan la transmisión a nivel nacional e internacional.

Para la elaboración de este informe se requieren estudios de flujos de potencia, estabilidad de voltaje, análisis de corto circuito y estabilidad dinámica del Sistema Interconectado Nacional.

A partir de la proyección de la demanda calculada en el Tomo I: Estudios básicos, se realiza una distribución de la demanda por barra en el Sistema considerando la información enviada por las Empresas Distribuidoras de Energía (ENSA y Naturgy), además de consideran los proyectos de generación indicados en el escenario de referencia del Tomo II: Plan Indicativo de Generación.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 3

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL

SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está constituido por un conjunto de líneas de transmisión de alta tensión de 230 y 115 KV, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transmitir la energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional hacia los diferentes puntos de entrega.

La longitud total de las líneas de 230 KV en líneas de doble circuito es de 2,712.95 Km y en líneas de circuito sencillo, de 94.58 Km. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 267.80 Km. Mientras que las líneas de circuito sencillo, es de 39.90 Km. En la Tabla 3.1 se presentan las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, su longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como operación en contingencia.

ETESA también cuenta con un total de diecisiete (17) subestaciones; dos de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV, Cáceres y Santa Rita, y cuatro seccionadoras a nivel de 230 KV, Guasquitas, Veladero, Cañazas y El Higo.

Las otras once son subestaciones reductoras, Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, San Bartolo, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola, además al Sistema de Transmisión se encuentran conectadas tres subestaciones que no son propiedad de ETESA, estas son la S/E El Coco, S/E Bella Vista y la S/E 24 de diciembre.

El principal centro de carga del país está ubicado en el área metropolitana de la Ciudad de Panamá, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda. ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras para suplir esta demanda, Panamá y Panamá II y una subestación seccionadora, Cáceres.

Estas subestaciones alimentan las subestaciones de distribución Locería, Marañón, Centro Bancario y San Francisco, propiedad de la empresa EDEMET y las de Santa María, Monte Oscuro, Tinajitas, Cerro Viento, Tocumen, Chilibre, Llano Bonito y 24 de diciembre (en 230 KV), propiedad de ENSA. Las demás subestaciones de ETESA alimentan el restante 30% de la demanda, distribuido en diversas áreas del país.

La Subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Oeste, la Subestación Llano Sánchez alimenta el área de provincias centrales (Coclé, Los Santos, Herrera y Veraguas), las Subestaciones Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí y la Subestación Changuinola alimenta a la provincia de Bocas del Toro (Changuinola, Almirante y Guabito).

En la Tabla 3.2 se presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión

LINEA	PROYECTO DE LINEA	AÑO	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO MOD	LONGITUD (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)			
								Normal	Con		
LINEAS 230KV	Doble Circuito	Linea Bayano - Panama	230-1A	BAYANO - PACORA (1)	1999	49.14	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-1B	PACORA - PANAMA II (1)	1999	19.00	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-1C	PANAMA II - PANAMA		12.94	605 ACSS	335.0	366.0		
			230-2A	BAY - 24 DICIEMBRE (1)	2016	59.04	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II (1)	2016	9.10	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-2C	PANAMA II - PANAMA		12.94	605 ACSS	335.0	366.0		
			230-3A	PANAMA - CHORRERA		40.30	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-3B	CHORRERA - EL HIGO	2015	60.50	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-3C	EL HIGO - LL SANCHEZ	2015	81.55	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-4A	PANAMA - CHORRERA		40.30	750 ACAR	247.0	366.0		
	Doble Circuito	Linea 1 - Panama - Mata de Nance	230-4B	CHORRERA - EL HIGO	2015	60.50	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-4C	EL HIGO - LL SANCHEZ	2015	81.55	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-5A	LL SANCHEZ - VELADERO		109.36	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-6A	LL SANCHEZ - BELLA VISTA (6)	2016	103.36	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-6B	BELLA VISTA - VELADERO (6)	2016	6.00	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-5B	VELADERO - MATA NANCE		84.49	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-6C	VELADERO - MATA NANCE		84.49	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-7	MATA NANCE - FORTUNA		37.50	750 ACAR	193.0	366.0		
			230-8	MATA NANCE - FORTUNA		37.50	750 ACAR	193.0	366.0		
			230-14A	LL SANCHEZ - S. BARTOLO	2015	67.70	1200 ACAR	275.0	500.0		
	Doble Circuito	Linea 2 - Panama II - Guasquita	230-14B	S. BARTOLO - VELADERO	2015	42.30	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-15A	LL SANCHEZ - S. BARTOLO	2015	67.70	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-15B	S. BARTOLO - VELADERO	2015	42.30	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-16	VELADERO - GUASQUITAS		84.30	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-17	VELADERO - GUASQUITAS		84.30	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-12A	PANAMA II - BURUNGA (4)(5)	2014/2017	35.34	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-12B	BURUNGA - EL COCO (4)(5)	2014/2017	114.98	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-12C	EL COCO - LL SANCHEZ (4)	2014	44.67	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-13A	PANAMA II - EL COCO (4)	2014	150.33	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-13B	EL COCO - LL SANCHEZ (4)	2014	44.67	1200 ACAR	275.0	500.0		
	Doble Circuito	Linea Interconexion Changuinola	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA (2)		96.87	750 ACAR	304.0	366.0		
			230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA (2)		24.88	750 ACAR	304.0	366.0		
			230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS (2)		44.00	750 ACAR y 1200 ACAR	275.0	366.0		
			230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA (2)		76.65	750 ACAR	304.0	366.0		
			230-47	PANAMA - CHORRERA		37.50	1200 ACAR	500.0	500.0		
			230-48	PANAMA - CHORRERA		37.50	1200 ACAR	500.0	500.0		
			230-49	CHORRERA - LLANO SANCHEZ		154.94	1200 ACAR	500.0	500.0		
			230-50	CHORRERA - LLANO SANCHEZ		154.94	1200 ACAR	500.0	500.0		
			230-51	VELADERO - LLANO SANCHEZ		110.21	1200 ACAR	500.0	500.0		
			230-52	VELADERO - LLANO SANCHEZ		110.21	1200 ACAR	500.0	500.0		
Doble Circuito	3era Linea	230-54	CONEXION COSTA NORTE - PANAMA II		48.55	1200 ACAR	500.0	500.0			
		230-55	CONEXION COSTA NORTE - PANAMA II		48.55	1200 ACAR	500.0	500.0			
		230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III		24.33	750 ACAR	248.0	366.0			
		230-9B	BOQUERON III - PROGRESO		29.75	750 ACAR	248.0	366.0			
		230-10	PROGRESO - FRONTERA		9.50	750 ACAR	193.0	366.0			
		230-18	GUASQUITAS - FORTUNA		16.00	1200 ACAR	275.0	500.0			
		230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA		15.00	750 ACAR	248.0	366.0			
		Total 230KV						2,807.53			
		LINEAS DE 115KV	Doble Circuito	Linea Caceres - Las Minas 1	115-1A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR	150.0	175.0
					115-2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR	150.0	175.0
115-1B	STA. RITA - CATIVA 2 (7)(8)				2004/2009	6.20	636 ACSR	211.0	211.0		
115-1C	CATIVA 2 - LAS MINAS 1 (7)(8)				2004/2009	0.80	636 ACSR	211.0	211.0		
115-2B	STA. RITA - LAS MINAS 1 (8)				2004	6.20	605 ACSS	211.0	211.0		
Doble Circuito	Linea Panama - Las Minas 2		115-3A	PANAMA - CHILIBRE (3)	2016	22.50	605 ACSS	168.0	211.0		
			115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2 (3)	2016	31.50	605 ACSS	168.0	211.0		
			115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA (3)	2016	40.70	605 ACSS	168.0	211.0		
			115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2 (3)	2016	16.70	605 ACSS	168.0	211.0		
			115-15	MATA NANCE - CALDERA		25.00	636 ACSR	93.0	175.0		
Circuito Sencillo	Linea Mata de Nance - Caldera		115-16	MATA NANCE - CALDERA		25.00	636 ACSR	93.0	175.0		
			115-12	PANAMA - CACERES		0.80	636 ACSR	120.0	175.0		
			115-17	CALDERA - LA ESTRELLA		5.80	636 ACSR	93.0	175.0		
			115-18	CALDERA - LOS VALLES		2.00	636 ACSR	93.0	175.0		
			115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO		0.50	636 ACSR	93.0	175.0		
Circuito Sencillo	Interconexion La Estrella - Los Valles	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL		30.00	636 ACSR	93.0	175.0			
		115-37	PANAMA - CACERES SUBT.		0.80	750 XLPE	142.0	178.0			
		TOTAL 115KV						307.70			

- (1) Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Pacora y otro en 24 de Diciembre.
- (2) Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.
- (3) Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá, fueron repotenciadas en el 2016
- (4) Estas líneas son de doble circuito, originalmente desde la S/E Llano Sanchez a S/E Panama II, fue seccionada por la S/E El Coco en el 2014
- (5) Estas líneas son de doble circuito, desde el 2014 era originalmente desde la S/E El Coco a S/E Panama II, un circuito fue seccionado por la S/E Burunga en el 2017
- (6) Este circuito originalmente era desde S/E Veladero a S/E Llano Sanchez, fue seccionada por la S/E Bella Vista en el 2016
- (7) Este circuito originalmente era desde S/E Santa Rita a S/E las Minas 1, fue seccionada por la S/E Cativa II
- (8) Estas líneas fueron repotenciadas en el 2016



Tabla 3.2. Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión

No. de S/E	SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)					CAPACIDAD	REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			CONEXION	ENTRADA EN OPERACION
			230KV	115KV	34.5KV	13.8KV	4.16KV			ALTA	BAJA	TERCI.		
1	PANAMA 2	1	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
	PANAMA 2	2	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
	PANAMA 2	3	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	2019
2	PANAMA	1	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1993
	PANAMA	2	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1974
	PANAMA	3	350	350		75		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1981
	PANAMA	4	350	350		75		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	2018
3	CHORRERA	1	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	CHORRERA	2	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	CHORRERA	3	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2013
4	LLANO SANCHEZ	1	70	60	30			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	LLANO SANCHEZ	2	70	60	30			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	LLANO SANCHEZ	3	100	100	33			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
5	MATA DE NANCE	1	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	MATA DE NANCE	2	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
	MATA DE NANCE	3	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
6	PROGRESO	1	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
	PROGRESO	2	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
7	CHARCO AZUL	1		24		24		OA/FA	REDUCTOR	115	4.16	DEL/EST	1988	
8	CHANGUINOLA	1	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2009
9	CALDERA	1		62.5	62.5			OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34.5	EST/DEL	2010	
10	BOQUERON III	1	83.3		83.3			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5	EST/DEL	2010	
	BOQUERON III	2	83.3		83.3			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5	EST/DEL	2016	
11	SAN BARTOLO	1	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2015
TOTAL			2,641.6	2,511.5	922.1	300.0	24.0							

Subestaciones Seccionadoras

- Cáceres 115 KV
- Santa Rita 115 KV
- Guasquitas 230 KV
- Veladero 230 KV
- El Higo 230 KV
- Cañazas 230 KV

conectados al sistema principal de transmisión.

A continuación, un esquema con las principales líneas de transmisión en 230 KV y 115 KV.

Para brindarle un buen soporte de reactivo al sistema eléctrico, ETESA cuenta con bancos de capacitores y reactores.

Tabla 3.3. Compensación Reactiva del Sistema Principal de Transmisión

Subestacion	Voltaje (KV)	Compensacion (Mvar)	
		Capacitiva	Reactores
Panama	115	120	
Panama II	230	120	
Panama II	115	120	
Llano Sanchez	230	90	-60
Llano Sanchez	34.5		-20
Mata de Nance	34.5		-40
Veladero	230		-60

La base de datos de ETESA se encuentra organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes



Figura 3.1. Unifilar del Sistema Principal de Transmisión

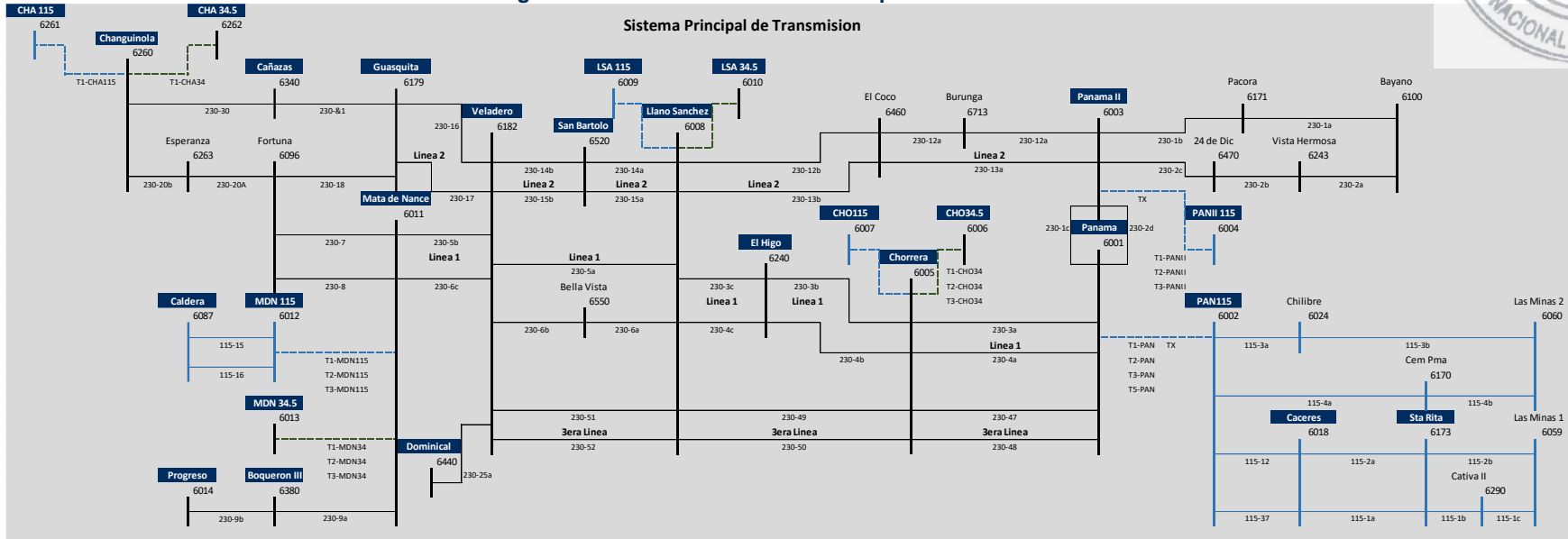
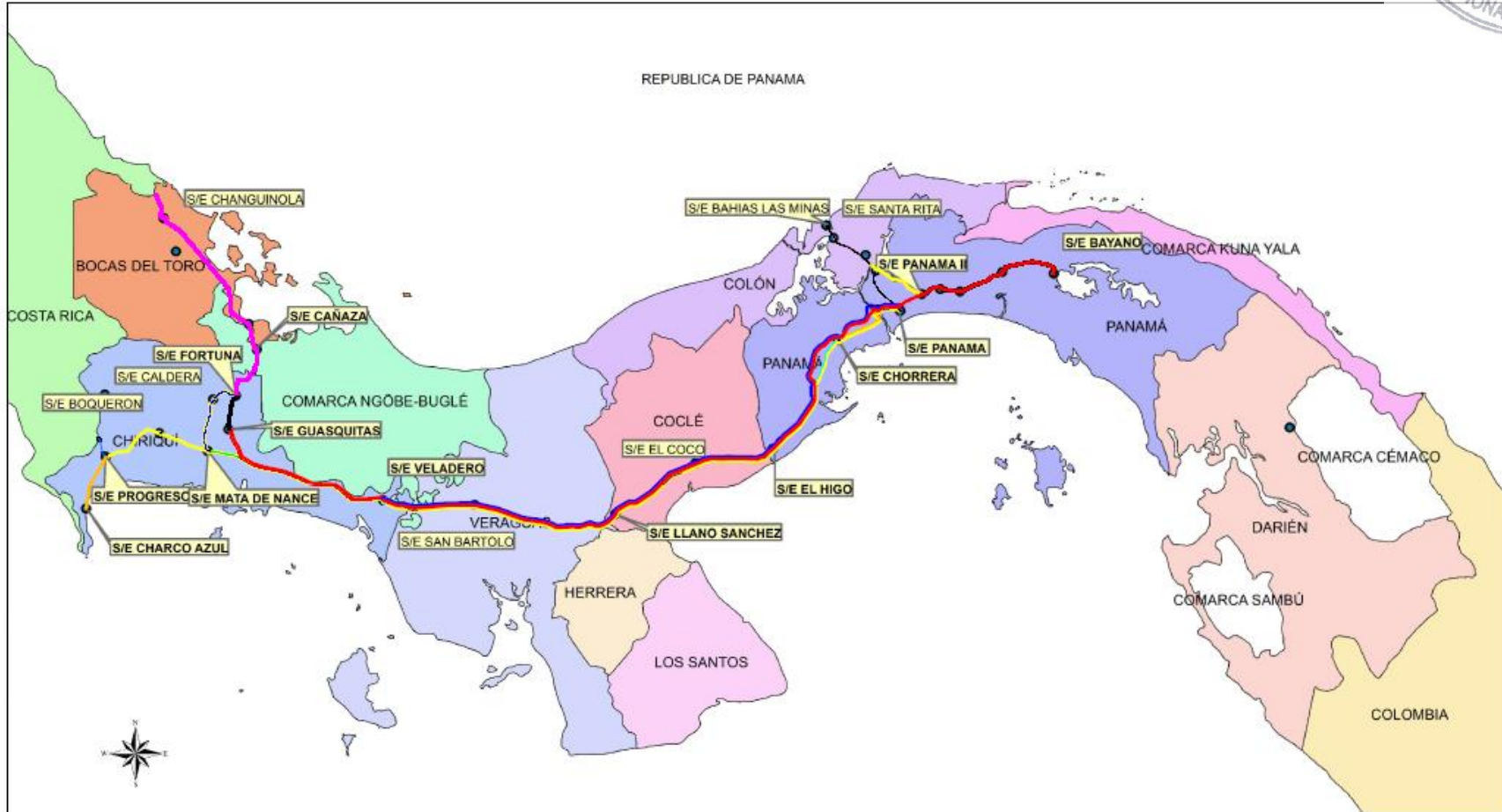


Figura 3.2. Líneas del Sistema Principal de Transmisión





ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

Actualmente el Sistema Interconectado Nacional ante una emergencia tiene operando 6 esquemas de desconexión de carga, ante la pérdida del T3 o T5 de la S/E Panamá siempre y cuando alguno de los dos este fuera de servicio, esquema por baja frecuencia, por bajo voltaje, dos esquemas ante pérdida de generación (PanAm, BLM) y el esquema por pérdida de carga sensible (EDCxPC).

En las Tabla 3.4 a Tabla 3.8 se presentan los valores actualmente utilizados en los esquemas de control de emergencias:

Tabla 3.4. Esquema EDCxT3 o T5

Escalón	Aporte (MW)	Subestación	Circuito		
1	20.00	San Francisco	2-05		
		San Francisco	2-06		
		San Francisco	2-17		
		San Francisco	2-20		
		San Francisco	2-18		
		San Francisco	2-10		
		2	40.00	Centro Bancario	CEB-08
				Centro Bancario	CEB-09
				Centro Bancario	CEB-10
				Centro Bancario	CEB-11
Centro Bancario	CEB-12				
Centro Bancario	CEB-13				
Centro Bancario	CEB-14				
Centro Bancario	CEB-15				
Centro Bancario	CEB-16				
Centro Bancario	CEB-17				
3	50.00	Centro Bancario	CEB-18		
		Centro Bancario	CEB-19		
		Centro Bancario	CEB-20		
		Locería	4-28		
		Locería	4-29		
		Locería	4-30		
		San Francisco	2-15		
		San Francisco	2-14		
		San Francisco	2-11		
		San Francisco	2-22		
4	50.00	San Francisco	2-21		
		San Francisco	2-08		
		Locería	4-31		
		Locería	4-87		
		Locería	4-34		
		Locería	4-35		
		Locería	4-89		
		Locería	4-90		
		Locería	4-32		
		Locería	4-33		
5	50.00	Locería	4-81		
		Marañón	6-53		
		Marañón	6-54		
		Marañón	6-52		
		Locería	4-84		
		Locería	4-85		
		Locería	4-80		
		Locería	4-83		
		Locería	4-82		
		Marañón	6-57		
Marañón	6-56				
Marañón	6-55				

Tabla 3.5. Esquema EDC x Baja Frecuencia

Escalón	Frecuencia (HZ)	Agente	Subestación	Circuito	
1	59.30	EDEMET	El Torno	16-13	
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-03	
		EDEMET	San Francisco	2-16	
		EDEMET	El Torno	4-82	
		ENSA	24 de Diciembre	DKC-5	
		ENSA	Cerro Viento	8-69	
		ENSA	Tocumen	TOC-9	
		EDEMET	San Francisco	2-16	
		EDEMET	Locería	4-83	
		EDEMET	Marañón	6-54	
2	59.10	EDEMET	Centro Bancario	CEB-03	
		EDEMET	Coronado	15-17	
		ENSA	Tinajitas	TN-8	
		ENSA	Chilbre	7-56	
		ENSA	Llano Bonito	LBO-5	
		EDEMET	Locería	4-81	
		EDEMET	Locería	4-32	
		EDEMET	Locería	4-35	
		EDEMET	Locería	4-88	
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-02	
3	58.90	ENSA	Chilbre	7-87	
		ENSA	Monte Oscuro	3-113	
		ENSA	Santa María	5-95	
		Apertura de la línea 230-25B			
		Apertura de la línea 230-21			
		Apertura de la línea 230-10			
		EDEMET	Juan Demóstenes Arosemena	JDA01	
		EDEMET	Locería	4-25	
		EDEMET	Locería	4-31	
		EDEMET	Locería	4-87	
EDEMET	Locería	4-28			
EDEMET	Locería	4-84			
EDEMET	Locería	4-85			
EDEMET	Locería	4-90			
EDEMET	Locería	4-30			
EDEMET	Marañón	6-48			
EDEMET	Marañón	6-63			
EDEMET	San Francisco	2-23			
EDEMET	San Francisco	2-01			
EDEMET	San Francisco	2-04			
EDEMET	Coronado	15-24			
EDEMET	San Francisco	2-17			
EDEMET	Arraján	19-3			
EDEMET	Juan Demóstenes Arosemena	JDA02			
ENSA	Bahía Las Minas	10-2			
ENSA	Tinajitas	TN-1			
ENSA	Tinajitas	TN-7			
ENSA	Santa María	5-96			
ENSA	24 Diciembre	DIC-4			
ENSA	Tinajitas	TN-2			
ENSA	Tocumen	TOC-10			
ENSA	Cerro Viento	8-75			
ENSA	Monte Oscuro	3-115			
4	58.65	EDEMET	Marañón	6-53	
		EDEMET	Arraján	19-2	
		EDEMET	El Torno	16-13	
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-01	
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-05	
		EDEMET	Coronado	15-25	
		ENSA	Tocumen	TOC-2	
		ENSA	Calzada Larga	CI-131	
		ENSA	Santa María	5-38	
		5	58.40	Apertura de la línea 230-10	
Apertura de la línea 230-21					
Apertura de la línea 230-25B					
Apertura de la línea 230-21					
Apertura de la línea 230-10					
EDEMET	Juan Demóstenes Arosemena			JDA01	
EDEMET	Locería			4-25	
EDEMET	Locería			4-31	
EDEMET	Locería			4-87	
EDEMET	Locería			4-28	
EDEMET	Locería	4-84			
EDEMET	Locería	4-85			
EDEMET	Locería	4-90			
EDEMET	Locería	4-30			
EDEMET	Marañón	6-48			
EDEMET	Marañón	6-63			
EDEMET	San Francisco	2-23			
EDEMET	San Francisco	2-01			
EDEMET	San Francisco	2-04			
EDEMET	Coronado	15-24			
EDEMET	San Francisco	2-17			
EDEMET	Arraján	19-3			
EDEMET	Juan Demóstenes Arosemena	JDA02			
ENSA	Bahía Las Minas	10-2			
ENSA	Tinajitas	TN-1			
ENSA	Tinajitas	TN-7			
ENSA	Santa María	5-96			
ENSA	24 Diciembre	DIC-4			
ENSA	Tinajitas	TN-2			
ENSA	Tocumen	TOC-10			
ENSA	Cerro Viento	8-75			
ENSA	Monte Oscuro	3-115			

Tabla 3.6. Esquema EDC x Baja Voltaje

Escalón	Voltaje (KV) (Ref. 115 KV)	Tiempo de desc. Ciclos	Agente	Subestación	Circuito
1	105	30	EDEMET	MARAÑÓN	6-47
					6-51
					6-52
					6-55
					6-62
					6-60
2	105	54	ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-61
					8-62
					8-63
					8-64
					8-65
					8-66
3	105	180	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11
					2-15
					2-08
					2-06
					2-09
					2-22


Tabla 3.7. Esquema EDCxBLMCarbón

Agente	Subestacion	Circuito
EDEMET	Locería	4-28
	Locería	4-29
	Locería	4-30
	San Francisco	2-15
	San Francisco	2-14
	San Francisco	2-11
	San Francisco	2-22
	San Francisco	2-21
	San Francisco	2-08

Se desliga Fortuna G1 siempre y cuando supere los 80MW, de lo contrario desliga Fortuna G1 y G3.

Tabla 3.8. Esquema EDCxPANAM

Agente	Subestacion	Circuito
ENSA	Monte Oscuro	3-101
	Monte Oscuro	3-102
	Monte Oscuro	3-103
	Monte Oscuro	3-104
	Monte Oscuro	3-105
	Monte Oscuro	3-106
	Monte Oscuro	3-107
	Monte Oscuro	3-108
	Monte Oscuro	3-110
	Monte Oscuro	3-111
	Tinajitas	TIN-5
	Tinajitas	TIN-6

Esquema de desligue de generación (fortuna) por pérdida de carga sensible (Panamá)

- La sumatoria de flujos de potencia activa (MW) en las tres interconexiones deben totalizar un flujo SUR-NORTE mayor o igual a 200 MW
- La frecuencia debe ser mayor o igual a 60.1 Hz
- La actuación del esquema es de 500ms (30 Ciclos) luego de darse las dos condiciones anteriores



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 4

CRITERIOS TÉCNICOS



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 4

CRITERIOS TÉCNICOS

El Sistema Interconectado Nacional debe cumplir con diferentes normas establecidas tanto en el Reglamento de Transmisión, como en el Reglamento de Operación. En el Título VI: Normas de Diseño del Sistema de Transmisión del “Reglamento de Transmisión” se tiene lo siguiente:

CRITERIOS DE CALIDAD

Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y el suministro de potencia reactiva, con el objeto de minimizar el transporte de potencia reactiva por sus instalaciones y mantener el nivel de calidad de servicio en las tensiones exigido en el Reglamento de Transmisión, considerando que todos los usuarios cumplen con su obligación. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 91).

En Operación normal la generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora. Las unidades deberán suministrar la curva P–Q nominal certificada. El CND podrá solicitar a los Generadores que varíen su generación dentro de los límites de la curva P–Q mencionada. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 92).

Basado en los artículos mencionados, se presenta en la Tabla 4.1 y Tabla 4.2 las centrales de generación hidroeléctricas y termoeléctricas junto con la potencia activa y reactiva que pueden suministrar al SIN:

Tabla 4.1. Rangos de Operación de Hidroeléctricas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Changuinola I	212.40	101.70	-101.70
Mini Chan	9.77	4.80	-3.85
Bayano	260.00	95.00	-75.00
Estí	120.00	57.96	-57.96
La Estrella	47.20	24.00	-10.00
Los Valles	54.76	24.00	-10.00
Lorena	37.60	15.60	-14.00
Prudencia	62.78	16.00	-16.00
Gualaca	25.60	15.60	-14.00
Mendre	19.75	8.32	-8.32
Mendre II	8.12	3.72	0.00
Monte Lirio	53.75	38.40	-24.90
Bugaba I	5.14	2.55	-1.33
Fortuna	300.00	150.00	-150.00
Algarrobos	9.86	4.52	-4.52
Dolega	3.13	2.34	-2.34
La Yeguada	8.20	5.25	-5.25
Macho Monte	2.40	1.66	-1.66
Cochea	15.50	9.82	-9.00
Pedregalito I	21.00	12.50	-13.60
Pedregalito II	13.49	6.64	-6.64
Macano	5.25	2.00	-1.60
RP-490	14.30	9.20	-4.70
San Lorenzo	8.70	3.00	-3.40
El Fraile	6.71	3.30	-3.30
El Alto	75.00	32.64	-22.83
Baitún	85.90	28.00	-28.00
Baitún G3	1.73	0.50	-0.50
Bajo de Mina	56.80	20.00	-20.00
Bajo de Mina G3	0.60	0.50	-0.50
Concepción	11.00	2.00	-1.60
Las Perlas Norte	10.00	2.00	-1.60
Las Perlas Sur	10.00	2.00	-1.60
Paso Ancho	6.16	2.00	-1.60
Los Planetas I	4.82	2.30	-2.30
Bonyic	31.31	14.70	-6.00
La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	1.00	-1.00
La Potra (Bajo Frio)	27.90	20.28	-12.30
Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	20.28	-12.30
Bugaba 2	6.33	2.55	-1.33
Las Cruces	19.47	6.12	-3.76
Las Cruces	0.97	0.50	-0.10
Bajo de Totumas	6.33	2.50	-2.50
La Cuchilla	8.40	3.72	0.00
Barro Blanco	26.80	16.50	-16.50
Barro Blanco Minicentral	1.88	1.16	-1.16
Los Planetas 2	8.89	3.60	-3.60
TOTAL EXISTENTE	1755.70	802.73	-684.15


Tabla 4.2. Rangos de Operación de Termoeléctricas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Cativá	87.00	56.00	-56.00
BLM Carbón (BLM 2)	40.00	15.00	0.00
BLM Carbón (BLM 3)	40.00	15.00	0.00
BLM Carbón (BLM 4)	40.00	15.00	0.00
BLM 9 Carbón	49.31	10.00	0.00
J. Brown G5	33.00		
J. Brown G6	33.00		
BLM 8	34.00		
Termo Colón G1	50.00	25.00	-25.00
Termo Colón G2	50.00	25.00	-25.00
Termo Colón G3	50.00	25.00	-35.00
Panam	99.60	54.00	0.00
Pacora	55.34	27.00	-33.00
Miraflores G5	18.00	8.00	0.00
Miraflores G6	18.00	8.00	0.00
Miraflores G7	18.90	8.00	0.00
Miraflores G8	18.90	8.00	0.00
Miraflores G9	40.81	22.15	-20.68
Miraflores G10	40.81	22.15	-20.68
Estrella del Mar (Barcaza)	72.00	78.31	-13.79
Jinro Power	57.83	10.54	-10.54
Barcaza Esperanza	92.00		
Amp. Panam	49.80	27.00	0.00
Cerro Azul MT XQC1600	27.00	7.75	-7.75
Cerro Patacón	8.15	4.62	-4.62
Costa Norte I*	381.00	212.00	-145.00
Cobre Panamá - PACO Power Plant*	274.00	168.00	-128.00
TOTAL EXISTENTE	1778.44	851.52	-525.06

En cumplimiento con el artículo MOM.1.40 Criterio de Cargabilidad Normal en líneas. Las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o estabilidad, debidamente justificados con estudios de red, se podrá establecer un límite menor.

Además, en condiciones de estado estable de operación, los prestadores del servicio público de transmisión, deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor

nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 93):

Tabla 4.3. Barras del Sistema Principal de Transmisión

Nodo	Nombre	Voltaje	Empresa Propietaria
PAN230	Panamá	230	ETESA
PANI230	Panamá II	230	ETESA
CHO230	Chorrera	230	ETESA
LSA230	Llano Sánchez	230	ETESA
MDN230	Mata de Nance	230	ETESA
PRO230	Progreso	230	ETESA
FOR230	Fortuna	230	FORTUNA, S.A.
BAY230	Bayano	230	AES PANAMÁ, S.A.
PAC230	Pacora	230	PEDREGAL POWER
GUA230	Guasquitas	230	ETESA
VEL230	Veladero	230	ETESA
EHIG230	El Higo	230	ETESA
CHA230	Changuinola	230	ETESA
ESP230	La Esperanza	230	AES CHANGUINOLA, S.A.
CAN230	Cañazas	230	ETESA
BOQIII230	Boquerón III	230	ETESA
DOM230	Dominical	230	ETESA
ECO230	El Coco	230	UEP
24DIC230	24 de Diciembre	230	ENSA
SBA230	San Bartolo	230	ETESA
BEV230	Bella Vista	230	GENISA
BUR230	Burunga	230	ETESA
PAN115	Panamá	115	ETESA
PANI115	Panamá II	115	ETESA
CHO115	Chorrera	115	ETESA
LSA115	Llano Sánchez	115	ETESA
MDN115	Mata de Nance	115	ETESA
PRO115	Progreso	115	ETESA
CAC115	Cáceres	115	ETESA
CHI115	Chilibre	115	ENSA
LM1115	Bahía Las Minas #1	115	BLM
LM2115	Bahía Las Minas #2	115	BLM
CAL115	Caldera	115	ETESA
CPA115	Cemento Panamá	115	Cemento ARGOS
STR115	Santa Rita	115	ETESA
CHA115	Changuinola	115	ETESA
CATI115	Cativa II	115	TERMOCOLON

Tabla 4.4. Rangos de Variación de Voltaje Estado N

Nivel de Tensión	Vigencia de la Norma	
	Periodo 4	Periodo 5
	A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 5.0%	± 5.0%
230 kV	± 3.0%	± 5.0%

Se han identificado los requerimientos de potencia reactiva para las centrales eólicas y solares.

Para el caso de Centrales Eólicas

- Deben estar provistas con un control de tensión retroalimentado adecuado que regule la tensión en el punto de conexión. Debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre -0.4 p.u. y +0.4 p.u. en el punto de conexión. (Código de Redes para Generación Eólica, Sección B.2.2: Requerimientos para las Centrales E de Control de Potencia Reactiva – Tensión).
- Para participar en el control de tensión, cada uno de los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento debe tener la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos de la Central Eólica a solicitud del Centro Nacional de Despacho (CND).
- Los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento deben tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto, o mejor. (Código de Redes para Generación Eólica, Sección B.2.3: Requerimientos para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento de Control de Potencia Reactiva – Tensión).

Basado en los requisitos establecidos, se presenta en la Tabla 4.5 las centrales de generación eólica existente junto con la potencia activa y reactiva que pueden suministrar al SIN:

Tabla 4.5. Rangos de Operación de Centrales Eólicas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Rosa de los Vientos Etapa I	52.50	12.08	-12.08
Marañón	17.50	4.03	-4.03
Nuevo Chagres	55.00	12.65	-12.65
Portobello Ballestillas	32.50	7.48	-7.48
Nuevo Chagres II	62.50	14.38	-14.38
Rosa de los Vientos Etapa II	50.00	11.50	-11.50
TOTAL EXISTENTE	270.00	62.12	-62.12

Los requisitos de regulación de voltaje establecidos para las Centrales Solares Fotovoltaicas serían las siguientes:

- Deberán ser diseñadas con la capacidad de operar en los modos de control de voltaje, de factor de potencia, y de potencia reactiva (Q o MVAR). El modo de operación del control actual (uno de los tres), así como el punto de operación deberán ser establecidos por el CND en coordinación con la distribuidora cuando la central se conecte a la distribuidora. (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.3: Capacidades de Potencia Reactiva).
- Deberán ser diseñadas para suministrar la Potencia Activa Disponible, con capacidad de inyección y absorción de Potencia Reactiva para Factores de Potencia dentro del rango de 0.95 adelantado a 0.95 atrasado disponible desde el 20% de la Potencia Activa Disponible medida en el Punto de Conexión. El suministro de la potencia reactiva se efectuará únicamente mientras la central inyecte potencia activa a la red, es decir que no se le requerirá suministro de potencia reactiva durante la noche. (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.3: Capacidades de Potencia Reactiva).



- De forma complementaria, las Centrales Solares fotovoltaicas deberán estar equipadas con funciones de control de Potencia Reactiva capaces de controlar la Potencia Reactiva suministrada por las centrales en el punto de conexión, como también una función de control de voltaje, capaz de controlar el voltaje en el punto de conexión, por medio de órdenes utilizando puntos de ajuste y gradientes. Dichas funciones serán mutuamente exclusivas, lo cual significa que sólo una de las 3 siguientes funciones podrá ser activadas a la vez (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.4: Funciones de Control de Voltaje y Potencia Reactiva):

- Control de voltaje: Regula el voltaje en el punto de conexión.
- Control de factor de potencia: Regula la Potencia Reactiva de manera

proporcional a la Potencia Activa en el punto de conexión.

- Control de “Q” o “MVAR”: Regula la Potencia Reactiva de forma independiente de la Potencia Activa y el voltaje en el punto de conexión.

CRITERIOS DE SEGURIDAD

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que prestan el servicio de transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 94):

Tabla 4.6. Rangos de Variación de Voltaje Estado N-1

Nivel de Tensión	Vigencia de la Norma	
	Periodo 4	Periodo 5
	A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 7.0%	± 7.0%
230 kV	± 5.0%	± 7.0%

Se entiende por contingencia simple a aquella falla que afecte un solo elemento del Sistema Principal de Transmisión.

Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, los que prestan el Servicio de Transmisión, deberán asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión que los niveles de tensión no superarán el 20% de la tensión nominal, ni serán inferiores al 85% de la misma. Estos niveles no podrán tener una

duración mayor que un minuto contado a partir de la contingencia. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 95).

Mientras que el criterio establecido para las líneas está en el MOM.1.41 Criterio de Cargabilidad en emergencia en líneas. En condiciones de emergencia las líneas podrán ser sobrecargadas por periodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90°C, pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.



Contingencias a realizarse

Para la revisión del cumplimiento del criterio de seguridad se realizarán las siguientes contingencias:

- Contingencias simples en todas las líneas pertenecientes al SPT, tanto en 230KV y 115KV.
- Contingencias simples de las interconexiones.
- Contingencias simples de todos los transformadores de ETESA
- Contingencias de desbalance de carga-generación que superen los 40MW

CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente, para los efectos del estudio, se considerará a partir del 2020 que los demás elementos del SIN cumplen con las premisas básicas de operación establecidas en el Capítulo VII.2: OBLIGACIONES DE LOS

USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO, REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, entre las que se tiene el Artículo 119 de la sección VII.2.1, Control de Potencia Reactiva, que establece que:

Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 KV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

Tabla 4.7. Requisitos del Factor de Potencia

Horario	Vigencia de la Norma		
	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4
	A partir del 1 de enero del 2003 hasta el 30 de abril de 2005	A partir del 1 de mayo del 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de 10:00 p.m a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del Día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00(-)

Nota: 0.XX (-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).
 0.YY (+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

Para efectos de las corridas realizadas se considera los factores de potencia modelados por el CND en los escenarios de seguridad operativa.

El Artículo 121 de la misma sección establece que las empresas generadoras deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.

b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.





c) Mantener la tensión en barras que le solicite el Centro Nacional de Despacho, dentro de su zona de influencia de acuerdo a la normativa vigente.

d) El no cumplimiento de estas prestaciones significará la aplicación de un recargo de acuerdo a la metodología descrita en el presente Reglamento.

Se proponen entonces criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para establecer estos criterios técnicos se ha tomado como referencia lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

Estabilidad

De acuerdo con el Reglamento de Operación, el sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión; con despeje de la falla por operación normal en interruptores de 230 KV en 66 ms (4 ciclos), y en interruptores de 115 KV en 150 ms (9 ciclos) de la protección principal.

1. Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms.

2. Después de la contingencia sencilla, en el nuevo punto de equilibrio, las tensiones en las barras del Sistema de Transmisión deben estar en el rango de 0.93 a 1.07 p.u.

3. Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema, deberán ser amortiguadas.

4. No se permiten valores de frecuencia inferiores a 58.0 Hz ni mayores a 62 Hz durante los eventos transitorios. La consideración de 58.0 Hz se debe a que las máquinas térmicas del SIN están configuradas en este valor.

5. En caso de contingencia en una de las líneas, se permite la sobrecarga en las demás líneas del sistema hasta 15 minutos para permitir re-despacho que alivie estas sobrecargas.

6. Al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores, el cambio de la tensión en el transitorio, deberá ser inferior a 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.

7. La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente hasta un máximo de 30 segundos de ocurrida la contingencia. El objetivo es evitar sobrecargas sostenidas que puedan sacar de operación las unidades de generación.

CRITERIOS DE DESPACHOS

Para la elaboración de los escenarios de estudio en el horizonte a considerar se adoptarán los siguientes criterios de despacho de generación.

Lo máximo a lo que se puede despachar cualquier unidad de generación es al 95% de su capacidad instalada (Excepto las plantas o parques en estudio). El 5% restante se considerará reserva rodante y es una condición para todas las centrales de generación del SIN independientemente del periodo estacional. Se exceptúa de esta condición las centrales de energías renovables no convencionales, como son las eólicas y las solares, las cuales se modelan con condiciones específicas según la época.

En caso de despacharse plantas de carbón durante el periodo de demanda máxima, no se deberá sacar de línea para los periodos de demanda media ni demanda mínima. Lo anterior se debe a las restricciones de encendido de la caldera y el tiempo que demora en entrar a operar (la planta de Carbón del BLM se

podrá disminuir hasta 80 MW y la de Punta Rincón hasta cubrir su demanda).

Tomar en cuenta la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación en Bayano y Fortuna. En horas de demanda mínima si es posible tratar de no despachar a los embalses con la finalidad de que puedan recuperar su nivel y tener una mayor disponibilidad de generación en la demanda máxima.

Para realizar el despacho de las centrales de gas con ciclo combinado se tomará en cuenta los siguientes criterios para el modelamiento de las plantas:

Ciclo Combinados Gas (3+1) Telfers

De ser necesario el despacho del CC en cualquier configuración y potencia este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en demanda mínima, se podrá variar su generación siguiendo el criterio que se muestra en la Tabla 4.8.

Cuando se dé el despacho de más de un ciclo combinado de gas se deberá respetar el orden de mérito despachando mayormente el CC de menor costo operativo.

Tabla 4.8. Despacho para Ciclos Combinados en 2+1, Telfers

CC Telfers					
Configuración del CC	Potencia despachada C/U (MW)				
	TG1	TG2	TV	TOTAL	
2+1 CC	A	193.91	193.91	202.72	590.54
	B	120.71	120.71	126.19	367.61
1+1 CC	A	169.79		123.54	293.33
	B	156.98		114.22	271.20
	C	100.99		73.48	174.47

Ciclo Combinado Gas (6+1) Martano

De ser requerido el CC en el periodo de demanda máxima, en cualquier configuración, este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en

demanda media y mínima., se debe respetar el orden de mérito dependiendo de la potencia despachada (Ver Tabla 4.9), de igual forma se puede despachar como turbinas libres (TG).

Tabla 4.9. Despacho para Ciclos Combinados en 6+1, Martano

CC MARTANO			
Configuración del CC	Potencia (MW)		
	TG	TV1	TOTAL
CCMART 6X1	46.50	124.74	403.75
CCMART 5X1	46.50	105.69	338.20
CCMART 4X1	46.50	82.84	268.85
CCMART 3X1	46.50	57.14	196.65
CCMART 2X1	46.50	32.40	125.40
CCMART 1X1	46.50	29.50	76.00

Ciclo Combinado Gas (3+1) Costa Norte

Se puede despachar como CC o Turbinas libres (TG), se puede despachar como CC o Turbinas libres (TG), si el CC es requerido en el periodo de demanda máxima, en cualquier configuración, este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en demanda media y mínima., se debe respetar el (Ver Tabla 4.11).

Tabla 4.10. Despacho para Ciclos Combinados en 3+1, Costa Norte

CC Costa Norte						
Configuración del CC		Potencia despachada C/U (MW)				
		TG1	TG2	TG3	TV	TOTAL
CN3+1 CC	A	71.25	71.25	71.25	147.25	361.00
	B	60.56	60.56	60.56	136.56	318.25
	C	53.44	53.44	53.44	127.08	287.39
	D	38.50	38.50	38.50	105.40	220.90
CN2+1 CC	A	71.25	71.25		95.24	237.74
	B	60.56	60.56		88.43	209.55
	C	53.44	53.44		82.10	188.97
	D	38.50	38.50		68.30	145.30
CN1+1 CC	A	71.25			40.87	112.12
	B	60.56			38.26	98.82
	C	53.44			35.68	89.12
	D	38.50			30.10	68.60



La planta térmica de Biogás de Cerro Patacón se podrá despachar al 95%, sin importar el periodo estival.

En los años donde se cuente con los SVC en las Subestaciones Panamá 2, Llano Sánchez y Panamá 3, los mismos deben estar despachados lo más cercano posible a cero (0) MVAR en estado estable.

A las unidades de Madden y Gatún pertenecientes a la ACP no se les debe modificar su despacho.

Todas las centrales mini hidroeléctricas, deberán estar al 95% de la potencia instalada sin importar el periodo estival (Chan G3, Chan II G3, Dolega G3, Bugaba I G3, Bugaba II G4, La Potra G4, Barro Blanco G3 y Las Cruces G3).

De ser necesario disminuir generación hidroeléctrica, se debe tomar en cuenta las plantas que cuenten con regulación horaria, las cuales son presentadas en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11. Centrales Hidroeléctricas con Regulación Horaria

Centrales con Reg. Horaria
Changuinola
La Estrella
Estí
Prudencia
Bajo de Mina
Baitun
Pedregalito
Pando
El Alto
Cochea
La Potra
San Lorenzo
Bonyic
Las Cruces
Barro Blanco

Se debe tomar en cuenta que redepachar la central Estí, puede afectar la generación de Gualaca y Lorena, ya que las mismas se encuentran en cascada.

Periodo Seco

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán tener su generación disminuida muy cerca de la capacidad mínimo de generación y las plantas que cuenten con pequeños embalses podrán despacharse al 75% como máximo.
- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 78%, 65% y 45% de su capacidad instalada para la demanda máxima, media y mínima, respectivamente.
- En demanda máxima, la generación de Changuinola no deberá ser superior en ningún momento al 75% de su capacidad instalada y a un mínimo de 70MW de ser necesaria, ya que se considera como una central hidroeléctrica de pasada. La Mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-ChanII) deberá operar siempre al 95% de su capacidad instalada. En periodo de demanda mínima, se podrá sacar al menos una unidad generadora, con el objetivo que se recupere nivel en el embalse.
- En demanda mínima si es necesario, se podrá sacar de línea las centrales de pasada Estí (bajar Gualaca, Lorena y Prudencia), Bajo de Mina, Baitún, y algunas otras que cuenten con un pequeño embalse de regulación, para que se recupere su nivel y solo operar un generador en las centrales de pasada.
- La generación solar debe ser despachada al 71% de la capacidad instalada en demanda máxima, 23% en demanda media y 0% en demanda mínima.



Periodo lluvioso

Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán despacharse al 95% de su capacidad instalada. Con ello se modela la estacionalidad.

Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 0% de su capacidad instalada para las demandas.

- En horas de demanda mínima se podrá despachar los embalses, siempre y cuando no se viole la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación. Si el sistema lo permite, se podrá sacar de línea unidades para que puedan recuperar el nivel de embalse.
- La central hidroeléctrica Changuinola se considerará como una central de filo de agua. Sin embargo, en periodo lluvioso, la generación de Changuinola I no deberá estar a menos de 70MW. La mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-ChanII) se despachar siempre al 95% de su capacidad instalada.
- La generación solar debe ser despachada al 47% de la capacidad instalada en demanda máxima, 13% en demanda media y 0% en demanda mínima.

En caso de darse generación obligada la misma debe ser despachada siguiendo el orden de mérito, respetando las condiciones operativas de cada máquina.

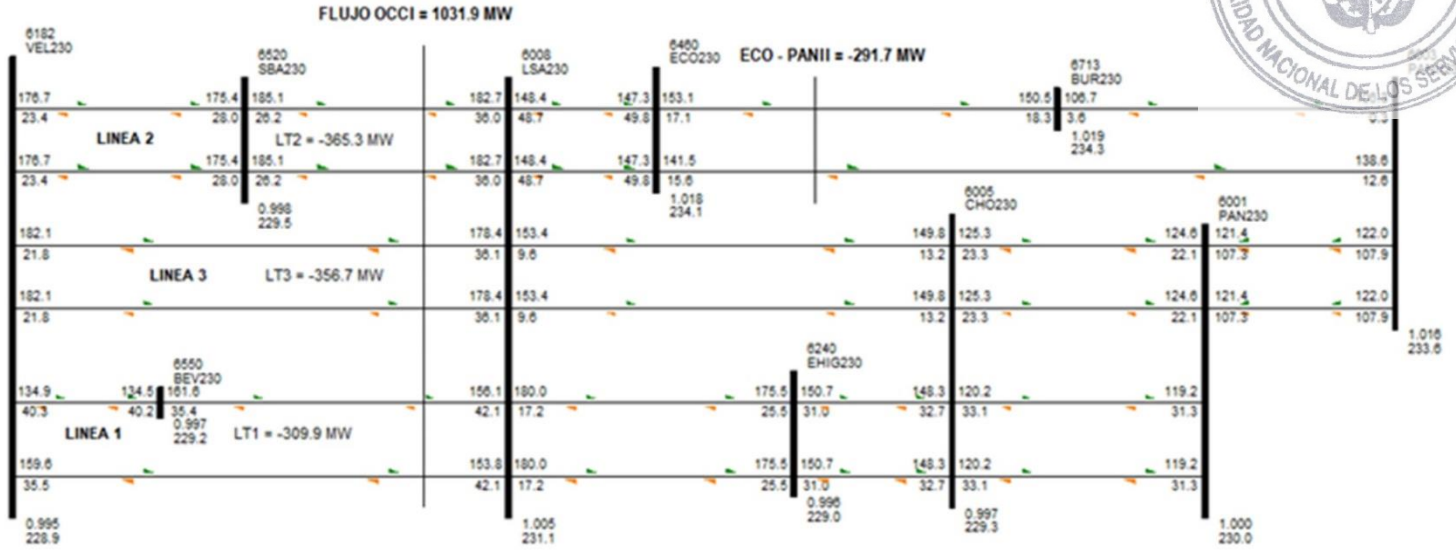




Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO



CAPÍTULO 5

METODOLOGÍA



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 5 METODOLOGÍA

METODOLOGÍA DE ESTUDIO

El proceso de planificación para determinar las inversiones necesarias en el Sistema de Transmisión inicia con el diagnóstico operativo del sistema eléctrico del año previo, identificando así los problemas de saturación en la red de transmisión, sobrecargas de transformadores, bajos y altos niveles de tensión y posteriormente se utiliza la proyección de demanda para realizar los análisis futuros anualmente.

Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta “Power System Simulator Extended” (PSS/ETM) de SIEMENS PTI, y consisten en estudios de flujo de potencia, corto circuito y estabilidad dinámica, para la propuesta de expansión recomendada por ETESA. Cabe mencionar que, al desarrollar el Plan de Expansión.

El estudio eléctrico tiene como principal objetivo verificar el impacto que produciría la incorporación de nuevos elementos en el sistema de transporte. Se evalúan las condiciones de funcionamiento del sistema, previstas en el Reglamento de Transmisión y Operación, que definen los atributos de desempeño técnico de las obras analizadas, la cual abarcan el cálculo de flujos de carga y cortocircuito en condiciones críticas, la verificación de caídas de voltaje y de posibles saturaciones de transporte.

La evaluación incluye la realización de los estudios eléctricos de flujo de potencia, cortocircuito y análisis de estabilidad de dinámica y estabilidad de voltaje.

La finalidad principal del PESIN es garantizar el máximo flujo desde

occidente en la época lluviosa y el máximo flujo desde la zona norte de Panamá (Colón) en la época seca, por lo tanto, se utilizan los criterios de planificación establecidos por ETESA tomando en cuenta siempre lo dictado en el Reglamento de Transmisión y Reglamento de Operaciones. Basado en esto los casos analizados representan los dos extremos que se pudieran dar en el Sistema Interconectado Nacional.

Estudios de flujo de potencia: Son destinados a verificar el cumplimiento de las restricciones técnicas de operación de estado estacionario del sistema, cuando se incorporen las nuevas instalaciones bajo análisis.

Es decir, se verifica la existencia o no de sobrecargas en equipamientos, y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos. Se verifica el correcto funcionamiento del sistema para distintos escenarios dentro del horizonte de estudio, y la operación de estado estacionario del sistema, bajo condiciones de operación normal y de contingencia simple y múltiple.

Estudios de cortocircuito: Se realizan estudios de falla monofásica y trifásica en los puntos de la red aledaños a la nueva subestación a conectarse. Se verifica que no se superen los niveles de cortocircuito que pueden ser admitidos por las instalaciones y equipos pertenecientes a las estaciones afectadas por las obras, analizando la condición más desfavorable dentro de los escenarios elegidos.

Análisis de Estabilidad Dinámica: se busca revisar el comportamiento dinámico del sistema ante una perturbación provocada por la pérdida de cualquier

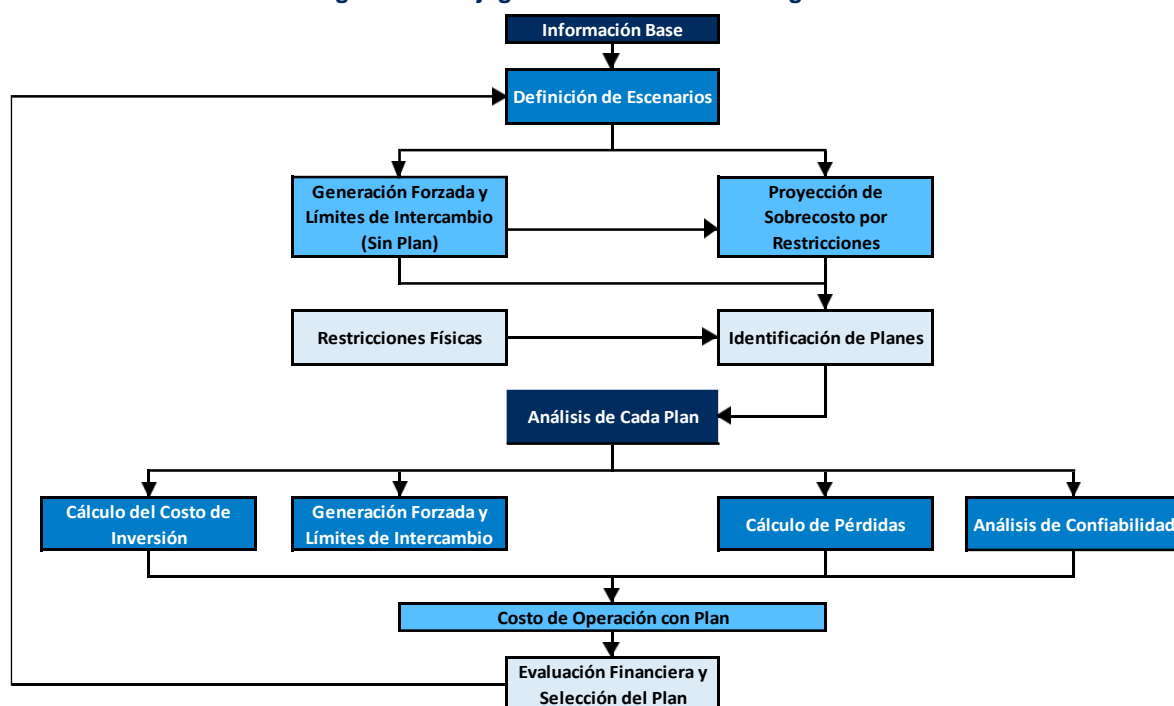
elemento del Sistema Interconectado Nacional con la finalidad de comprobar que el sistema se equilibre luego de

haberse producido la falla, en los tiempos y rangos establecidos.

DETERMINACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

En la Figura 5.1 se muestra el flujograma de la metodología específica con la cual se determina el Plan de Expansión de Transmisión.

Figura 5.1. Flujograma del Análisis de Largo Plazo



DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para iniciar con el análisis de expansión de transmisión es necesario determinar cuál será la composición demanda/generación del sistema al cual se le va a establecer el plan de transmisión óptimo. Esta composición que se denomina “escenario” es el resultado de estudios macroeconómicos, que sirven de insumo para el análisis de la transmisión.

Adicionalmente a la demanda, los planes indicativos de generación también

determinarán escenarios a los cuales se les harán los análisis eléctricos, energéticos y de confiabilidad con el objeto de determinar el plan óptimo de transmisión en cada caso.

Al definir escenarios se pretende estimar cómo será el crecimiento esperado del sistema para que al final del análisis se logre encontrar un Plan de Expansión robusto, que permita un óptimo desempeño del sistema frente a los posibles cambios que puedan darse



debido a cambios en las condiciones económicas.

Ante un alto crecimiento de la demanda, las necesidades de generación se incrementan, lo cual implica mayor inversión en la infraestructura del sistema de transmisión.

El poder definir escenarios con buen criterio es una tarea que fija los parámetros de la solución que ha de encontrarse, facilitando determinar la conveniencia económica de la implementación de los proyectos.

Entre mejor sustentados estén los escenarios, mejor será la calidad en la solución del Plan de Expansión de Transmisión, evitando proyectos innecesarios que generarían sobrecostos de inversión.

ETESA ha definido 3 escenarios a ser considerados en el estudio, los cuales incluyen los planes indicativos de generación elaborados en el Plan de Expansión de Generación 2019.

Para la elaboración de este estudio se utilizará como la expansión de la generación indicada en el escenario de referencia definido en el Plan Indicativo de Generación y el escenario de demanda moderada definido en los Estudios Básicos 2019.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 6

COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 6

COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

PLANTEL DE GENERACIÓN

Con base al escenario de referencia mostrado en el Plan Indicativo de Generación 2019, se presentan los proyectos de generación considerados para el periodo de corto plazo y largo plazo.

GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Para el análisis de corto plazo, se tomaron en cuenta los proyectos futuros de los cuales se tiene certeza de la fecha de entrada en operación al plantel de existente dentro del periodo 2019-2022.

Para este periodo se espera la entrada en operación de una gran cantidad de parques eólicos y solares, además de grandes plantas termoeléctricas a base de GNL.

Se observa una diversificación de tecnologías en la matriz energética enfocada en las fuentes renovables de energía a desarrollarse en los próximos años considerando un incremento importante de capacidad instalada.

Debemos recordar que los proyectos considerados, así como sus posibles fechas de ingreso en operación son producto de la coordinación conjunta de la Secretaría Nacional de Energía¹ (SNE), la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2023 – 2033, se seleccionaron los proyectos más probables de ejecución y las alternativas de expansión que contemplan candidatos de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con combustible tradicional que representen los menores costos posibles para la demanda (Carbón, Bunker, Gas Natural y Diésel), de igual forma existen proyectos renovables estos se presentan en el Plan Indicativo de Generación 2019.

¹ Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

2019, Secretaría Nacional de Energía (SNE).




Tabla 6. 1 Plan de Generación 2019-2033

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00				
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90				
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89					
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10	
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)	
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)	
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)	
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00			
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00				
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00					
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96				
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95				
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00				
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58				
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00				
6	2021	Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95				
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16				
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99				
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99				
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99				
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00				
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10						458.10
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00				
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00				
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14					
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80				
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Solar Zona Cocle 20	9.96		9.96				
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90				
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90				
1	2023	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00						670.00
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17					
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80					
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64					
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00					
1	2025	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30					
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76					
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70					
					Hidro	370		52	90	228
					Solar	324	242	82	0	0
					Eólico	66	66	0	0	0
					Bunker	0	0	0	0	0
					Diesel	5	5	0	0	0
					Carbón	0	0	0	0	0
					GNL	1128	458	670	0	0
					Total	1894	824	841	228	228

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN

Retiro de Unidades

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2019, Plan Indicativo de Generación

ORDEN DE MÉRITO

Para efectos de simular la estacionalidad, la generación se hará respetando siempre el siguiente Orden de Mérito (ver Tabla 6. 2).

Tabla 6. 2 Orden de Mérito

23	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2029	2030-2033
	Lluviosa	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa
1	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares
2	Eolicas	Eolicas	Eolicas	Eolicas	Eolicas	Eolicas	Eolicas
3	hidro Pasada	hidro Pasada	hidro Pasada	hidro Pasada	hidro Pasada	hidro Pasada	hidro Pasada
4	Hidro Reg Horaria	Hidro Reg Horaria	Hidro Reg Horaria	Hidro Reg Horaria	Hidro Reg Horaria	Hidro Reg Horaria	Hidro Reg Horaria
5	CPATACON	CPATACON	CPATACON	CPATACON	CPATACON	CPATACON	CPATACON
6	FORTUNA	COB1	FORTUNA	COB1	FORTUNA	COB1	FORTUNA
7	COB2	COB2	COB2	COB2	COB2	COB2	COB2
8	COB2	CN 3+1A	COB1	CN 3+1A	COB1	CN 3+1A	COB1
9	BAYANO	CN 3+1B	COB2	CN 3+1B	COB2	CN 3+1B	COB2
10	CN 3+1A	CN 2+1A	CN 3+1A	CN 2+1A	CN 3+1A	CN 2+1A	CN 3+1A
11	CN 3+1B	CN 2+1B	CN 3+1B	CN 2+1B	CN 3+1B	CN 2+1B	CN 3+1B
12	CN 2+1A	CN 3+1C	CN 2+1A	CN 3+1C	CN 2+1A	CN 3+1C	CN 2+1A
13	CN 2+1B	CN 2+1C	CN 2+1B	CN 2+1C	CN 2+1B	CN 2+1C	CN 2+1B
14	CN 3+1C	CN 1+1A	CN 3+1C	CN 1+1A	CN 3+1C	CN 1+1A	CN 3+1C
15	CN 2+1C	CN 1+1B	CN 2+1C	CN 1+1B	CN 2+1C	CN 1+1B	CN 2+1C
16	CN 1+1A	CN 1+1C	CN 1+1A	CN 1+1C	CN 1+1A	CN 1+1C	CN 1+1A
17	CN 1+1B	CN 3+1D	CN 1+1B	CN 3+1D	CN 1+1B	CN 3+1D	CN 1+1B
18	CN 1+1C	CN 2+1D	CN 1+1C	CN 2+1D	CN 1+1C	CN 2+1D	CN 1+1C
19	CN 3+1D	CN 1+1D	CN 3+1D	CN 1+1D	CN 3+1D	CN 1+1D	CN 3+1D
20	CN 2+1D	BLM Carbon	CN 2+1D	BLM Carbon	CN 2+1D	BLM Carbon	CN 2+1D
21	CN 1+1D	CN 3+100 - TG	CN 1+1D	CN 3+100 - TG	CN 1+1D	CN 3+100 - TG	CN 1+1D
22	BLM Carbon	CN 2+100 - TG	BLM Carbon	CN 2+100 - TG	BLM Carbon	CN 2+100 - TG	BLM Carbon
23	CN 3+100 - TG	CONG3-TG	CN 3+100 - TG	CONG3-TG	CN 3+100 - TG	CONG3-TG	CN 3+100 - TG
24	CN 2+100 - TG	CONG3-TG	CN 2+100 - TG	CONG3-TG	CN 2+100 - TG	CONG3-TG	CN 2+100 - TG
25	CONG3-TG	CONG3-TG	CONG3-TG	CONG3-TG	CONG3-TG	CONG3-TG	CONG3-TG
26	CONG3-TG	CN 1+100 - TG	CONG3-TG	CN 1+100 - TG	CONG3-TG	CN 1+100 - TG	CONG3-TG
27	CONG3-TG	CN 3+85 - TG	CONG3-TG	CN 3+85 - TG	CONG3-TG	CN 3+85 - TG	CONG3-TG
28	CN 1+100 - TG	CN 2+85 - TG	CN 1+100 - TG	CN 2+85 - TG	CN 1+100 - TG	CN 2+85 - TG	CN 1+100 - TG
29	CN 3+85 - TG	CN 1+85 - TG	CN 3+85 - TG	CN 1+85 - TG	CN 3+85 - TG	CN 1+85 - TG	CN 3+85 - TG
30	CN 2+85 - TG	CN 3+75 - TG	CN 2+85 - TG	CN 3+75 - TG	CN 2+85 - TG	CN 3+75 - TG	CN 2+85 - TG
31	CN 1+85 - TG	CN 2+75 - TG	CN 1+85 - TG	CN 2+75 - TG	CN 1+85 - TG	CN 2+75 - TG	CN 1+85 - TG
32	CN 3+75 - TG	MIRG10	CN 3+75 - TG	MIRG10	CN 3+75 - TG	MIRG10	CN 3+75 - TG
33	CN 2+75 - TG	MIRG9	CN 2+75 - TG	MIRG9	CN 2+75 - TG	MIRG9	CN 2+75 - TG
34	CN 1+75 - TG	CN 1+75 - TG	CN 1+75 - TG	MIRG9	CN 1+75 - TG	CN 1+75 - TG	CN 1+75 - TG
35	MIRG10	AMP PANAM	MIRG10	AMP PANAM	MIRG10	AMP PANAM	MIRG10
36	MIRG9	EDM1	MIRG9	EDM1	MIRG9	EDM1	MIRG9
37	CN 3+52 - TG	CN 3+52 - TG	CN 3+52 - TG	CN 3+52 - TG	CN 3+52 - TG	CN 3+52 - TG	CN 3+52 - TG
38	CN 2+52 - TG	ACP 2 - MRG7	ACP 2 - MRG7	ACP 2 - MRG7	ACP 2 - MRG7	ACP 2 - MRG7	ACP 2 - MRG7
39	CN 1+52 - TG	ACP 4 - MRG8	CN 2+52 - TG	ACP 2 - MRG7	AMP PANAM	CN 1+75 - TG	CN 1+75 - TG
40	AMP PANAM	CN 2+52 - TG	EDM1	ACP 4 - MRG8	EDM1	MIRG10	MIRG10
41	EDM1	CN 1+52 - TG	CN 1+52 - TG	CN 1+52 - TG	MIRG9	MIRG9	MIRG9
42	ACP 2 - MRG7	ACP 3 - MRG6	ACP 2 - MRG7	ACP 3 - MRG6	ACP 2 - MRG7	ACP 3 - MRG6	ACP 2 - MRG7
43	ACP 4 - MRG8	FORTUNA	ACP 4 - MRG8	BAYANO	ACP 4 - MRG8	EDM1	CN 2+52 - TG
44	ACP 3 - MRG6	BAYANO	ACP 3 - MRG6	FORTUNA	ACP 3 - MRG6	CN 3+52 - TG	AMP PANAM
45	PACORA	PACORA	PACORA	PACORA	PACORA	CN 2+52 - TG	EDM1
46	PANAM	PANAM	PANAM	PANAM	PANAM	ACP 2 - MRG7	CN 1+52 - TG
47	CATIVA	CATIVA	CATIVA	CATIVA	ACP 4 - MRG8	ACP 2 - MRG7	AMP PANAM
48	JINRO	JINRO	JINRO	JINRO	CN 1+52 - TG	ACP 4 - MRG8	EDM1
49	BARC. ESPERANZA	BARC. ESPERANZA	BARC. ESPERANZA	BARC. ESPERANZA	ACP 3 - MRG6	ACP 3 - MRG6	CN 3+52 - TG
50	TCO CC	TCO CC	TCO CC	TCO CC	PACORA	PACORA	CN 2+52 - TG
51	CERRO AZUL	CERRO AZUL	CERRO AZUL	CERRO AZUL	PANAM	PANAM	ACP 2 - MRG7
52	TCO TG1	CERRO AZUL	CERRO AZUL	CERRO AZUL	CATIVA	CATIVA	CN 1+52 - TG
53	TCO TG2	TCO TG1	TCO TG1	TCO TG1	JINRO	JINRO	ACP 4 - MRG8
54	BLM6 TG	TCO TG2	TCO TG2	TCO TG2	TCO CC	TCO CC	ACP 3 - MRG6
55	BLM5 TG	MIRG5	MIRG5	MIRG5	BARC. ESPERANZA	BARC. ESPERANZA	PACORA
56	MIRG5				CERRO AZUL	CERRO AZUL	PANAM
57	BLM6 TG				CERRO AZUL	CERRO AZUL	PANAM
58					TCO TG1	TCO TG1	TCO CC
59					TCO TG2	TCO TG2	JINRO
60					MIRG5	MIRG5	BARC. ESPERANZA
61							CERRO AZUL
62							CERRO AZUL
63							BARC. ESPERANZA
64							BARC. ESPERANZA
65							BARC. ESPERANZA
66							BARC. ESPERANZA

RED DE TRANSMISIÓN

Para el presente estudio se toma en cuenta el estado actual de la red de transmisión y el plantel de generación instalado, para los años venideros del periodo de corto plazo se incorporan al sistema los proyectos de transmisión que fueron recomendados y aprobados en los

Planes de Expansión que anteceden al presente. A continuación, se presenta la lista de los proyectos considerados y aprobados en el PESIN 2018 actualizando las fechas.

Tabla 6.3. Proyectos de Transmisión Corto Plazo

	No	DESCRIPCIÓN	FECHA PESIN2019
Corto Plazo	1	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	09/30/2019
	2	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	09/30/2019
	3	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	12/31/2019
	4	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC	04/30/2020
	5	ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	03/31/2020
	6	ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	03/31/2020
	7	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	04/30/2020
	8	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	04/30/2020
	9	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	05/31/2020
	10	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	05/31/2020
	11	ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV	05/31/2020
	12	STATCOM S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-120 MVAR	06/30/2020
	13	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	06/30/2020
	14	STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	06/30/2020
	15	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	06/30/2020
	16	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	06/30/2020
	17	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	06/30/2020
	18	NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	12/31/2020
	19	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	03/31/2021
	20	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	05/31/2021
	21	NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	06/30/2021
	22	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV 305 KM	07/31/2021
	23	LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO.	08/31/2021
	24	SUBESTACIÓN CHEPO 230 KV	08/31/2021
	25	SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	10/31/2021
	26	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	11/30/2021
	27	SUBESTACION SABANITAS 230 KV	11/30/2021
	28	LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV	06/30/2022
	29	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - LLANO SANCHEZ 230 KV 110 KM	06/30/2022
	30	ADICION BANCO CAPACITORES 20 MVAR STA. RITA 115 KV	07/31/2022
	31	SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	08/31/2022
	32	LÍNEA SABANITAS - PANAMÁ III 230 KV	08/31/2022
Largo Plazo	33	LÍNEA TELFERS - SABANITAS 230 KV	01/31/2023
	34	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 LLANO SÁNCHEZ - EL HIGO 230 KV 82 KM	04/30/2023
	35	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 EHI - PAN 230 KV	03/31/2024
	36	LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	07/31/2024
	37	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV	01/31/2028
	38	LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	07/31/2030

Nota. Fechas marcadas en rojo representa la fecha de proyectos que ya entraron en operación



RED DE DISTRIBUCIÓN

En cumplimiento al Artículo 64 del Reglamento de Transmisión, punto d. iii) en donde se expone que la empresa de transmisión, deberá coordinar con las empresas distribuidoras los proyectos de alta tensión (líneas y subestaciones) y media tensión (líneas) en los puntos de interconexión de frontera con el Sistema Principal de Transmisión o Sistema de Conexión de Transmisión. ETESA ha

consultado con los agentes distribuidores sobre las obras en alta y media tensión a considerarse dentro del presente Plan de Expansión de Transmisión. De parte de las distribuidoras se realizaron reuniones para discutir el Plan de Expansión de cada una de ellos. A continuación, se presenta el resumen de los proyectos de expansión de las empresas distribuidoras para el periodo en estudio.

Tabla 6.4. Proyectos de Distribución

ENSA	Proyecto	Fecha	Descripción
1	Expansión S/E Geehan	Dic 2019	Adición de nuevo transformador de 20MVA (13.8/34.5/13.8). Geehan - 24dic - Pacora
2	Expansión I S/E Santa María	Dic 2020	Adición de nuevo de transformador TXN en la S/E por uno de 50MVA (115/13.8kV).
3	Expansión S/E Calzada Larga	Dic 2020	Nuevo transformador en la S/E Calzada Larga de 20MVA (115/13.8kV)
4	Expansión II S/E Santa María	Jun 2021	Reemplazo de transformador TX3 en la S/E por uno de 50MVA (115/13.8kV). Y retiro de transformador TX1 su carga se conectara al TXN (115/13.8kV). Además de expansión del patio de Alta tensión.
5	Expansión II S/E Santa María	Jun 2021	Se realizará una expansión en el Patio de 115kV de la S/E, además se construirá una nueva línea desde la S/E Santa María hasta la S/E Cáceres. Por otra parte se realizará una reestructuración de algunas líneas: La S/E Tinajitas se conectará en doble circuito a la S/E Panamá 115kV, desconectando la S/E Monte Oscuro de Tinajitas y de Panamá, la cual ahora se conectará directamente en doble circuito a la S/E Santa María.
6	Nuevo TX Argos (CPA)	Jun 2021	Nuevo transformador (25MVA, 115/13.8kV) en la S/E Cemento Panamá para alimentar la carga de Chilibre y brindar mejor confiabilidad al sector
7	Nuevo transformador Santa Rita	Jun 2022	Adición de nuevo transformador de 20MVA (115/34.5/13.8)
8	S/E Cativá	Dic 2023	Esta nueva S/E secciona las líneas 115-30 Y 115-31 que van de la S/E Las Minas 1 a La S/E France Field, además se añade un nuevo tercer circuito de las Minas 1 a France Field. Cuenta con un transformador de 25MVA.
9	S/E Gonzalillo	Dic 2024	La Nueva S/E Gonzalillo seccionará las líneas 230-54 y 230-55 que van de la S/E Sabanita a la S/E Panamá II 230kV, cuenta en un inicio con un transformador de 50MVA.
10	Expansión Llano Bonito	Dic 2026	Adición de nuevo transformador de 50MVA (115/13.8kV).
11	Expansión Zona Colón	Dic 2028	Reestructuración de cableado y voltaje en líneas y S/E Colón y S/E Monte Esperanza.
12	Brisas del Golf	Dic 2031	Nueva S/E Brisas del Golf, secciona las líneas 230-1C y 230-2C, adiciona un nuevo circuito desde la S/E Panamá II y se instala un transformador de 25MVA (115/13.8kV).
EDEMET	Proyecto	Fecha	Descripción
1	Subestación Bella Vista (BVA), 115/13.8 kV Fase 1	Dic 2020	La Nueva S/E Bella Vista secciona las Líneas (115-21) provenientes de la S/E Cáceres y S/E La Locería, su recorrido será LOC-BVA-MAR.. Contará con 3 transformadores de 30MVA en 115/13.8kV.
2	Subestación Bella Vista (BVA), 115/13.8 kV Fase 2	Dic 2021	se propone la conexión de la segunda línea de alimentación en 115 kV para la subestación Bella Vista, mediante la reconfiguración de la línea 115-8. su recorrido será CAC-BVA-MAR.
3	Transformador de SE El Higo	Dic 2021	Adición de nuevo Transformador de Potencia T4 de 50 MVA. (230/115/13.8kV).
4	Subestación La Floresta 115 kV Fase 1	Dic 2022	La Nueva S/E La Floresta secciona los circuitos (115-5 y 115-35) provenientes de Cáceres y Santa María, cuenta con dos transformadores de 30MVA.
5	Transformador de SE Pocrí	Dic 2022	Reemplazar el transformador T2 de 25MVA de Pocrí por uno de 50MVA, 115/34.5kV, con lo que capacidad de transformación de la subestación aumentaría de 52.5MVA a 77.5MVA.
9	Subestación Bella Vista (BVA), 230KV		Con la entrada de la nueva S/E Panamá 3 se instalarán 2 nuevos transformadores de 250MVA de 230/115kV.
6	Subestación Santiago 2	Dic 2023	La nueva S/E Santiago 2 seccionara la línea de ETESA 230-5A para alimentar con un doble circuito a 2 transformadores, 1 en 230/115kV el cual a travez de un nuevo circuito se conectará a la actual Santiago 115 como respaldo. Y el otro transformador será en 230/34.5kV para alimentar carga en Santiago.
7	Subestación La Floresta 115 kV Fase 2	Dic 2023	conexión a la nueva S/E Panamá 3 con dos líneas en 115kV
8	Línea Llano Sánchez – Pocrí, 115kV	Dic 2025	Nuevo circuito Llano Sánchez-Pocrí.
EDECHI	Proyecto	Fecha	Descripción
1	Conexión al SIN de RMT (34.5kV) de EDECHI en Subestación Veladero	Dic 2022	Adición de nuevo circuito de carga a la S/E Veladero, conexión del nuevo transformador 230/34.5kV de 30MVA
1	Subestacion Boqueron 4	Dic 2025	Instalación de un transformador de 50MVA 230/34.5kV, se conecta la carga de Boqueron 3



DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado en el presente Plan de Expansión es el realizado por ETESA y presentado en el informe Estudios Básicos 2019.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas entregadas por cada agente distribuidor.

Tabla 6.5. Demanda por Barra

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2018-2033 (MW)

ENSA	COD.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Tocumen	TOC	77.58	83.87	86.72	88.95	90.96	87.57	89.31	90.68	91.74	92.93	94.02	97.95	98.92	99.87	100.83
Cerro Viento	CVI	83.43	88.77	91.36	94.00	96.50	87.61	92.82	93.26	93.08	95.02	97.47	98.55	95.85	96.22	97.41
Llano Bonito	LBO13	20.05	22.57	24.66	27.01	29.61	32.50	36.51	40.30	46.10	48.79	50.74	52.96	55.93	59.71	62.27
Santa María	SMA	90.63	94.76	97.70	100.93	104.24	106.47	108.62	110.73	113.08	116.92	119.25	121.45	123.69	125.63	128.26
Monte Oscuro	MOS	49.30	46.57	44.41	44.06	44.19	44.51	44.65	45.12	45.95	47.03	48.12	49.21	50.29	51.38	52.47
Tinajitas	TIN	63.88	66.28	68.78	71.40	73.82	58.99	59.64	60.25	60.82	61.35	61.83	62.27	62.65	62.98	63.24
Geehan	PAC	20.29	21.34	22.11	23.08	24.32	24.99	25.75	26.58	27.62	28.99	29.61	30.29	30.64	29.96	30.25
Chilibre (incluye el IDAAN)	CHI115	38.90	39.58	33.56	34.06	34.56	35.05	35.55	36.05	36.54	37.04	37.54	38.03	38.53	39.03	39.52
Calzada Larga	CLA13.8	10.32	10.90	11.36	11.81	12.26	12.72	13.17	13.63	14.08	14.53	14.99	15.44	15.90	16.35	16.81
France Field	FF13.8	60.60	73.24	76.52	77.45	67.10	67.73	68.11	68.58	69.00	69.42	69.86	70.14	70.61	71.07	71.46
Bahía Las Minas	L.M.13B	24.75	25.62	28.40	29.16	29.92	30.68	31.45	32.21	32.97	33.73	34.49	35.25	36.01	36.77	37.53
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	32.71	33.50	34.28	30.17	26.63	27.30	27.96	28.65	29.33	30.00	30.69	31.31	32.00	32.70	33.37
24 de Diciembre	24DIC13	41.28	44.87	49.64	52.30	54.92	57.73	60.39	61.74	62.80	63.83	64.98	66.04	67.15	68.09	69.02
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A	40.78	45.73	49.99	52.00	53.40	54.57	55.96	56.96	57.50	57.71	57.93	58.15	58.37	58.59	58.80
Nueva S/E Santa Rita	STR13.8			5.38	5.43	5.47	5.51	5.56	5.60	5.65	5.69	5.74	5.78	5.83	5.87	5.91
Nueva S/E Argos	ARG			6.38	6.56	6.74	6.92	7.11	7.29	7.47	7.65	7.83	8.01	8.19	8.37	8.55
Nueva S/E Cativá	CAT513					13.68	14.05	14.44	14.72	15.06	15.41	15.73	16.23	16.52	16.80	17.14
Nueva S/E Gonzalillo	GON13						26.77	28.95	31.36	34.45	38.77	40.19	41.90	34.10	35.68	37.87
Nueva S/E Brisas del Golf	BGO													16.84	17.16	17.45
TOTAL ENSA		654.49	697.62	731.25	748.37	768.32	781.70	805.96	823.71	843.23	864.82	880.99	898.97	918.01	932.22	948.17
EDEMET		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	149.12	152.34	155.53	139.04	128.25	130.50	132.81	135.11	137.31	139.72	142.19	144.79	147.44	150.25	152.93
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	1.46	1.49	1.52	1.54	1.56	1.59	1.62	1.64	1.67	1.70	1.73	1.76	1.79	1.83	1.86
El Higo	EHIG34	49.75	50.83	51.89	52.56	46.67	47.48	48.33	49.16	49.96	50.84	51.74	52.68	53.65	54.67	55.64
Chorrera	CHO34	77.34	79.03	80.89	81.92	82.88	84.38	85.88	87.38	88.79	90.32	91.93	93.60	95.30	97.12	98.85
San Francisco	SFR	119.04	121.24	119.78	118.31	119.75	121.74	123.75	125.74	127.64	129.69	131.84	134.06	136.33	138.71	141.00
Lojería	LOC	106.53	108.50	100.77	99.46	100.42	101.87	103.31	104.72	106.03	107.45	108.94	110.48	112.04	113.67	115.20
Marañón	MAR	91.89	93.60	85.56	84.42	85.18	86.36	87.53	88.66	89.71	90.85	92.05	93.28	94.52	95.82	97.03
Centro Bancario	CBA	78.44	79.89	77.56	76.59	77.47	78.71	79.96	81.19	82.36	83.62	84.95	86.32	87.71	89.17	90.58
Nueva S/E Burunga	BUR34	42.71	43.60	44.16	56.58	57.33	58.36	59.39	60.42	61.41	62.47	63.59	64.75	65.94	67.18	68.39
Nueva S/E El Torno	TOR	24.25	24.76	25.07	25.41	25.86	26.32	26.77	27.21	27.69	28.18	28.69	29.22	29.77	30.31	30.88
Nueva S/E Bella Vista	BVI13			28.00	28.00	29.40	30.87	32.41	34.03	35.74	37.52	39.40	41.37	43.44	45.61	47.89
Nueva S/E La Floresta	LAF13				10.20	10.33	10.52	10.70	10.89	11.07	11.26	11.46	11.67	11.88	12.11	12.32
Nueva S/E Santiago 2	STG234				18.49	18.74	19.07	19.41	19.74	20.07	20.42	20.78	21.16	21.55	21.96	22.35
El Coco (Penonome)	PEN2					19.21	19.63	19.97	20.30	20.67	21.00	21.41	21.79	22.19	22.56	23.02
TOTAL EDEMET		740.51	755.26	770.74	792.52	803.07	817.40	831.86	846.21	860.12	875.04	890.69	906.91	923.54	940.98	957.95

EDECHI		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Caldera 115 KV	CAL115	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07
Progreso 34.5 KV	PRO34	7.72	7.84	8.01	8.13	8.27	8.44	8.61	8.77	8.95	9.13	9.32	9.51	9.71	9.93	10.14
Progreso 115 KV	PRO115	1.32	1.34	1.37	1.39	1.42	1.45	1.47	1.50	1.53	1.56	1.60	1.63	1.66	1.70	1.74
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	70.06	71.21	69.10	70.13	71.33	72.87	74.24	75.69	77.18	78.77	80.39	82.08	83.83	85.68	87.53
San Cristobal	SAC34	20.22	20.55	20.98	21.31	21.67	22.13	22.55	22.99	23.44	23.92	24.41	24.92	25.45	26.01	26.57
Cañazas (PTP)	CAN34	17.57	17.86	18.24	18.53	18.79	19.24	19.61	19.99	20.39	20.81	21.25	21.70	22.17	22.66	23.16
Isla Colon - Changuinola	CHA34	13.92	14.15	14.45	14.68	14.93	18.80	19.16	19.53	19.91	20.32	20.74	21.18	21.62	22.10	22.58
Boqueron III	BOQ34	9.74	9.90	10.06	10.27	10.43	10.61	10.83								
Boqueron IV	BOQ4								11.04	11.25	11.47	11.71	11.95	12.20	12.46	12.73
Veladero	VEL34			3.65	3.71	3.77	3.85	3.92	4.00	4.08	4.16	4.25	4.33	4.43	4.52	4.62
TOTAL EDECHI		140.59	142.90	145.91	148.21	150.65	157.44	160.44	163.57	166.78	170.21	173.73	177.37	181.14	185.13	189.14
GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)																
Grandes Clientes		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Argos	CPA115	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77
Cemex	CEMEX	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56
Manzanillo Internacional Terminal	MIT	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Minera Panama	BOT34	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00
ACP	ACP	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
TOTAL Grandes Clientes (Sin Minera)		51.55	51.76	51.77	51.79	51.77	51.77	51.79	51.81	55.65	55.67	55.69	55.70	55.72	55.74	55.91
TOTAL Grandes Clientes Conectados el SPT		29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33
Pronostico de Carga del SIN																
Pronostico de Carga del SIN		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Demanda Maxima		1,951.49	2,002.35	2,052.70	2,102.57	2,151.94	2,200.82	2,249.22	2,297.14	2,344.58	2,391.54	2,438.04	2,484.06	2,529.62	2,574.72	2,644.99
Demanda Media		1,679.14	1,721.79	1,764.02	1,805.83	1,847.24	1,888.23	1,928.82	1,969.00	2,008.78	2,048.17	2,087.16	2,125.76	2,163.96	2,201.78	2,260.71
Demanda Minima		1,346.61	1,379.23	1,411.54	1,443.53	1,475.20	1,506.57	1,537.62	1,568.36	1,598.79	1,628.92	1,658.75	1,688.28	1,717.51	1,746.44	1,791.52



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 7

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 7

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

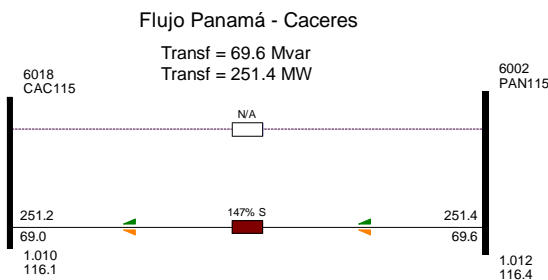
ANÁLISIS DE CASOS DE CORTO PLAZO

PERIODO LLUVIOSO 2019

Para este año se presentan restricciones debido a la falta de compensación reactiva y restricciones de flujo entre la S/E Panamá y Cáceres.

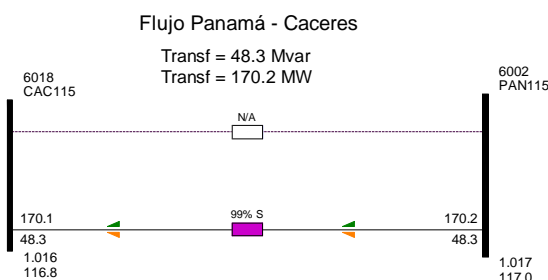
Las restricciones presentadas no permitirían el cumplimiento del despacho económico por lo que se tendría que mantener generación obligada en la Zona Atlántica para disminuir el flujo entre Panamá y Cáceres.

Figura 7. 1 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Sin Generación en Zona Atlántica



El flujo máximo permitido sería de 177MW por lo que se debe mantener generando 184MVA en la Zona Atlántica.

Figura 7. 2 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Con Generación en Zona Atlántica.

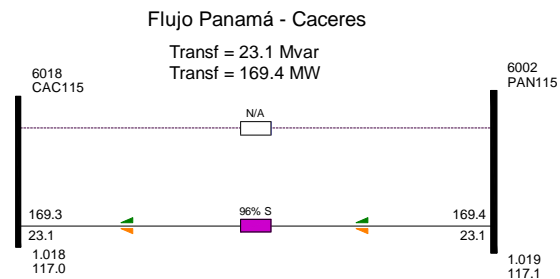


Para este escenario no se contará con el 3er circuito entre Panamá y Cáceres, de

forma temporal se ha propuesto la implementación de un Esquema de Desligue de Carga (EDCxPan_CAC) ante la pérdida de cualquiera de los dos circuitos (115-12 y 115-37) que permita aumentar el flujo por este corredor.

La operación del mismo permitiría aumentar el flujo entre Panamá y Cáceres de 177MW (Establecido por el CND) a 225MW, por lo que se pudiera disminuir la generación obligada (75MW vs 184MW).

Figura 7. 3 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Considerando el EDCxPan_CAC.



Bajo estas condiciones el EDCxPAN_CAC tendría que desligar aproximadamente 162MW, la demanda a desligar sería de las SSEE San Francisco, Centro Bancario y Locería.

Como se mencionó con anterioridad el SIN además de las restricciones de transmisión carece de reservas reactivas, dichas reservas son necesarias para mantener el voltaje estable de darse alguna contingencia.

La falta de compensación reactiva estática y dinámica solo podría ser solventada con generación obligada en centro de carga, dado que en la actualidad no se tiene instalado un elemento que sea capaz de generar la compensación

requerida de forma variable automáticamente (dinámica).

Tomando en cuenta lo anterior el flujo máximo sería de 870MW., considerando la disponibilidad de toda la compensación reactiva instalada en la actualidad, además de la restricción entre Panamá y Cáceres con y sin el EDCxPAN_CAC.

El aprovechamiento de la generación hidroeléctrica en occidente sería del 66%.

Según el Plan de Inversiones se espera la puesta en servicio de bancos de capacitores que totalizarían 60MVAR en la S/E Panamá II, por lo que se incrementaría el soporte reactivo y se aumentaría el flujo desde occidente a 956MW.

Para este periodo se espera la entrada en operación del STATCOM en la S/E Llano Sanchez, elemento que subsanará en parte la falta de reactivo dinámico que mantiene el sistema operando con restricciones.

Figura 7. 4 Reserva Reactiva S/E Panamá 115KV

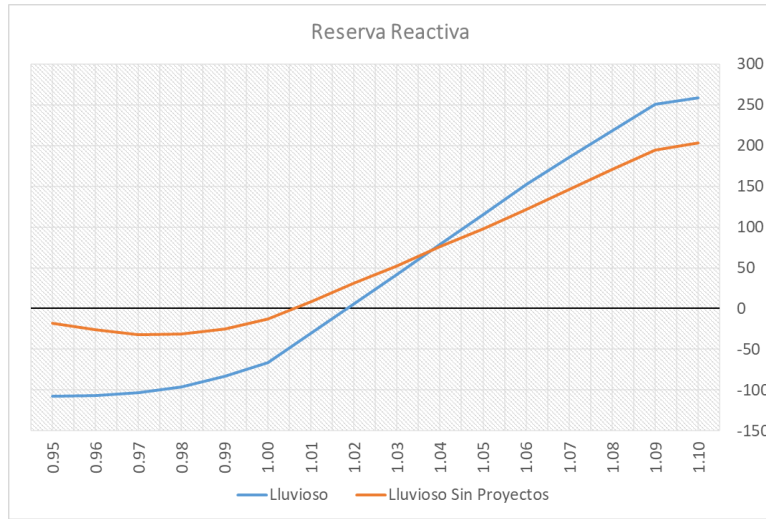
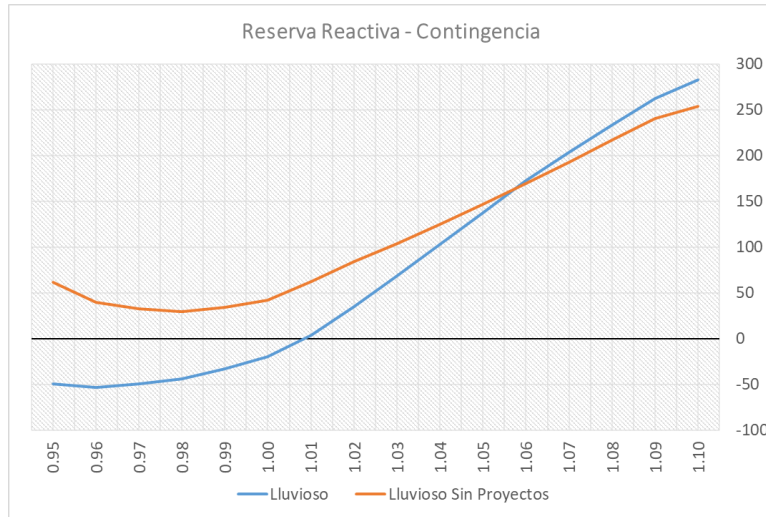


Figura 7. 5 Reserva Reactiva S/E Panamá 115KV Contingencia ECO-BUR



Handwritten signature

Considerando la entrada oportuna de todos los proyectos el SIN mantiene suficiente reserva reactiva para soportar condiciones de falla, contrario a lo que se aprecia del escenario sin los proyectos.

Como se puede apreciar ante la contingencia de la línea El Coco – Burunga (ECO-BUR) el SIN no mantendría la reserva mínima (10MVAR) para el escenario sin los proyectos de transmisión.

El flujo máximo desde occidente no podrá superar los 1031MW, siempre y cuando se mantenga disponible toda la compensación reactiva (banco de capacitores y STATCOM) de lo contrario el monto podría ser inferior.

El aprovechamiento de la generación hidroeléctrica en occidente aumentaría al 81%.

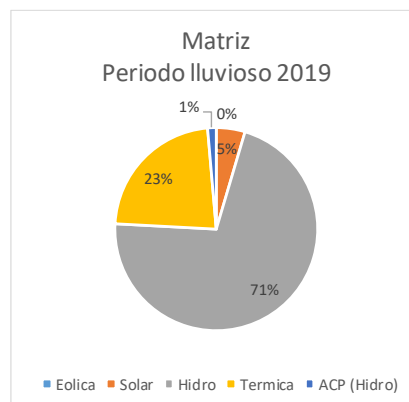
Cabe mencionar que estas cifras se tienen tomando en cuenta la operación del EDCxPAN_CAC y la disponibilidad de la CH Changuinola que en este momento se mantiene fuera de servicio por mantenimiento.

En caso tal, la CH Changuinola entre en operación pasada la fecha prevista el sistema tendría la capacidad de transportar toda la generación disponible en occidente.

Tabla 7.1. Resumen: Despacho del Año 2019 Época Lluviosa – Demanda Máxima

Periodo Lluvioso	Instalada (MW)	Max (MW)	% Gen/Inst	Min (MW)	% Gen/Inst
Eolica	270.00	0.00	0%	0.00	0%
Solar Centro	127.41	59.89	47%	0.00	0%
Solar Occidente	74.00	34.79	47%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,493.02	1,213.25	81%	1,112.55	75%
Hidro Oriente	260.00	246.00	95%	40.00	15%
Hidro Centro	13.69	12.99	95%	12.99	95%
Termica	1,401.64	210.27	15%	0.00	0%
ACP (Hidro)	58.50	28.40	49%	28.40	49%
Minera Panama	274.00	260.30	95%	239.00	87%
Total	3,972.26	2065.89	55%	1432.94	38%
Renovable	2,164.12	1,595.32	77%	1,193.94	83%
TRANSFER		1,031.00	69%	958.00	64%

Figura 7. 6 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso 2019



AÑO 2020

Para este año no se presenta generación obligada en la época seca debido a la baja

hidrología que predomina en este periodo, bajo estas circunstancias se presentan grandes aportes de fuentes térmicas, solares y eólicas.



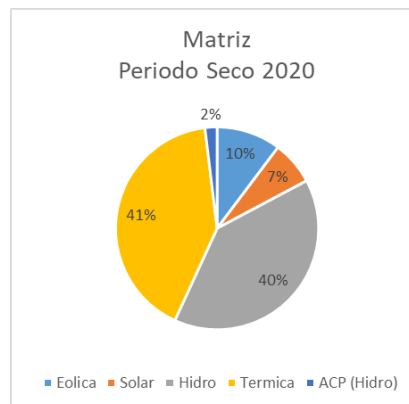
Dado que en su totalidad las fuentes térmicas se encuentran conectadas cerca de los centros de carga el sistema mantiene mayor reserva reactiva lo que permite mantener el sistema operando de forma estable.

En total la generación térmica representaría el 41.22% de la generación total del sistema, mientras que la renovable no convencional tendría un 17.21% de participación.

Tabla 7.2. Resumen: Despacho del Año 2020, Época Seca

Periodo Seco	Instalada (MW)	MAX (MW)	% Gen/Inst	MIN (MW)	% Gen/Inst
Eolica	270.00	210.60	78%	121.52	45%
Solar Centro	117.52	83.44	71%	0.00	0%
Solar Occidente	83.89	59.56	71%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,493.02	584.21	39%	584.32	39%
Hidro Oriente	260.00	225.00	87%	50.00	19%
Hidro Centro	13.69	4.78	35%	4.78	35%
Termica	1,401.64	601.88	43%	370.50	26%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	245.00	89%	245.00	89%
Total	3,972.26	2054.07	54%	1415.72	38%
Renovable	2,212.73	1,207.20	59%	800.22	57%
TRANSFER		475.00		477.80	

Figura 7. 7 Matriz de Generación, Periodo Seca 2020

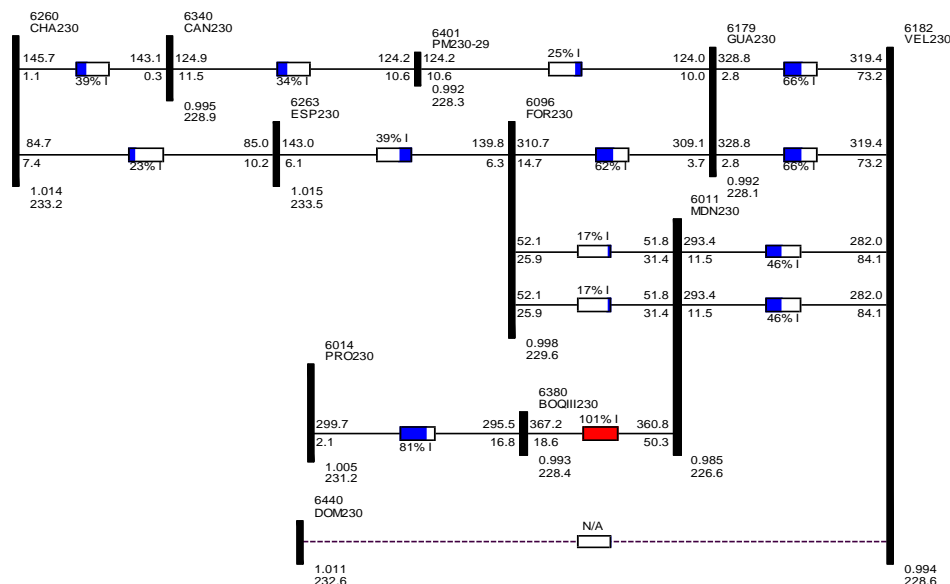


Para este periodo (1 semestre del año) se espera la entrada en operación del STATCOM en la S/E Panamá II, dicho elemento es de suma importancia dado que en la época lluviosa debido a los altos flujos de energía desde occidente se requiere de grandes volúmenes de reservas reactivas para mantener el sistema estable.

Para la época lluviosa considerando grandes aportes hídricos el sistema mantendría restricciones en la zona occidente del país, dado que ante la pérdida de la línea 230-25a (Dominical – Veladero) se sobrecargaría la línea 230-9a (Mata de Nance – Boquerón III).



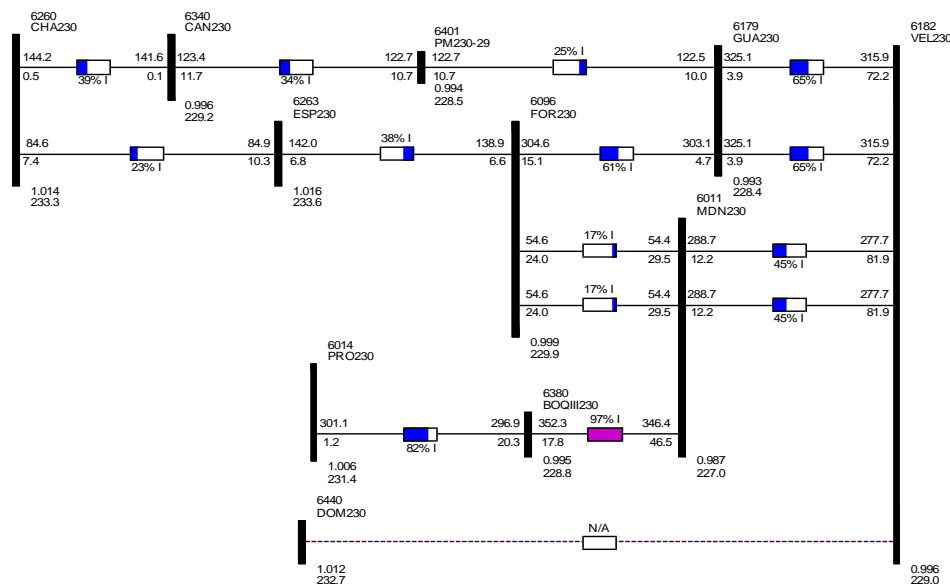
Figura 7. 8 Flujo línea 230-9a - falla 230-25a, Generación Total de la Zona

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
 ZONA OCCIDENTE**


Tomando en cuenta lo anterior se debe desplazar 17.28MW entre las plantas que se encuentran conectadas en la SSEE Dominical, Boquerón III y Progreso.

A continuación, se muestra el resultado del flujo considerando la contingencia de la línea 230-25a luego de desplazar la potencia necesaria.

Figura 7. 9 Flujo línea 230-9a - falla 230-25a, Con Generación desplazada en la Zona

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
 ZONA OCCIDENTE**


El problema principal que mantiene el sistema para la época lluviosa es la falta de compensación reactiva. Dicho

requerimiento es necesario para mantener los niveles de voltaje de forma tal que de darse alguna contingencia la



misma sea superada con facilidad sin causar inestabilidad en el voltaje.

Figura 7. 10 Reserva Reactiva S/E Chorrera 230KV

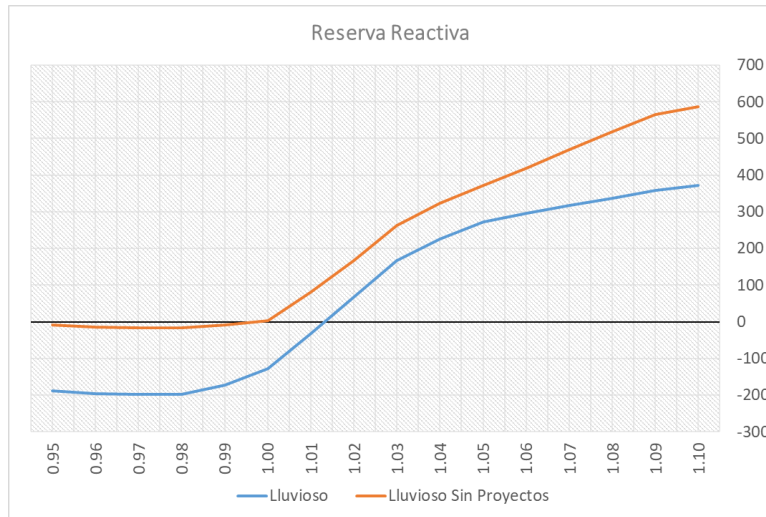
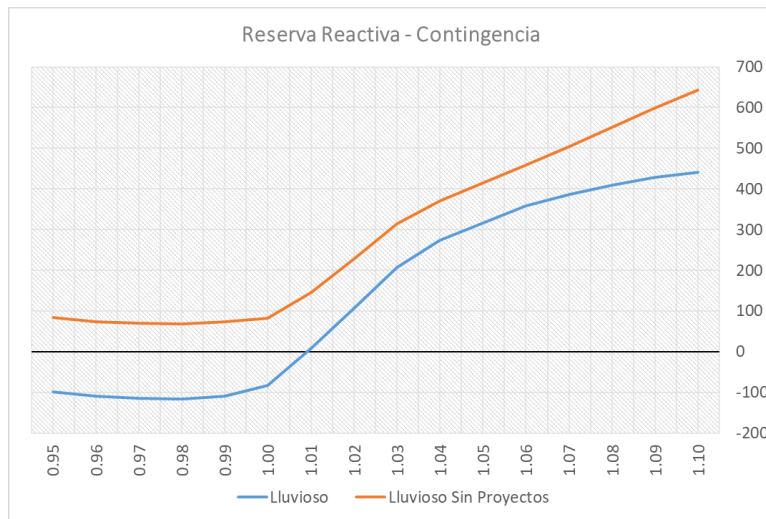


Figura 7. 11 Reserva Reactiva S/E Chorrera 230KV, Falla ECO-BUR



Dicho esto, de darse un atraso en la entrada en operación de los bancos de capacitores a instalarse en las SSEE Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez se tendría que desplazar 69MW en la zona occidente.

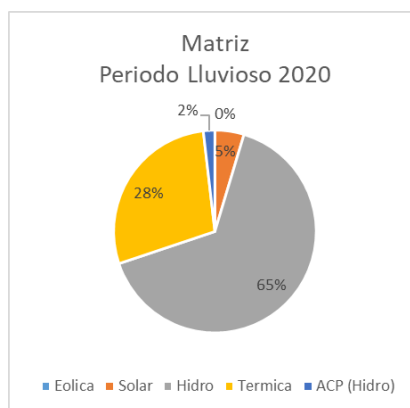
circuito entre Panamá y Cáceres, por lo que el flujo considerando la operación del EDCxPAN_CAC debe ser limitado a 225MW.

Para este escenario todavía no se cuenta con la entrada en operación del 3er



Tabla 7.3. Resumen: Despacho del Año 2020 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada (MW)	MAX (MW)	% Gen/Inst	MIN (MW)	% Gen/Inst
Eolica	336.00	0.00	0%	0.00	0%
Solar Centro	138.37	65.03	47%	65.03	0%
Solar Occidente	74.00	34.78	47%	34.78	0%
Hidro Occid.	1,493.02	1,389.80	93%	1,199.71	0%
Hidro Oriente	260.00	0.00	0%	0.00	0%
Hidro Centro	13.69	12.99	95%	12.99	0%
Termica	1,401.64	363.47	26%	523.52	0%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	0%
Minera Panama	274.00	245.00	89%	245.00	0%
Total	4,049.22	2,150.68	56%	2,120.64	0%
Renovable	2,299.58	1,542.21	72%	1,352.12	64%
TRANSFER		1,197.70		1,019.80	

Figura 7. 12 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso 2020


AÑO 2021

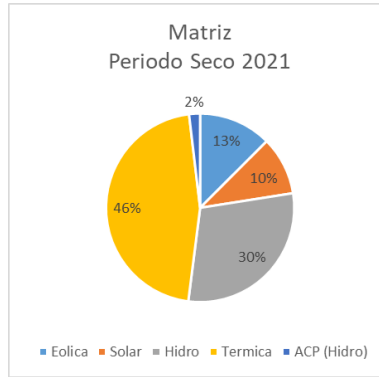
La disminución de los aportes hídricos que se presentan en el periodo seco permitirían que el SIN opere de forma segura debido a que no se cuentan con grandes volúmenes de energía transmitida desde occidente.

El periodo seco mantendría un despacho térmico de 791MW por lo que dicho monto aumenta considerablemente la reserva de reactivo manteniendo el SIN estable ante condiciones de falla.

Tabla 7.4. Resumen: Despacho del Año 2021 Época Seca

Periodo Seco	Instalada	MAX (MW)	% Gen/Inst	MIN (MW)	% Gen/Inst
Eolica	336.00	262.08	78%	151.20	45%
Solar Centro	190.37	135.16	71%	0.00	0%
Solar Occidente	104.00	73.84	71%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,493.02	385.38	26%	295.53	20%
Hidro Oriente	260.00	228.00	88%	0.00	0%
Hidro Centro	13.69	4.13	30%	4.13	30%
Termica	1,401.64	719.30	51%	697.10	50%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	245.00	89%	245.00	89%
Total	4,131.22	2,092.49	53%	1,432.56	37%
Renovable	2,351.58	1,128.19	54%	490.46	34%
TRANSFER		310.53	21%	208.27	14%

Figura 7. 13 Matriz de Generación, Periodo Seco Demanda Máxima 2021



Caso contrario al periodo seco, el periodo lluvioso presenta generación obligada de no contar con el nuevo circuito subterráneo entre Panamá y Cáceres.

Como se puede apreciar si no se considera generación obligada se presentaría sobrecargas en el circuito 115-37.

Figura 7. 14 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito.

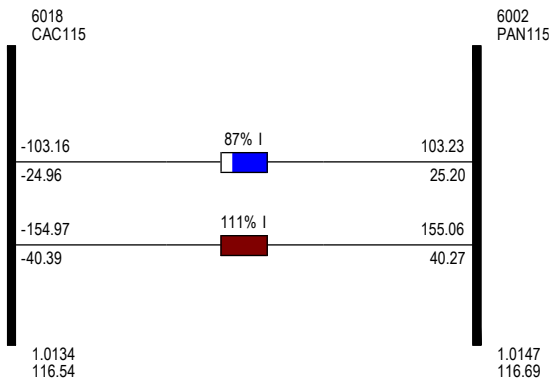
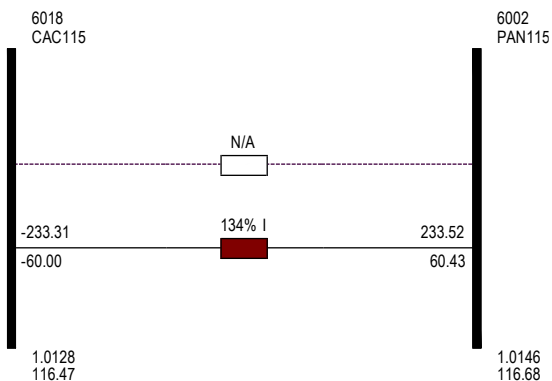


Figura 7. 15 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito – Contingencia 115-12



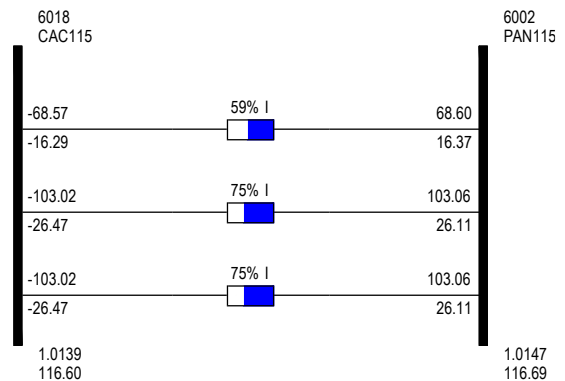
La contingencia de la línea 115-12 sobrecargaría de igual manera el circuito 115.37, ver Figura 7. 15.

Esta restricción se disminuye considerando la operación del EDCxPAN_CAC en total se necesitarían 48MW de obligada en la Zona Atlántica.

Esta restricción no afectaría el flujo desde occidente ya que se pudiera desplazar generación en Costa Norte para generarla en la Zona Atlántica.

La entrada oportuna del tercer circuito entre Panamá y Cáceres eliminaría por completo la generación obligada a causa de las restricciones en occidente.

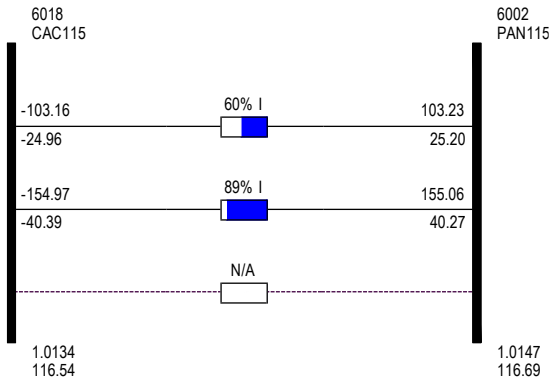
Figura 7. 16 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito.



Con este nuevo circuito este corredor cumpliría con el criterio N-1



Figura 7. 17 Flujo Panamá – Cáceres, Con 3er circuito – falla 115-12

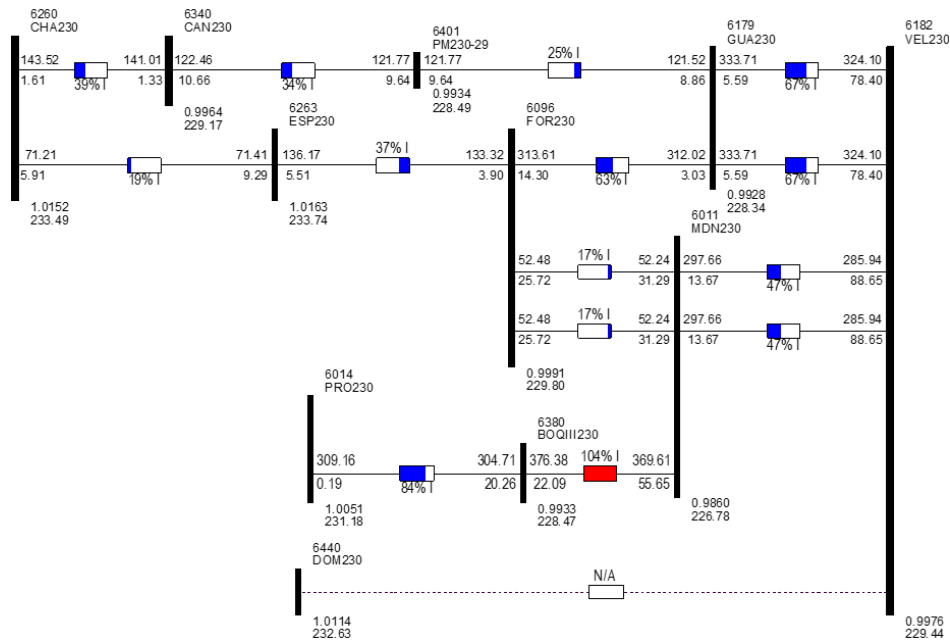


Al resolver la sobrecarga de Cáceres, el sistema queda sin generación en el área

atlántica provocando falta de compensación reactiva en Santa Rita en estado N-1, por lo que entra al despacho 8.5MW de generación obligada desplazando energía en centro de carga, evitando así afectar al flujo de occidente y resolviendo el tema de bajos voltajes.

De darse algún retraso en la entrada en operación del proyecto Frontera – Mata de Nance se generarían restricciones específicamente a las generadoras conectadas en las SS/EE Progreso, Dominical y Boquerón III.

Figura 7. 18 Flujo línea 230-9a - Falla 230-25a, Sin Proyecto Front – MDN



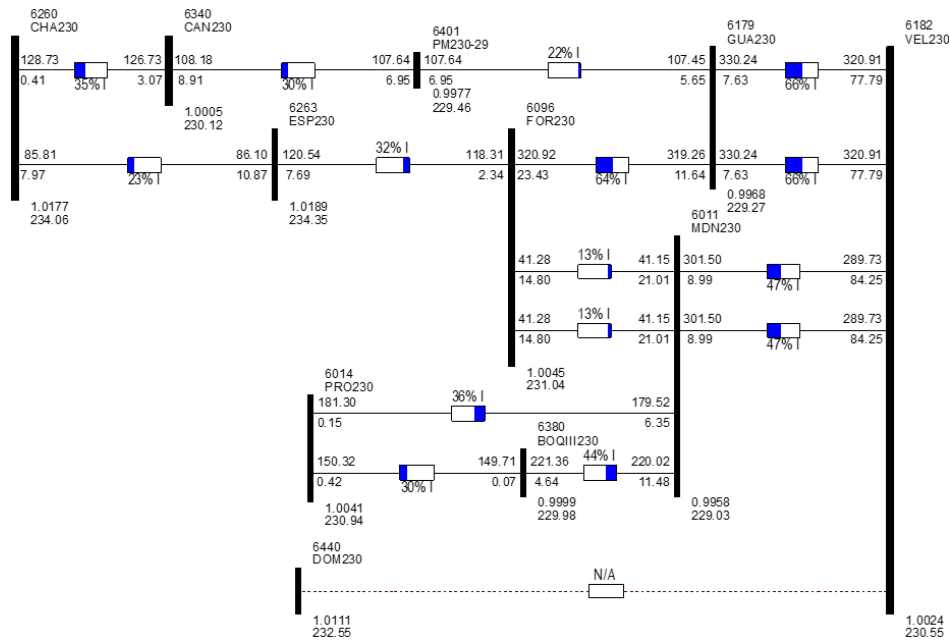
En total se tendrían que desplazar 26MW dado que ante la pérdida de la línea Veladero – Dominical (230-25a) se sobrecargaría la línea Boquerón – Mata de Nance 230-9a.

Bajo estas condiciones el flujo máximo desde occidente sería de 1231MW, el aprovechamiento de la generación hidro de occidente sería del 93%.

Considerando la entrada del proyecto Frontera – Mata de Nance se pudiera aprovechar el 95% de la generación instalada en occidente haciendo la salvedad de que el 5% restante se debe guardar como reserva rodante, el flujo desde occidente sería de 1259MW.



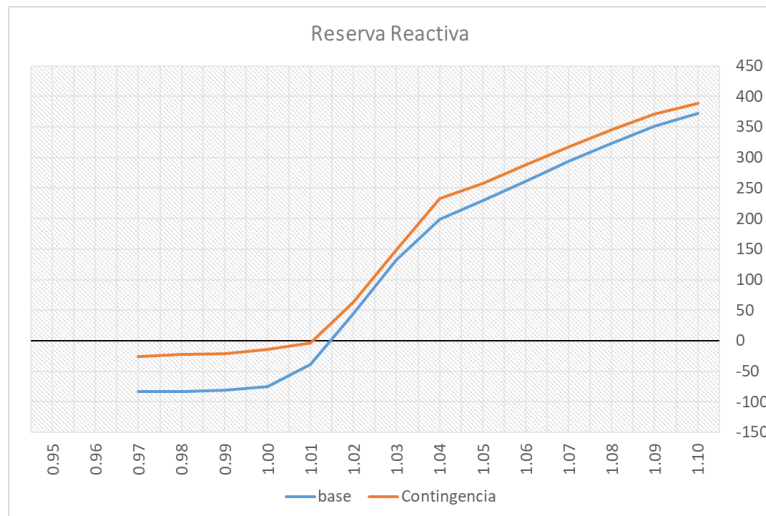
Figura 7. 19 Flujo línea 230-9a - Falla 230-25a, Con el Proyecto Front – MDN



Cabe mencionar que este escenario demanda toda la compensación reactiva instalada en el SPT a tal punto que el STATCOM en S/E Llano Sanchez se encuentra al máximo de su capacidad, mientras que el STATCOM en S/E Panamá II aporta 53.34MVAR.

A continuación, se presenta la reserva reactiva del caso vs la contingencia de la línea El Coco – Burunga.

Figura 7. 20 Reserva Reactiva S/E PAN 115KV, falla ECO-BUR, Lluv - 2021



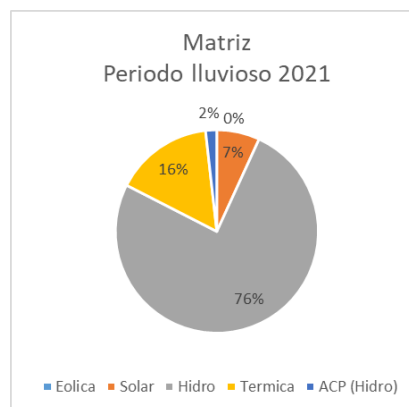
En la Tabla 7.5 , se muestra la distribución del despacho por tecnología y por zona.

AB

Tabla 7.5. Resumen: Despacho del Año 2021 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada	MAX (MW)	% Gen/Inst	MIN (MW)	% Gen/Inst
Eolica	336.00	0.00	0%	0.00	0%
Solar Centro	217.48	102.26	47%	0.00	0%
Solar Occidente	104.00	48.88	47%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,493.02	1,413.06	95%	1,218.72	82%
Hidro Oriente	260.00	245.00	94%	0.00	0%
Hidro Centro	13.69	12.99	95%	12.99	95%
Termica	1,401.64	101.50	7%	9.50	1%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	245.00	89%	239.00	87%
Total	4,158.33	2208.28	56%	1519.81	38%
Renovable	2,378.69	1,861.78	84%	1,271.31	84%
TRANSFER		1,259.00		1,076.00	

Figura 7. 21 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso Demanda Máxima 2021



AÑO 2022

Con la entrada de la S/E Panamá III y la S/E Sabanitas (unifilares Anexo III-2), se concretarían todos los requerimientos que tiene el SIN para garantizar la evacuación de toda la energía generada con las plantas térmicas de GNL que estén disponible (según Plan de Expansión Indicativo de Generación) en el área de Colón hacia los diferentes centros de carga en el centro del país. Esta

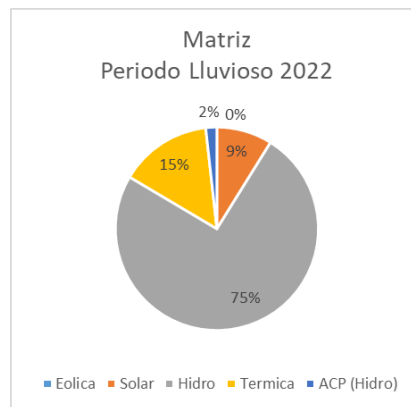
generación desplazaría las plantas conectadas al área de 115 KV de la provincia de Colón lo que significaría que esta área se quedaría sin soporte de reactivo lo cual debe ser subsanado con la instalación de capacitores en la S/E Santa Rita.

Este escenario no presenta generación obligada siempre y cuando todos los agentes conectados al SPT cumplan con sus obligaciones de calidad y seguridad.

Tabla 7.6. Resumen: Despacho del Año 2022 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada (MW)	MAX (MW)	% Gen/Inst	MIN (MW)	% Gen/Inst
Eolica	336.00	0.00	0%	0.00	0%
Solar Centro	308.47	144.97	47%	0.00	0%
Solar Occidente	114.00	53.58	47%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,493.02	1,413.84	95%	1,238.74	83%
Hidro Oriente	260.00	244.00	94%	0.00	0%
Hidro Centro	13.69	12.99	95%	12.99	95%
Termica	1,826.34	84.75	5%	9.50	1%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	245.00	89%	239.00	87%
Total	4,684.02	2,238.73	50%	1,539.83	35%
Renovable	2,469.68	1,908.98	85%	1,291.33	84%
TRANSFER		1,137.00		1,002.20	

Figura 7. 22 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso Demanda Máxima 2022



RESUMEN DE CORTO PLAZO

El problema principal que presenta el SIN es la respuesta dinámica de compensación reactiva, debido a que ante la pérdida de un elemento del SPT o algún elemento conectado al SPT se reflejan caídas de voltajes que no pueden ser ajustadas por la compensación reactiva conectada actualmente en el SIN.

Es de suma importancia la conexión de los STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de nueva compensación reactiva (capacitiva) en Llano Sánchez, Chorrera, Panamá II, San Bartolo, Veladero, y la disponibilidad completa de la compensación ya instalada en el SIN.

Para mejorar la estabilidad del SIN ante fallas en el mismo es importante mantener los STATCOM en niveles que permitan que actúen al ocurrir una contingencia y

no en estado estable, por lo que los mismos de ser posible deben estar operando muy cerca de OMVAR.

Las restricciones provocadas por sobrecargas de líneas deben ser corregidas con la repotenciación de las líneas Mata de Nance – Veladero, Guasquitas – Veladero y el proyecto Frontera – Mata de Nance y sobre todo la instalación de un nuevo circuito entre Panamá – Cáceres.

Los escenarios presentan valores de voltajes en los nodos del SPT dentro del rango de $\pm 5\%$ establecidos en el Reglamento de Transmisión, tendiendo siempre a llevarlos lo más cercano al límite superior con la finalidad de aumentar el flujo desde occidente.

Para los años 2019 al 2021, se presenta generación obligada ya sea por restricciones de flujos en estado estable y

contingencia, como para dar soporte reactivo. Para garantizar el buen funcionamiento del sistema se debe mantener generación obligada específicamente ubicada en Zona Atlántica (115 KV).





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 8

PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 8

PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos propuestos a instalarse como parte del Sistema Principal de Transmisión para el periodo de corto plazo, 2019 – 2022, fueron aprobados en Planes de Expansión anteriores (PESIN 2018), muchos de los cuales se encuentran en construcción, o próximos a iniciar la misma.

AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA.

Se espera que en el horizonte de estudio se presente un aumento considerable de la demanda lo cual conllevaría a que se presentara sobrecarga en varios de los transformadores instalados en los diferentes puntos de entrega de energía a las empresas distribuidoras. Para evitar estas sobrecargas se prevé el aumento de la capacidad de transformación mediante la instalación de nuevos transformadores y el reemplazo de algunos transformadores cuyo periodo de vida o capacidad de transformación se verían limitados. Adicionalmente, es importante mencionar que ETESA debe cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 indicado en el Artículo 89 del Reglamento de Transmisión:

“Artículo 89: El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio N-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no

proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor.”

1. Adición Transformador T2 S/E Changuinola 230/115/34.5 KV

Con el propósito de que la S/E Changuinola cumpla con el Criterio de Seguridad N-1, se ha considerado necesario la adición de un segundo transformador 230/115/34.5 KV, con igual capacidad que el T1, 50/50/50 MVA, en sus tres devanados, ya que este equipo forma parte del Sistema Principal de Transmisión. Actualmente, si se da mantenimiento al transformador T1 existente, se queda sin suministro de energía el área de Bocas del Toro (Changuinola), además que se pierde la generación de la Central Hidroeléctrica Bonyic.

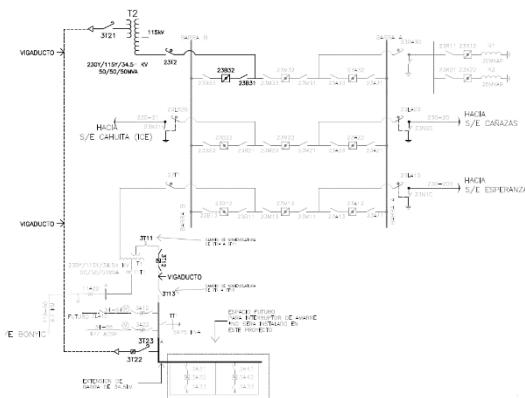
Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E Changuinola mediante la adición de una nave de interruptor y medio, con dos (2) interruptores y demás equipos asociados, cuchillas, CTs, Pts, etc. para la conexión del transformador T2.

- Adquisición de un transformador T2, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 50 MVA en sus tres devanados.
- Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de dos (2) interruptores, uno para la conexión del T2 y uno para conectar el T1, que actualmente entra directo a la barra. Además, los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc), para la conexión del transformador a la barra sencilla de 34.5 KV

- El 31 de septiembre de 2018 se publicó en Panamacompra la LP No. 2018-2-78-0-01-LV-010738
- El 8 de marzo de 2019, día de la apertura de sobres, no se presentó ningún proponente, declarándose desierta la Licitación.
- Se procede con la revisión del precio de Referencia, ajustándolo a B/. 3,920,000.00, y el 4 de abril de 2019, se publica nuevamente la segunda Convocatoria,
- El 6 de septiembre de 2019 se realiza la apertura de sobres, recibiendo dos propuestas, las cuales se encuentran en evaluación.

Esquema del Proyecto



2. Nuevo Subterráneo de 34.5 kV del T1 de la Subestación Llano Sánchez

Debido a la instalación del nuevo autotransformador T1 de la subestación Llano Sánchez 230/115/34.5 KV con capacidad de 100/100/100 MVA en sus tres devanados, será necesario la instalación de un nuevo circuito subterráneo desde el devanado de 34.5 KV del nuevo T1 hasta el patio de 34.5 KV de la subestación. Esto con el propósito de que pueda llevar la totalidad de la capacidad de este devanado, 100 MV, ya que el circuito existente solo tiene capacidad para 30 MVA.

Contrato: Por licitar
Estado del Proyecto: en diseño
Inicio de Operación: noviembre de 2021
Costo estimado: B/. 6,961,187

Beneficios

Con la adición de estos nuevos transformadores, se aumenta la capacidad y la confiabilidad del sistema en cuanto a la transformación de energía que debe ser entregada a las empresas de distribución en los diferentes puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión.

Con este propósito se construirá un nuevo vigaducto con un circuito subterráneo, de aproximadamente 200mts de longitud, con tres (3) cables 1000 XLPE por fase.

Contrato: Por licitar
Estado del Proyecto: en diseño
Inicio de Operación: diciembre de 2020
Costo estimado: B/. 850,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:





ADICIÓN DE COMPENSACIÓN REACTIVA

Existe restricción de flujos en la Red de Transmisión, además los bajos niveles de voltaje y reserva de potencia reactiva que se presentan en algunos puntos del Sistema Principal de Transmisión, los cuales se provocan cuando se transfiere gran cantidad de energía generada por las plantas hidroeléctricas ubicadas en el occidente del país y que debe ser transferida hacia los principales centros de carga, en la ciudad de Panamá y Colón. Esta situación se agudiza en los escenarios de demanda alta en época lluviosa, a pesar que se ha invertido en la instalación de bancos de capacitores a finales del 2012, en las Subestaciones Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y Panamá II 115 KV (120 MVAR) y en el 2013 en Panamá II 230 KV (120 MVAR) y en Panamá 115 KV (aumento a 120 MVAR).

Con el propósito de tomar medidas concretas tendientes a eliminar estas restricciones se contrató a la empresa Manitoba Hydro International para la consultoría "Estudios y Diseño de Dos Subestaciones de Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC) en las Subestaciones de Llano Sánchez y Panamá II". El resultado de esta consultoría arrojó que era necesario adicionar dos compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) de +120/-30 MVAR en las Subestaciones Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de bancos de capacitores en las Subestaciones Panamá II 230 KV (2 x 30 MVAR) y Chorrera (3 x 30 MVAR). Además, estudios realizados por ETESA han determinado la necesidad de instalación de compensación reactiva (Capacitiva) en la S/E Veladero, Llano Sánchez y San Bartolo, mientras que en la S/E Changuinola y Guasquitas se necesitaría la instalación de reactores.

3. Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Panamá II 230 KV

Contrato: GG-112-2015

Estado del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: abril de 2020

Costo: B/. 7,019,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- Los suministros de los equipos a ser instalados se encuentran en sitio desde octubre de 2016.
- ETESA realizó una contratación para la construcción de plataformas, movimiento de tierra y conformación de taludes, que impactaban los siguientes proyectos: Capacitores de Panamá II, Capacitores de Chorrera y Statcom's de Llano Sánchez y Chorrera.
- El contrato de movimiento de tierra debió culminarse en 2016, sin embargo, las plataformas de los capacitores no fueron entregadas hasta octubre de 2018 para Panamá II, y febrero de 2019 para SE Chorrera.
- Esta demora ha generado 3 adendas de extensión de tiempo para la ejecución del contrato, el cual a día de hoy cuenta con un avance físico del 95% para Panamá II y de 80% para Chorrera.
- El retraso de este proyecto no se basa en problemas de la ejecución per sé del mismo, sino de contratar separadamente la construcción de las terracerías lo cual ha impactado negativamente la puesta en servicio del proyecto.

4. Adición de Bancos de Capacitores de 90 MVAR en Subestación Chorrera 230 KV

Contrato: GG-112-2015

Estado del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: abril de 2020

Costo: B/. 7,487,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- Los suministros de los equipos a ser instalados se encuentran en sitio desde octubre de 2016.
- ETESA realizó una contratación para la construcción de plataformas, movimiento de tierra y conformación de taludes, que impactaban los siguientes proyectos: Capacitores de Panamá II, Capacitores de Chorrera y Statcom's de Llano Sánchez y Chorrera.
- El contrato de movimiento de tierra debió culminarse en 2016, sin embargo, las plataformas de los capacitores no fueron entregadas hasta octubre de 2018 para Panamá II, y febrero de 2019 para SE Chorrera.
- Esta demora ha generado 3 adendas de extensión de tiempo para la ejecución del contrato, el cual a día de hoy cuenta con un avance físico del 95% para Panamá II y de 80% para Chorrera.
- El retraso de este proyecto no se basa en problemas de la ejecución per sé del mismo, sino de contratar separadamente la construcción de las terracerías lo cual ha impactado negativamente la puesta en servicio del proyecto.

5. STATCOM Panamá II y Llano Sánchez

Basado en los análisis de flujo se identificó la necesidad de contar con equipos que compensaran al SIN de forma dinámica (SVC, STATCOM), se consideró la instalación de dos STATCOM con capacidad de compensación capacitiva e inductiva de +120/-120 MVAR,

Con la adición de estos STATCOM en las Subestaciones Llano Sánchez y Panamá II, se brindará la potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje del sistema dentro de los límites permitidos de manera automática de presentarse alguna contingencia en el Sistema Interconectado Nacional, cumpliendo así con el Reglamento de Transmisión.

Este elemento permitiría aumentar considerablemente el flujo de energía desde occidente beneficiando la generación producida por las plantas hidroeléctricas localizadas en el occidente del país, en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Contrato: GG-037-2016

Estado del proyecto: en ejecución

Inicio de Operación:

S/E Llano Sánchez: junio de 2020

S/E Panamá II: junio de 2020

Costo S/E Llano Sánchez: 22,702,000

Costo S/E Panamá II: 21,652,000

Costo total de B/. 44,354,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- ETESA dio la Orden de Proceder a CONSORCIO VIMAC, S.A. y HYOSUNG CORPORATION, a partir del 20 de marzo de 2017.
- La empresa VIMAC, S.A. fue inhabilitada para trabajar con ETESA;



por lo que el departamento de Legal de ETESA le solicitó a HYOSUNG que registrara su empresa en Panamá.

- En el segundo semestre del 2017, se iniciaron conversaciones con la empresa HYOSUNG CORPORATION para que ellos se encargaran de realizar el montaje, puesta en marcha y obras civiles de compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC/STATCOM) en las subestaciones Panamá II y Llano Sánchez de 230kV. Conforme a lo establecido en el capítulo VIII de la ley 22 de 27 de junio de 2006, ETESA da inicio en septiembre de 2017 al proceso de contratación a través del Procedimiento Especial de Contratación (PEC).
- La selección de la empresa Hyosung T&D Panamá se sustentó en que era la filial en Panamá de Hyosung Corporation fabricante del STATCOM y propietaria del contrato GG-037-2016, con alcance de suministro de los equipos convencionales y especiales, así como de la supervisión del montaje del proyecto. Dado que la tecnología del STATCOM es de vanguardia mundial en el sector eléctrico, estas tecnologías solamente son implementadas por sus desarrolladores.
- Por lo anteriormente expuesto y aunada la necesidad de entrada en operación del proyecto en diciembre de 2017 se presentó en la Asamblea Nacional para aprobación.
- A principios de 2018, continuaron las negociaciones de las cláusulas de este nuevo contrato, y la solicitud de todos los requerimientos pertinentes.
- En mayo de 2018, mediante la nota HS-PA-STATCOM-L142, del 31 de mayo, HYOSUNG CORPORATION nos informa que, a partir del 1 de junio de este año se daría una segregación, y producto de esto la

empresa que llevaría el contrato en asunto pasaría a ser HYOSUNG HEAVY INDUSTRIES CORPORATION, lo cual nos obliga a realizar nuevamente todos los trámites de aprobaciones a todas las entidades correspondientes con la finalidad de dar inicio a la construcción del proyecto, cuyos materiales estaban próximos a ser recibidos.

- Posteriormente, ETESA se encontraba a la espera de que HYOSUNG HEAVY INDUSTRIES CORPORATION, sometiera toda la documentación correspondiente para la firma de contrato, mientras se realizaban las negociaciones referentes a algunas cláusulas.
- Mediante la nota ETE-DTR-GI-803-2018, con acuse de recibo del 28 de agosto de 2018, se le informó al contratista que ETESA había recibido sustancialmente la plataforma de la subestación Llano Sánchez donde se instalarán los equipos del proyecto STATCOM.
- En octubre del 2018, ETESA y el contratista firman un Acuerdo de Entendimiento para el Montaje, Puesta en Servicio y Obras Civiles de Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC/STATCOM) en las subestaciones Panamá II y Llano Sánchez de 230kV, mientras se culminaba el trámite de firma del contrato.
- Las Fianzas para el contrato se recibieron en ETESA el 2 de noviembre de 2018, mediante la nota HHIC-PA-PJT-L001.
- El 9 de noviembre de 2018, se firmó, con HYOSUNG HEAVY INDUSTRIES CORPORATION, el contrato GG-114-2018, para el "Montaje, Puesta en Servicio y Obras Civiles de Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (STATCOM) en las subestaciones Panamá II y Llano Sánchez de 230kV"





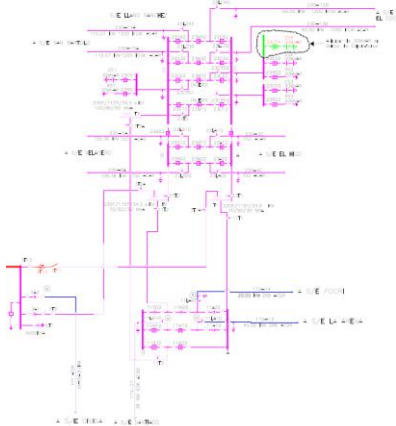
- El 21 de noviembre de 2018, el contratista extrajo muestras en el área de la nave 9 de 230kV, y de la plataforma del STATCOM, en la subestación Llano Sánchez, para elaborar el estudio de suelo que le permitiría proceder con la elaboración de planos y memorias de cálculos. Dicho estudio de suelo fue presentado a ETESA el 13 de diciembre de 2018.
- El contrato GG-114-2018 fue refrendado, por la Contraloría General de la República, el 14 de enero de 2019.
- La designación del Jefe del Proyecto se formalizó internamente el 23 de enero de 2019.
- La Reunión de Inicio y Coordinación del proyecto se hizo el 24 de enero de 2019. El contratista formalizó la entrega de los documentos de reunión de inicio, a través de la nota HHIC-PA-PJT-G003, recibida en ETESA el 28 de enero de 2019, la cual fue respondida mediante la nota ETE-DTR-GI-089-2019, elaborada el 8 de febrero de 2019.
- Se le dio Orden de Proceder al contratista, a partir del 11 de febrero de 2019, mediante la nota ETE-DTR-GI-083-2019, con acuse de recibo de esa misma fecha.
- La cuenta correspondiente al Anticipo del contrato ingresó a la ventanilla de ETESA, el día 13 de marzo de 2019, y la misma ya fue pagada.
- A través de la nota ETE-DTR-GI-172-2019, con acuse de recibo del 14 de marzo de 2019, ETESA le informa al contratista que se encargaría de tramitar los permisos de construcción pertinentes, frente a las autoridades competentes, por lo que lo insta a realizar los esfuerzos necesarios para iniciar la obra en cuanto le fuera posible. ETESA aún no mantiene Permisos de Construcción para el proyecto.
- A mediados del mes de abril, el contratista inició la movilización de los contenedores que servirían como oficinas y almacenaje de herramientas en la obra, en la subestación Llano Sánchez
- En mayo del presente año, el contratista inició el replanteo, las excavaciones, y el vaciado de las zapatas de las fundaciones de algunos equipos de la nave 9 de 230kV de la subestación Llano Sánchez.
- En junio de 2019, el contratista solicitó acceso a la plataforma de la subestación Panamá II y realizó la extracción de muestras para obtener el estudio de suelo, a partir del cual continuar con el desarrollo de la ingeniería de las fundaciones para esta subestación. Los resultados de este estudio se recibieron en ETESA el 29 de julio de 2019, mediante la nota HHIC-PA-PJT-G028. La plataforma de la subestación Panamá II no ha sido entregada al contratista.
- Mediante la nota ETE-DI-GAP-173-2019, del 10 de septiembre de 2019, se le informó al contratista que ETESA había recibido sustancialmente la plataforma de la subestación Panamá II donde se instalarán los equipos del proyecto STATCOM.



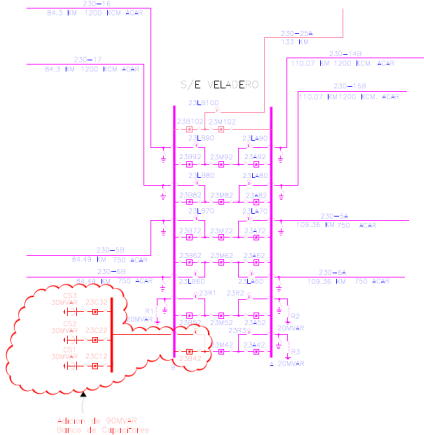
6. Adición de Bancos de Capacitores en Subestaciones Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez 230 KV

Esquema del Proyecto

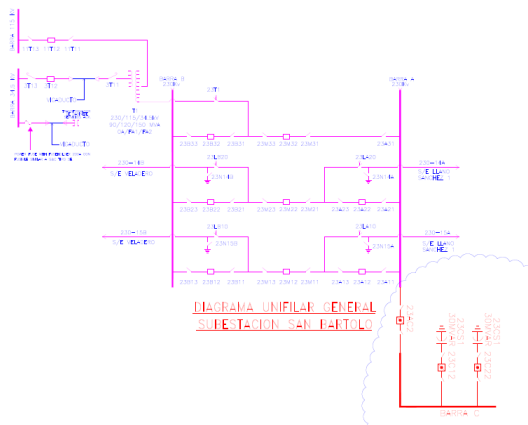
S/E Llano Sanchez



S/E Veladero



S/E San Bartolo



Contrato: GG-131-2017

Estado del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: mayo de 2020

Costo S/E Llano Sánchez: B/. 2,478,000

S/E San Bartolo: B/. 5,231,000

S/E Veladero: B/. 7,520,000

Costo total: B/. 15,229,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- La orden de proceder para el contrato GG-131-2017, fue dada el 9 de abril de 2018.
- Debido a experiencias previas en proyectos anteriores de compensación reactiva con bancos de capacitores shunt, ETESA modifica ciertos parámetros de las características de los interruptores de potencia en las especificaciones técnicas, para mitigar los efectos de reencendidos de las cámaras interruptoras y evitar así indisponibilidades de estos importantes equipos.
- Los valores descritos en las especificaciones no correspondían a valores posibles de ajustar en un aislamiento de 230 kV, sino en 362 kV. Esto generó una larga sesión de discusión con los futuribles fabricantes de estos equipos para asegurar que los equipos estuviesen constituidos de las características eléctricas necesaria para mitigar este dañino efecto, entendiéndose que los valores solicitados fuesen superiores a los normados por los distintos organismos como (ANSI, IEC).
- La sesión se extendió alrededor de 6 meses, los cuales después de un acuerdo contractual entre ambas partes se dio la orden de fabricación de los equipos en octubre de 2018.

- Todos los equipos se entregaron en sitio a finales de mayo del 2019.
- Actualmente se cuenta con un avance global del 83%, en la adenda se ha tramita una extensión hasta marzo de 2020.

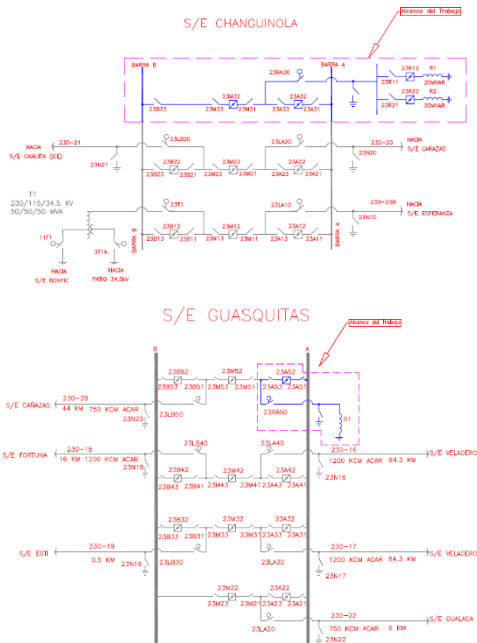
Costo S/E Guasquitas: B/. 11,320,000
 Costo total: B/. 28,254,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

7. Adición de Banco de Reactores de 40 MVAR en Subestación Changuinola y 20 MVAR en Subestación Guasquitas 230 KV

Con el objetivo de cumplir con el criterio calidad de suministro establecidos en la reglamentación vigente, es necesario la adición de bancos de reactores en las Subestaciones Changuinola (40 MVAR) y Guasquitas (20 MVAR), para mantener el voltaje en el rango adecuado para las condiciones de demanda mínima.

Esquema del Proyecto



Contrato: GG-069-2017 Suministro y GG-132-2017 Montaje
 Estado del Proyecto: en ejecución
 Inicio de Operación
 S/E Changuinola: marzo de 2020
 S/E Guasquitas: marzo de 2020
 Costo S/E Changuinola: B/. 16,934,000

- El proyecto de adición de Reactores de SE Guasquitas (20 MVAR) y Changuinola (40 MVAR), fue realizado bajo la modalidad Suministro – Montaje, el cual mediante licitación pública fue rubricado el contrato GG-069-2017 para el suministro de los reactores de ambas subestaciones.
- Luego de infructuosamente adjudicar el contrato de montaje, se contactó a la empresa adjudicataria del contrato de suministro para realizar la instalación de los equipos, para lo cual se generó el contrato GG-132-2017, para tal fin.
- Actualmente la adición del reactor de SE Guasquitas lleva un 70% de avance, por lo que se espera energizar el proyecto dentro del primer cuatrimestre del 2020.
- Para SE Changuinola, se tramita una adenda para la adecuación del terreno donde se instalarán los 2 reactores. El terreno donde se instalará la plataforma no posee las condiciones adecuadas para realizar la construcción por lo que se hace necesario el saneamiento completo de la plataforma para eliminar el material orgánico que actualmente se encuentra en dicho lugar.
- Actualmente se tramita la citada adenda, para formalizar contractualmente los adicionales por adecuaciones del terreno.
- Todos los equipos de todas las subestaciones se encuentran en cada sitio, para el caso crítico de



Subestación Changuinola se requiere el refrendo por parte de la Contraloría General de la República para seguir adelante con los trabajos adicionales.

8. Adición de Bancos de Capacitores de 20 MVAR en Subestación Santa Rita 115 KV

Con el propósito de brindar el soporte de potencia reactiva en el área de Colón, una vez se vea disminuido la producción de energía en la Zona de Atlántica (115 KV), producto de que la misma se vería desplazada una vez se eliminen las restricciones en la SSEE Panamá y Cáceres, será necesario instalar bancos de capacitores en la Subestación Santa Rita 115 KV.

Con el fin de cumplir con los criterios de nivel de tensión y seguridad, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión. Se requiere sea instalado 20 MVAR en el año 2023.

Contrato: por licitar
Estado del Proyecto: en diseño
Inicio de Operación: julio de 2022
Costo: B/. 1,649,000

Beneficios

Con la adición de la compensación reactiva detallada con anterioridad se incrementará la reserva de potencia reactiva del sistema y se mantendrán los voltajes dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión, permitiendo un aumento considerable del flujo de energía desde occidente, beneficiando la generación de las plantas hidroeléctricas instaladas en el área occidental del país, lo que se traduce en un menor costo operativo del sistema al desplazar energía termoeléctrica cuyo costo de producción depende de la volatilidad del precio del combustible.

REPOTENCIACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) en los próximos años, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación y la instalación de nuevos proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de aproximadamente 840 MW, que sumado a los más 2,162 MW existentes daría un total de 3,000 MW aproximadamente. Debido a que la mayor parte de esta generación que se espera sea instalada, generaría de manera intermitente, se debe tener suficiente capacidad de transmisión para transportar dicha energía hasta los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, por lo tanto, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la Subestación de Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones.

En el año 2017, entró en operación la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea de transmisión LT1, Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – El Higo – Chorrera – Panamá la cual data de los años 1978 y 1979, además de la LT2 Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la eficiencia de la LT1 y LT2, la capacidad de la misma debe ser aumentada a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, utilizando un conductor que permita reducir las pérdidas.

Una vez se pueda transportar toda la energía generada en la zona occidente y zona central del país se pudieran presentar sobrecargas en las líneas de transmisión del área de Colón debido a que la generación del área sería desplazada por su alto costo de



producción. Además, en la actualidad existen líneas que deben ser reemplazadas debido a que están próximas a cumplir con el periodo de vida establecido por el distribuidor del mismo.

Debido a la construcción de nuevas plantas de generación térmica a base de gas natural ubicadas geográficamente en la provincia de Colón y cuya generación espera ser transportada directamente a los centros de cargas ubicados en la provincia de Panamá, se prevé la instalación de un nuevo corredor energético que permita transmitir la energía generada de manera segura y confiable.

9. Aumento de Capacidad LT 1 Línea de 230 KV Mata de Nance–Veladero

Para el aumento de capacidad de esta línea será necesario cambiar el conductor de la misma por uno que soporte altas temperaturas de operación y características similares (peso, tensión, etc.) al conductor existente 750 ACAR, de esta forma se podrán utilizar las torres ya instaladas. Para esto se ha considerado utilizar el conductor 714 Dove ACCC que cumple con lo especificado con anterioridad.

Contrato: GG-136-2017

Estado del proyecto: terminado

Fecha de entrada en operación: marzo de 2020 (en operación desde enero de 2020)

Costo estimado: B/. 37,564,000

10. Aumento de Capacidad de la LT2 Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero

Para el aumento de la capacidad de la línea de transmisión LT2 en el tramo Guasquitas – Veladero, por tratarse de un conductor que es capaz de alcanzar los 500 MVA a 90°C (1200 ACAR) y la misma fue diseñada para operar a una temperatura inferior, solo se hace necesario hacer trabajos de retensado,

cambios en los aisladores o herrajes de la línea o movimientos de tierra (de ser necesario).

Contrato: GG-115-2017

Estado del proyecto: terminado

Entrada en operación: diciembre de 2019 (en operación desde junio 2019)

Costo estimado: B/. 4,738,000

11. Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV

Este proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de 230 KV, doble circuito, de 54 km. de longitud de la Subestación Mata de Nance a Progreso, con uno de los circuitos seccionado en la Subestación Boquerón III. Esta nueva línea reemplazará la línea existente entre estas subestaciones.

Se utilizará un conductor 1200 ACAR, con una capacidad de transmisión de 500 MVA, será necesario construir una línea de circuito sencillo desde la Subestación Progreso hacia la frontera con Costa Rica, con longitud de 9.7 km., para reemplazar la existente, con la misma capacidad antes indicada.

Para la conexión de esta nueva línea de doble circuito será necesaria la ampliación de la S/E Mata de Nance, con la adición de una nave de dos interruptores y en la S/E Progreso, con la adición de un interruptor en una de las naves existentes.

Con la construcción de este proyecto se podrá transmitir la totalidad de la generación de las centrales hidroeléctricas y solares existentes y en construcción en el área de Progreso, tales como Bajo de Mina (56 MW), Baitún (88 MW) y Bajo Frío (56 MW), además de las centrales hidroeléctricas conectadas en la S/E Boquerón III, que pueden llegar a un total de 100 MW aproximadamente y a la vez se reforzará la capacidad de



intercambio con el sistema eléctrico de Costa Rica.

estima poder finalizar este proyecto a finales del 2022.

Contratos: GG-101-2015 (línea) y GG-034-2017 (subestaciones)

Fase del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: junio de 2022

Costo estimado: B/. 32,276,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

Acuerdo Suplementario de Ejecución de Fianza de Cumplimiento:

Objetivo:

Resolver administrativamente el contrato entre ETESA y las empresas VIMAC, S.A. e ISOTRON, S.A.U., debido a la no ejecución de la obra. El Subrogado Fiador NACIONAL DE SEGUROS DE PANAMÁ Y CENTROAMÉRICA, S.A., designa como Tercer Ejecutor a CHINA CAMC ENGINEERING CO., LTD, PANAMÁ BRANCH.

- a) Plazo: 450 días
- b) Fecha de firma de Acuerdo: 21 de noviembre de 2017.
- c) Orden de Proceder: 19 de febrero de 2018.
- d) Fecha Final: 15 de mayo de 2019.
- e) Plazo Final Contractual: 630 días.
- f) Fecha Final Contractual: 11 de noviembre de 2019.
- g) Observaciones: Debido a que el tercer ejecutor CHINA CAMC ENGINEERING CO., LTD, PANAMÁ BRANCH, se retira del proyecto, se está en negociación con el Subrogado Fiador NASE S.A., para proponer un tercer ejecutor y dar inicios a los trabajos.
- h) De llegar a un entendimiento con el Subrogado Fiador y dar inicios a los trabajos a finales del 2019, se

12. Línea Subterránea Panamá - Cáceres 115 KV

Debido al aumento de la demanda de las subestaciones de las empresas distribuidoras conectadas a la Subestación Cáceres, además del desplazamiento de energía generada en el área de Colón por generación de occidente a un menor costo, existe la posibilidad de sobrecarga en las líneas de transmisión que vinculan las Subestaciones Panamá y Cáceres, líneas 115-12 y 115-37. Para evitar esta sobrecarga es necesario la construcción de una nueva línea de transmisión entre estas dos subestaciones. Debido a que no existe posibilidad de una línea aérea debido a lo poblado que se encuentra el área, será necesario la construcción de un nuevo vigaducto para la conexión de esta línea.

Este proyecto permitirá atender de forma segura y confiable la demanda de las subestaciones de las empresas distribuidoras conectadas en la Subestación Cáceres, sin la necesidad de realizar cambios al despacho económico previsto por el CND.

Este proyecto comprende las siguientes obras de transmisión:

- Nuevo vigaducto desde la S/E Panamá hasta la S/E Cáceres. Esta línea será de aproximadamente 0.8 km de longitud, con cable 750 XLPE, capacidad de transmisión de aproximadamente 150 MVA en condiciones normales de operación y de 180 MVA para contingencias.
- Ampliación en la S/E Cáceres: será necesario la ampliación de la S/E Cáceres 115 KV, que cuenta con esquema de barra principal y

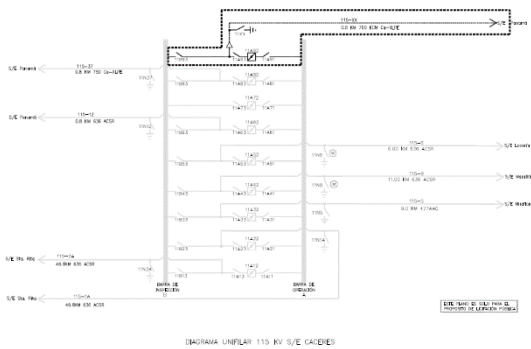
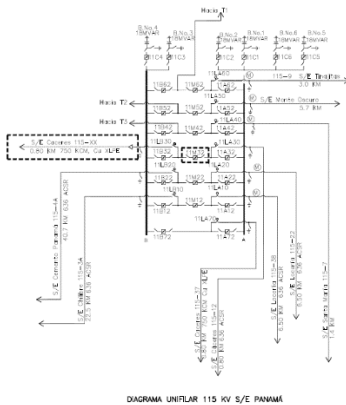




transferencia, mediante la adición de un interruptor de 115 KV, incluyendo los demás equipos asociados (cuchillas, CTs, etc.)

- Ampliación de la S/E Panamá: para la conexión de esta nueva línea se utilizará la posición en la nave 3, donde se conectará la Turbina de Gas de EGESA. Para esto, será necesario reemplazar el interruptor 11M32.

Esquema del Proyecto



apertura fue el 27 de diciembre de 2016, se licitó solamente la adición de las subestaciones Cáceres y Panamá y se declaró desierto porque la única empresa (COBRA) presentó una oferta muy por encima del valor estimado (101.54%)

- 2016-2-78-0-08-LP-007894: segunda licitación pública cuyo acto de apertura estaba para el 26 de enero de 2017 se canceló porque el vigaducto que se tenía estimado utilizar (vigaducto de ENSA) no iba a estar disponible para la fecha que debía entrar la línea subterránea.
- 2018-2-78-0-08-LV-010201_1ra. Convocatoria: licitación por mejor valor cuyo acto de apertura fue el 26 de noviembre de 2018 y se declaró desierto porque la empresa que oferto (IPELSA) no presentó todos los requisitos obligatorios para el Acto.
- 2018-2-78-0-08-LV-010201_2da. Convocatoria: licitación por mejor valor cuyo acto de apertura fue el 09 de septiembre. En el mismo participaron tres (3) empresas (CELMEC, INGELMEC Y COBRA) se encuentra en etapa de evaluación.

13. Línea de Transmisión Sabanitas – Panamá III 230 KV

ETESA ha determinado que la mejor manera de evacuar la futura generación a instalarse en la provincia de Colón, que permita además proveer de un corredor alternativo de abastecimiento a la provincia de Panamá, es mediante una nueva línea de transmisión a nivel de 230 KV desde Colón (Sabanitas) y se conectará a la Subestación Panamá III.

Contratos: por licitar
Fase del Proyecto: diseñada
Inicio de Operación: octubre de 2021
Costo estimado: B/. 6,808,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- 2016-2-78-0-08-LP-007889: primera licitación pública cuyo acto de

La línea será de 230 KV, doble circuito, con dos (2) conductores por fase, 1200 ACAR a temperatura de diseño de 90 °C, con lo que tendrá una capacidad aproximada de 1000 MVA por circuito tanto para operación normal como en contingencia. La misma tendrá una



longitud aproximada de 50 km, dependiendo de la ubicación final de las Subestaciones Sabanitas y Panamá III. Se ha considerado que la misma, dependiendo de la ruta, contará tanto con torres como poste. Preliminarmente se ha considerado una relación de 50% en torres y 50% en postes.

Fase del Proyecto: por licitar
Entrada en Operación: agosto de 2022
Costo Estimado: B/. 54,115,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- A inicios del 2017 se había enviado a Compras para publicar este pliego para licitación, pero fue devuelta porque la Administración de ETESA consideró que para cumplir con el plan de expansión se ejecutara este proyecto por uno de los agentes que desarrollan proyectos de generación en el sector atlántico.
- El 06 de octubre de 2017 se le entregó a NG POWER y MARTANO las especificaciones técnicas del proyecto hasta la ubicación de un nuevo terreno identificado (14kms menos de la actual).
- El 31 de agosto de 2018 MARTANO entrega las ofertas recibidas y solicita a ETESA estudie una nueva alternativa conectándose a la línea 115-3B/4B.
- A inicios de mayo de 2019, se recibe la instrucción gerencial de unificar los pliegos de la Línea Panamá III - Sabanitas, junto con las Subestaciones Panamá III y Sabanitas en una sola licitación pública.
- El 27 de mayo de 2019 se entrega Pliego de Cargos a la Gerencia de Compras, el Pliego unificaba la Línea Sabanitas - Panamá III y las subestaciones Panamá III y Sabanitas.
- 2019-2-78-0-03-LP-0011271: licitación pública, fecha de publicación 20 de

junio de 2019 cuyo acto de apertura está estimado para el 07 de noviembre de 2019. En esta licitación se ha cambiado la ubicación del terreno, se revisó el tipo de financiamiento, se incluyó la servidumbre (sin adquisición ni negociación) y el EsIA, se unificó el Proyecto a Línea Panamá III-Sabanitas y las subestaciones asociadas Panamá III - Sabanitas. El terreno está aún en negociación por lo que no se puede adjudicar hasta tener el mismo.

14. Aumento de Capacidad de la Línea LT2 Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV

Como se indicó en el proyecto nombrado “Aumento de Capacidad de la LT 2 Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero” y con la finalidad de aumentar la capacidad de transporte de esta línea se debe realizar los mismos trabajos especificados en para el tramo 1 de esta línea de transmisión.

Con el aumento de la capacidad de esta nueva línea de doble circuito Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV, se incrementará la capacidad de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), proveniente del occidente del país, donde se encuentra el potencial hidroeléctrico, lo que permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas, además de solares y eólicas.

Contratos: por licitar
Fase del Proyecto: diseñada
Inicio de Operación: julio de 2021
Costo estimado: B/. 14,274,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El Proyecto aumento de capacidad de la LT2_VEL-LLS-EICoco-PmáII, se envió a compras para licitarse en junio de 2016 y fue devuelta el 14 de noviembre de 2016 a la Gerencia de Diseño para correcciones y unificar los dos proyectos: Aumento LT1 y Aumento LT2 en una sola licitación.
- 2017-2-78-0-99-LP-008767 se publicó el 26 de junio de 2017 y tenía propuesto la fecha del acto público para el 30 agosto de 2017.
- con los trabajos realizados en el proyecto Aumento de Capacidad LT_MDN-VEL y Aumento de capacidad LT_GUAS-VEL y las dificultades en obtener las libranzas de dos líneas de manera concurrente, se decidió realizar un estudio más a fondo de la cronología de los trabajos tomando en consideración los tiempos de generación del occidente y las libranzas en época de lluvia o seca, además de algunos trabajos adicionales que se deben realizar en las torres. (reubicación de estructuras, etc.).

15. Línea Panamá II – Chepo 230 KV

Se ha incluido en el Plan de Expansión el aumento de capacidad de la línea existente Panamá II - Bayano, hasta el área de Chepo mediante el cambio de conductor a uno de alta temperatura, 714 Dove ACCC y la construcción de una nueva Subestación Chepo 230 KV. Esta línea es la más antigua del sistema de 230 KV. La misma entró en operación en el año 1976, por lo que ya cuenta con más de 40 años en servicio.

Debido a esto, es necesario el cambio del conductor, aprovechando así para instalar uno con mayor capacidad, a la vez que se necesita igualmente cambiar el hilo de guarda 7 No.8 desde Panamá II hasta Bayano y el cable de fibra óptica OPGW de Pacora hasta bayano. Además, será

necesario realizar reparaciones en algunas estructuras.

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes obras de transmisión:

- Aumento de capacidad en la LT Panamá II - Chepo: se cambiará el conductor de la línea de transmisión Panamá II hasta el área de Chepo (líneas 230-1A, 1B, 2A y 2B), aproximadamente 42 km, a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC. Este conductor tendrá una capacidad de 600 MVA/circuito a una temperatura de 180°C y 645 MVA/circuito a 200°C. Se utilizarán las torres existentes. Este conductor tiene menor peso (727 lb/kpie) en comparación con el conductor actual 636 ACSR (874 lb/kpie) por lo que no impone esfuerzos adicionales en las torres existentes, mientras que prácticamente triplica la capacidad de transmisión de estas líneas.
- Desde la nueva S/E Chepo hasta la S/E Bayano se mantendrá la línea existente.
- Cambio de hilo de guarda en la línea Pacora - Chepo - Bayano (230-1A) por un OPGW, con una distancia aproximada de 49.14 km. Igualmente se reemplaza el conductor de hilo de guarda 7 No.8 desde la Subestación Panamá II hasta la Subestación Bayano (69.14 km).

Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: agosto de 2021

Costo estimado: B/. 31,378,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- 2016-2-78-0-08-LP-007309: licitación pública cuyo acto de apertura estaba



previsto para el 25 de noviembre de 2016 y que fue cancelado el 22 de septiembre de 2016, para mejorar las especificaciones técnicas ya que era un proyecto que contaba con (8) renglones.

- 2016-2-78-0-99-LP-007970: Licitación pública cuyo acto de apertura estaba previsto para el 29 de mayo de 2017, se canceló por la reevaluación del alcance del proyecto el 9 de mayo de 2017, ya que el proyecto se había dividido en renglones que dificultaba la buena administración del mismo en la etapa de ejecución, adicional que incluía la construcción de la línea Chepo-Metetí que luego fue eliminada del plan de corto plazo.
- 2018-2-78-0-08-LV-010849: la publicación del pliego de cargos fue el 20 de diciembre de 2018 y tiene previsto su acto de apertura para el 08 de octubre de 2019. Se han elaborado adendas con referencia al tema financiero y la forma de pago y se aprovechó para incluir en la misma la revisión y reparación de las torres de la línea hasta la SE Bayano y reubicación de la torre T12.
- El terreno para la subestación está aún en negociación con el propietario quien ha manifestado interés en venderlo. Sin embargo, no se puede iniciar la construcción de la subestación hasta no contar con el mismo. Se evaluaron cuatro alternativas de terrenos ya que no se llegaba a una conclusión de negociación con los propietarios.

NUEVAS SUBESTACIONES

Debido al crecimiento poblacional que ha tenido el país sobre todo en el área de Panamá Oeste, además de la instalación de nuevos centros de generación con volúmenes que superan los 1000 MW de potencia instalada en años futuro. Se ha tomado la decisión de establecer nuevos

puntos de entrega de energía mediante la construcción de nuevas subestaciones para no sobrecargar las ya existentes, brindándole mayor confiabilidad y seguridad al SIN.

16. Nueva Subestación Panamá III 230 KV GIS

Este proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación nombrada Panamá III 230 KV, en esquema de interruptor encapsulada en gas GIS (Gas Insulated Substation), ubicada en el área de Mocambo. Esta subestación servirá para la conexión de las líneas de transmisión de 230 KV provenientes desde el occidente (LT2, LT3 y la futura LT4). También para la conexión de la línea de Sabanitas, proveniente desde Colón, en la cual se conectarán las futuras plantas termoeléctricas. Además, servirá como futuro punto de conexión de nuevas líneas de transmisión de las empresas distribuidoras para alimentar la demanda de nuevas subestaciones.

En su patio de 230 KV, esta subestación estará conformada de la siguiente forma:

- Dos (2) naves de tres (3) interruptores, para el seccionamiento de la línea LT2 de 230 KV El Coco – Panamá II (230-12A y 230-13A).
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores, para el seccionamiento de la Tercera Línea 230 KV Chorrera – Panamá.
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores para recibir la línea Sabanitas - Panamá III y la Cuarta Línea Chiriquí Grande – Panamá III 230 KV (Primera Etapa).

Esta subestación deberá contar con el área suficiente para las siguientes expansiones:

- Adición de tres (3) transformadores de 500/230 KV y patio de 500 KV con

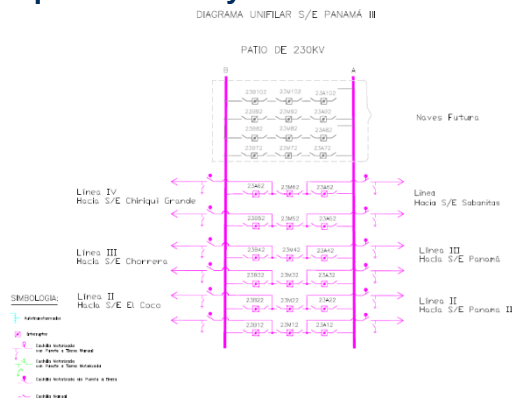


por lo menos 5 naves de interruptor y medio, para la conexión de la futura línea de transmisión de 500 KV proveniente desde Chiriquí Grande (operada inicialmente en 230 KV). Los transformadores y de los reactores necesarios.

- Espacio para expansión en el patio de 230 KV por lo menos para 5 naves de interruptor y medio.
- Espacio para expansión en el patio de 115 KV por lo menos de 4 naves y para dos transformadores 230/115 KV.
- Espacio para futura instalación de SVC y/o bancos de capacitores.

- Entre agosto y octubre del año 2018 se dan comunicaciones donde el Agente muestra su desinterés de la construcción de las subestaciones Panamá III y Sabanitas.
- La subestación Panamá III es incluida en las metas de la Gerencia de Diseño para el 2019.
- A inicios de mayo de 2019, se recibe la instrucción gerencial de unificar los Pliegos de las Líneas Panamá III - Sabanitas, junto con las Subestaciones Panamá III y Sabanitas en una sola licitación pública.
- El 27 de mayo de 2019 se entrega el Pliego de Cargos a la Gerencia de Compras, el Pliego unificaba la Línea Sabanitas - Panamá III y las subestaciones Panamá III y Sabanitas.
- El 20 de junio de 2019 se publica el en Panamacompra la LP No 2019-2-78-0-03-LP-011271, para el SUMINISTRO, MONTAJE, OBRAS CIVILES Y PUESTA EN OPERACIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE 6. TRANSMISIÓN DE 230 KV SABANITAS - PANAMÁ III Y SUBESTACIONES ASOCIADAS.

Esquema del Proyecto



Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: agosto de 2022

Costo estimado: B/. 35,267,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- Al 9 de octubre de 2017, por instrucciones gerenciales el Pliego de cargos de las subestaciones Panamá III y Sabanitas fue entregada a un Agente a través de la Nota ETE-DTR-GD-451-2017, a esa fecha este agente presentaba su intención de construir dichas subestaciones.

17. Nueva Subestación Sabanitas 230 KV

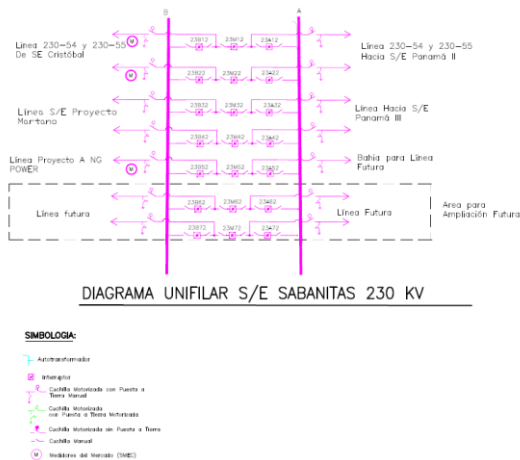
Debido a los contratos vigentes que se tienen para el suministro de energía con plantas térmicas a base de Gas Natural Licuado (GNL) todas ubicadas geográficamente en la provincia de Colón (aprox 1500 MW) y tomando en cuenta que el sistema de transmisión existente proveniente de la provincia de Colón no cuenta con la capacidad suficiente para transmitir esta generación, además de las ya existentes, es necesario el desarrollo de un nuevo corredor de transmisión, proveniente desde la provincia de Colón hasta Panamá.



Para la conexión de esta nueva línea de transmisión en el sector atlántico, será necesario la construcción de una nueva subestación en Colón, denominada Subestación Sabanitas 230 KV. La misma será construida en esquema de interruptor y medio encapsulada GIS (Gas Insulated Substation).

Esta subestación contará con cuatro (4) naves de tres (3) interruptores cada una, para un total de ocho (8) salidas de línea. Dos de estas salidas serán para la conexión de la LT de doble circuito proveniente desde la Central Termoeléctrica Costa Norte, dos para la LT de doble circuito proveniente de la Central Termoeléctrica Martano, dos para la LT de doble circuito hacia la Subestación Panamá II y dos para la LT de doble circuito hacia la nueva Subestación Panamá III.

Esquema del Proyecto



Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: noviembre de 2021

Costo estimado: B/. 20,094,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- Al 9 de octubre de 2017, por instrucciones gerenciales el Pliego de

Cargos de las subestaciones Panamá III y Sabanitas fue entregada a un Agente a través de la Nota ETE DTR-GD-451-2017, a esa fecha este agente presentaba su intención de construir dichas subestaciones.

- Entre agosto y octubre del año 2018 se dan comunicaciones donde el Agente muestra su desinterés de la construcción de las subestaciones Panamá III y Sabanitas.
- La subestación Sabanitas es incluida en las metas de la Gerencia de Diseño para el 2019.
- A inicios de mayo de 2019, se recibe la instrucción gerencial de unificar los Pliegos de las Líneas Panamá III - Sabanitas, junto con las Subestaciones Panamá III y Sabanitas en una sola licitación pública.
- El 27 de mayo de 2019 se entrega Pliego de Cargos a la Gerencia de Compras, el Pliego Incluye la Línea Sabanitas Panamá III y las subestaciones Panamá III y Sabanitas.
- El 20 de junio de 2019 se publica el en Panamacompra la LP No 2019-2-78-0-03-LP-011271, para el SUMINISTRO, MONTAJE, OBRAS CIVILES Y PUESTA EN OPERACIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 KV SABANITAS - PANAMÁ III Y SUBESTACIONES ASOCIADAS.

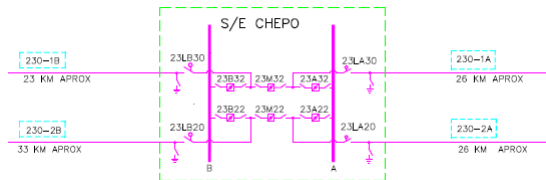
18. Nueva Subestación Chepo 230 KV

Esta nueva Subestación Chepo 230 KV servirá como nuevo punto de conexión para la empresa distribidora ENSA para sus clientes en el Sector Este de la provincia de Panamá, así como también para la conexión de nuevos proyectos solares o eólicos que se quieran desarrollar en el área.

Este proyecto contempla la construcción de las siguientes obras de transmisión:

- Nueva subestación en interruptor y medio al aire (AIS) con dos naves de tres interruptores cada una. Se incluye los equipos adicionales, como cuchillas, PTs, CTs, pararrayos, etc. Se debe dejar espacio suficiente para la construcción de nuevas naves de 230 KV, así como para futuros patios de 115 KV y/o 34.5 KV para la utilización por parte de la empresa distribuidora ENSA.

Esquema del Proyecto



Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: agosto de 2021

Costo estimado: B/. 14,178,000

En la instalación de estos nuevos proyectos se incluyen todos los equipos necesarios para la adecuada conexión de los mismos, tales como interruptores, cuchillas, PTs CTs, etc.

El costo indicado en cada proyecto es una estimación del mismo tomando en cuenta los costos actuales de los equipos y costos presentados por los oferentes en las diferentes licitaciones ya realizadas por ETESA, cabe mencionar que en este costo no se incluye el costo de la generación obligada o generación desplazada producto de la ejecución de cada proyecto y que debe ser calculado en el momento de su ejecución



CAPÍTULO 9

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 9

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

DIAGNÓSTICO DE LA RED DE LARGO PLAZO

Para el periodo de largo plazo se busca evitar que sistema presente congestiones y la necesidad de mantener generación obligada para cumplir con los criterios de calidad y seguridad.

La entrada en operación de los proyectos de Corto Plazo permitiría eliminar las restricciones que se presentan en la actualidad.

Pasado el año 2023 el aumento en la demanda y la disponibilidad de nuevas fuentes de generación provocarían nuevas necesidades para el SPT.

Ante la entrada de fuentes de generación renovable no convencional sería necesario mantener un alto margen de reserva reactiva, de lo contrario incurriríamos en el mismo problema que se presentan actualmente.

Dicho lo anterior es importante aumentar la reserva reactiva y la capacidad de transporte.

Nuevas líneas de Transmisión

Con el aumento en los flujos a nivel de 230KV en el anillo entre la S/E Panamá, Panamá II y Panamá 3, se presentarían sobrecargas ante la pérdida de un circuito entre Panamá y Panamá 3 por lo que se vería necesario la instalación de un nuevo circuito entre estas dos subestaciones.

Por tratarse de un área residencia donde convergen muchas líneas de transmisión

se recomienda que la misma sea subterránea.

A continuación de muestra el diagrama unifilar con las condiciones en estado N y de sobrecarga en estado N-1.

Figura 9. 1 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N, año 2028

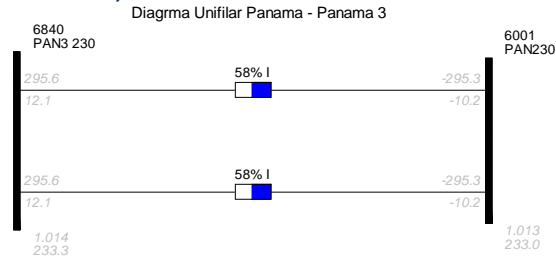


Figura 9. 2 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N-1, año 2028

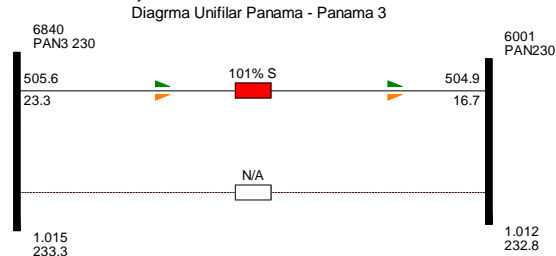
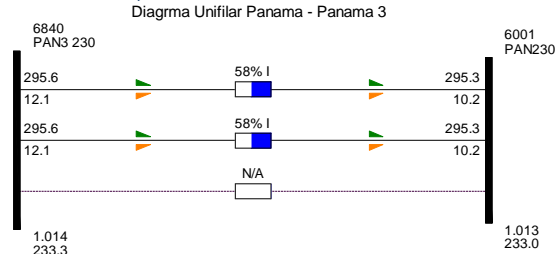


Figura 9. 3 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N-1, año 2028 + Circuito nuevo



ANÁLISIS DE LA 4TA LÍNEA

Para el análisis de justificación de entrada en operación de la 4ta línea de



Transmisión se sometió la misma a tres escenarios de expansión de generación, Escenario de Referencia, Renovables y de Demanda Alta.

Para cada escenario se maximizaron los flujos desde occidente con la finalidad de garantizar que toda la generación instalada en dicha zona pueda ser transmitida a los diferentes puntos de entrega.

Se consideró que toda la generación renovable no convencional instalada en occidente puede ser despachada al 100% y luego se despacharía hasta donde el sistema lo permita la generación instalada en la zona central, bajo esta premisa se identificaría la cantidad de energía renovable que puede ser despachada.

Como parte del análisis se determinará la fecha óptima de entrada en operación de la 4ta Línea, desde el punto de vista técnico y económico.

Escenario de Referencia.

A continuación, se muestra el resumen del Plan de Generación correspondiente al Escenario de Referencia.

Tabla 9. 1 Plan de Generación, Esc. Referencia
CASO DE REFERENCIA

Año	Hydro	Solar	Eólico	Termico	Total por Año
2019	9.89	12.90		5.10	27.89
2020	37.00	10.96	66.00		113.96
2021		137.62			137.62
2022	5.14	80.99		458.10	544.23
2023	24.61	81.56		670.00	776.17
2024					
2025	65.30				65.30
2026					
2027					
2028					
2029					
2030	228.46				228.46
2031					
2032					
2033					
Total por Tecnología	370.40	324.03	66.00	1133.20	1893.63

Escenario con 4LT

Con la entrada en operación a partir del 2023 el Sistema sería capaz de soportar

la generación hidroeléctrica instalada en la zona occidente, además de 193MW de energía solar conectada en dicha zona.

En total el flujo desde occidente sería de 1309.30 MW, para este escenario la demanda regulada estaría cubierta en su totalidad por fuentes renovables.

Bajo estas condiciones el Sistema soportaría 350 MW despachados en la en la zona central, por lo que para el 2023 la generación renovable no convencional despachada sería de 543MW, 64% de la potencia eólica y solar instalada, esta cifra representa el 24% de la generación total.

Para el año 2024 se produce un incremento en el despacho de la generación renovable no convencional, en total se despachan 584MW, 71% de la potencia eólica y solar instalada.

De igual forma que el año 2023 el despacho sería totalmente renovable para la demanda regulada, la única fuente térmica que se tiene en el despacho serían las turbinas de vapor de Minera Panamá, misma que suplen la demanda de la mina.

A partir del 2025, producto de los requerimientos de potencia reactiva, la generación con fuentes renovables no convencionales tendería a bajar ya que se debe mantener generación cercana a los puntos de entrega con la finalidad de mantener los niveles de reserva reactivos necesarios para soportar la contingencia de la 4LT.

En total se generaría el 65% de la potencia eólica y solar instalada, por lo que el despacho de estas tecnologías sería de 547MW.

A pesar de esto toda la generación instalada en la zona occidente podría ser despachada.



Entre el año 2026 y 2028 la generación renovable no convencional sería de aproximadamente 507MW, lo que representa el 20% de la generación total del Sistema y un 60% de la potencia instalada eólica y solar.

Figura 9. 7 Matriz 2026, Esc. Referencia con 4LT

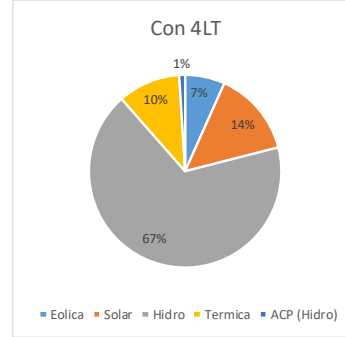


Figura 9. 4 Matriz 2023, Esc. Referencia con 4LT

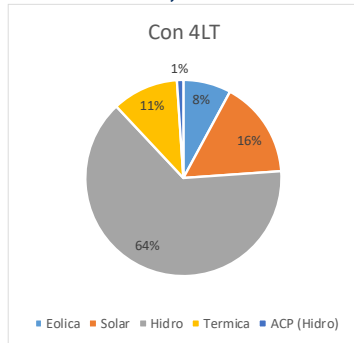


Figura 9. 8 Matriz 2028, Esc. Referencia con 4LT

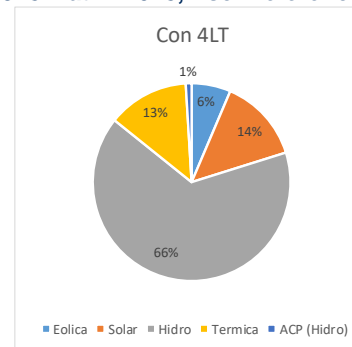


Figura 9. 5 Matriz 2024, Esc. Referencia con 4LT

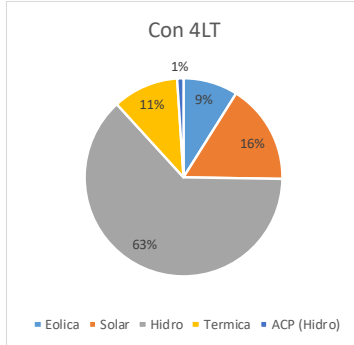


Figura 9. 9 Matriz 2030, Esc. Referencia con 4LT

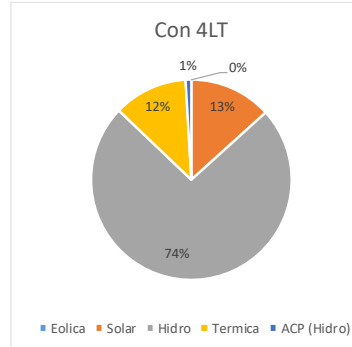
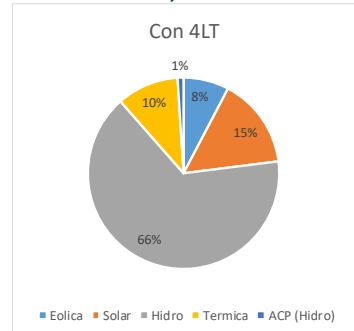


Figura 9. 6 Matriz 2025, Esc. Referencia con 4LT



Ante el aumento de la demanda en el año 2026 y 2028, y la falta de generación en la zona atlántica (115kV) los niveles de voltaje en dicha zona estarían fuera de límites, por lo que se hace necesario la instalación de bancos de capacitores en la S/E Santa Rita.

Esta situación debe ser revisada en un estudio más detallado ya que en la actualidad ETESA no mantiene puntos de entrega en dicha zona por lo que se debe

AP

considerar la instalación de compensación reactiva en los diferentes puntos de carga (distribuidoras) para mantener los voltajes dentro de los límites permitidos.

Para el 2030 se prevé el aumento del nivel de voltaje de la 4LT a 500kV, este cambio permitiría un aumento considerable del flujo hacia la 4LT, este direccionamiento del flujo provocaría la sobrecarga de la línea Fortuna – Chiriquí Grande, por lo que la misma debe ser repotenciada.

De igual forma se considera la entrada en operación del proyecto Changuinola II lo que aumenta considerablemente la disponibilidad de energía en la zona occidente.

Para el 2030 con la línea operando en 500kV el flujo desde occidente sería de 1578.60 MW, permitiendo el despacho de toda la generación instalada en occidente.

Bajo estas condiciones en la zona centro se despacharían 343.6MW con fuentes renovables no convencional.

Si se considerara mantener el nivel de voltaje en 230kV para el año 2030 solo se podría despachar el 88% de la generación hidroeléctrica instalada en occidente, en total se restringirían 130MW.

Con la finalidad de igualar las condiciones de despacho del escenario con la 4LT en 500kV se tendría que instalar un STATCOM de ± 250 MVAR en la S/E Panamá 3 si se considera mantener la línea operando en 230kV.

Escenario sin 4LT

De no entrar en operación la 4LT se reduciría la confiabilidad del sistema, a pesar de esto en los primeros años (2023-2024) se pudiera despachar gran parte de la generación instalada en occidente, pero no soportaría el despacho de grandes

volúmenes de generación de energía con fuentes renovables no convencionales instalada en la zona central del país.

Para todo el periodo de estudio el despacho de generación renovable no convencional se vería limitada a 193MW lo que representa el 23% de la potencia eólica y solar instalada.

La generación hidroeléctrica conectada en la zona occidente no mantendría cambios significativos hasta el 2026 cuando solo se permitiría despachar el 85% de la misma.

Para el 2030 se reduce al 78% el despacho de la generación instalada en la zona occidente, ya que se debe mantener generación cercana a centro de carga para aumentar los niveles de reserva reactiva.

El sistema presentaría problemas de estabilidad de voltaje por lo que se tendría que invertir en compensación reactiva para igualar las condiciones de despacho del escenario con la 4LT, de igual forma es necesario repotenciar algunos circuitos del Sistema, a continuación, se muestran las inversiones necesarias.

Tabla 9. 2 Inversiones Adicionales sin 4LT, Esc. Referencia

Año	Proyecto
2023	STATCOM Panamá 3 ± 250 MVAR
	S/E Veladero +60MVAR
	Repotenciación de la línea Fortuna-Guasquita
2024	S/E Panamá II +60MVAR
2028	S/E Santa Rita +20MVAR
2030	S/E San Bartolo +60MVAR
	S/E Llano Sanchez +60MVAR
	S/E Chorrera +60MVAR
	Circuito Veladero - Dominical (Siepac)
	Repotenciación Cañaza - Chiriquí Grande
	Repotenciación Cañaza - Guasquita
	Repotenciación Fortuna - Chiriquí Grande
Circuito Guasquita – Veladero	



De no darse estas inversiones no se cumpliría con el despacho económico, por lo que se debe aumentar la generación con fuentes térmicas.

Resumen Comparativo

De los análisis realizados se puede evidenciar que la entrada en operación de la 4LT a pesar de presentar flujos mayores reduciría las pérdidas de transmisión, además el sistema mantendría un margen de reserva reactiva mucho mayor que el caso sin la 4LT.

Dicho lo anterior para el escenario sin la 4LT requeriría de un despacho mayor para cubrir la demanda y además mantener los márgenes de reserva reactiva adecuados que permitan el cumplimiento del criterio de calidad y seguridad.

A continuación, se muestran los flujos desde occidente para ambos escenarios, para las líneas 1, 2 y 3 se considera el flujo que entra en la S/E Llano Sanchez.

Tabla 9. 3 Flujos desde Occidente Esc. Referencia

		Flujos desde Occidente						
Esc	Año	ESC DEM	LT1	LT2	LT3	LTA	TOTAL	
Referencia	Con 4LT	2023 Max	192.50	310.40	300.20	506.20	1308.30	
		2023 Med	203.60	320.30	312.00	487.80	1323.70	
		2023 Min	160.00	252.90	245.00	388.90	1046.80	
		2024 Max	191.82	309.96	299.76	532.36	1333.90	
		2024 Med	206.64	325.62	316.26	511.92	1360.44	
		2024 Min	163.63	259.06	251.10	411.78	1085.57	
	Sin 4LT	2025	Max	197.80	320.20	309.90	521.20	1349.10
			Med	211.20	332.80	322.20	503.20	1369.40
			Min	168.70	267.20	258.20	405.10	1099.20
		2026	Max	198.42	324.42	314.04	538.20	1375.08
			Med	214.57	337.54	326.96	530.18	1409.25
			Min	172.18	272.08	264.06	432.04	1140.36
		2028	Max	195.00	322.90	312.50	534.60	1365.00
			Med	213.80	333.30	322.80	536.90	1406.80
			Min	169.50	270.20	262.20	422.00	1123.90
		2030	Max (500kV)	148.50	264.70	254.90	910.50	1578.60
			Med (500kV)	159.80	275.00	265.20	912.30	1612.30
			Min (500kV)	119.60	206.70	199.00	713.40	1238.70
2030	Max (230kV)	204.80	339.40	328.90	563.70	1436.80		
	Med (230kV)	206.80	338.80	328.30	546.40	1420.30		
	Min (230kV)	183.30	291.10	283.00	492.50	1249.90		
Sin 4LT	2023	Max	308.40	473.50	461.00		1242.90	
		Med	310.10	462.70	453.70		1226.50	
		Min	269.60	397.70	389.20		1056.50	
	2024	Max	301.07	469.62	457.34		1228.03	
		Med	334.73	490.82	478.18		1303.73	
		Min	276.64	409.64	399.54		1085.82	
	2025	Max	310.80	483.90	471.20		1265.90	
		Med	337.10	507.40	494.50		1339.00	
		Min	282.50	419.60	408.00		1110.10	
	2026	Max	284.25	449.82	437.72		1171.79	
		Med	316.14	480.46	467.94		1264.54	
		Min	290.48	431.18	419.40		1141.06	
2028	Max	273.90	439.10	427.20		1140.20		
	Med	269.20	419.80	408.10		1097.10		
	Min	284.80	425.20	413.60		1123.60		
2030	Max	295.10	470.80	458.40		1224.30		
	Med	313.00	481.40	468.90		1263.30		
	Min	268.10	405.40	394.10		1067.60		

Como se puede apreciar se muestran flujos mayores considerando la 4LT, esto se debe mayormente a la disminución de las pérdidas de transmisión como se podrá evidenciar a continuación.

Tabla 9. 4 Perdidas Esc. Referencia

Año	Demanda	Con 4LT		Sin 4LT	
		MW	%Perd	MW	%Perd
2023	max	104.52	4.86%	150.04	6.97%
	med	91.67	4.96%	159.13	8.61%
	min	55.92	3.79%	101.04	6.85%
2024	max	105.07	4.77%	140.73	6.39%
	med	94.27	4.99%	154.59	8.19%
	min	58.12	3.86%	106.73	7.08%
2025	max	108.48	4.82%	154.53	6.87%
	med	97.9	5.08%	168.96	8.76%
	min	61.36	3.99%	109.93	7.15%
2026	max	107.77	4.69%	130.88	5.70%
	med	101.81	5.17%	147.73	7.50%
	min	64.16	4.09%	117.25	7.48%
2028	max	106.79	4.47%	124.11	5.19%
	med	104.4	5.10%	115.07	5.62%
	min	62.94	3.86%	112.88	6.93%
2030	max	76.62	3.08%	144.71	5.83%
	med	74.15	3.49%	149.16	7.02%
	min	44.27	2.62%	104.94	6.22%



La 4LT permitiría reducir las pérdidas de transmisión ahorrando en promedio aproximadamente 16 MM\$ anuales.

A partir del año 2026 sin la 4LT se presentan restricciones debido a la falta de compensación reactiva, por lo que se debe mantener generación cercana a los centros de carga para mantener los voltajes dentro de los límites exigidos ya sea en estado N como N-1.

En la siguiente tabla se muestra el despacho de los STATCOM en la S/E llano Sanchez y Panamá II, claramente se aprecia que en el caso de no contar con la 4LT se requeriría despachar los STATCOM al límite superior (Aportando

120MVAR), además se encuentra en línea toda la compensación reactiva (bancos de capacitores) conectado al SPT.

Tabla 9. 5 Despacho STATCOMs, Esc. Referencia

Año	Con 4LT		Sin 4LT	
	LSA	PAN II	LSA	PAN II
2023	-36.2	-40.2	119.5	-46.7
2024	-28	0	120	45.28
2025	-10.9	1.3	119.1	-32.7
2026	-23.8	4.93	43.53	63.77
2028	-0.7	53.9	120	40.8
2030	-65.8	14.5	120	120

A continuación, se hace una comparación del margen de reserva reactiva para el escenario con y sin la 4LT.

Figura 9. 10 Curva QV Año 2023, Esc. Referencia Con y Sin 4LT

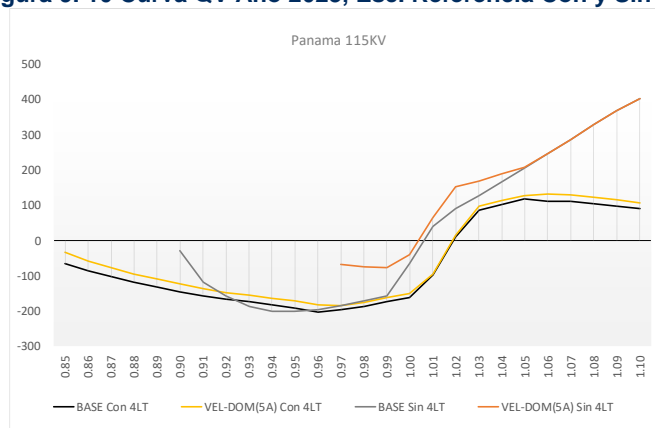
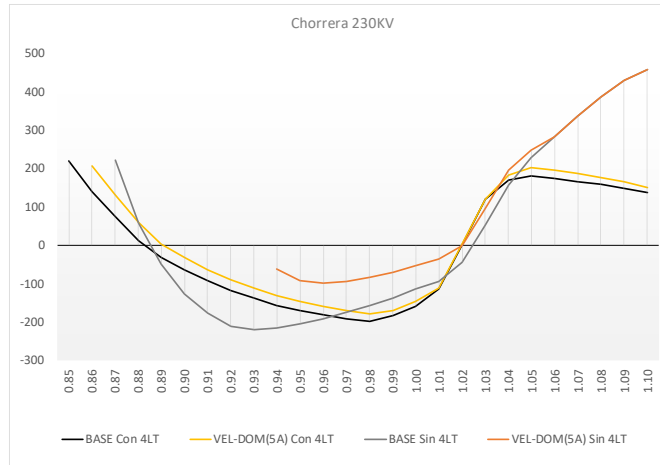


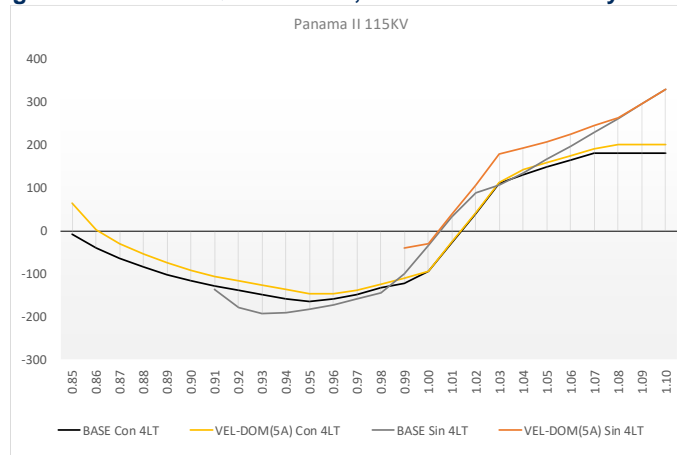
Tabla 9. 6 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Referencia

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-202.39		0.96	-197.39		0.94	-250.11		0.98
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-184.97	-17.42	0.97	-180.37	-17.02	0.95	-228.65	-21.46	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-130.95	-71.44	0.97	-129.95	-67.44	0.95	-164.88	-85.23	0.98
BASE Sin 4LT	-201.53	-0.86	0.94	-207.25	9.86	0.93	-215.72	-34.38	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-75.75	-126.64	0.99	-79.31	-118.08	0.98	-70.97	-179.13	0.97
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-105.26	-97.13	0.96	-110.28	-87.11	0.95	-107.82	-142.29	0.94

Figura 9. 11 Curva QV Año 2024, Esc. Referencia Con y Sin 4LT

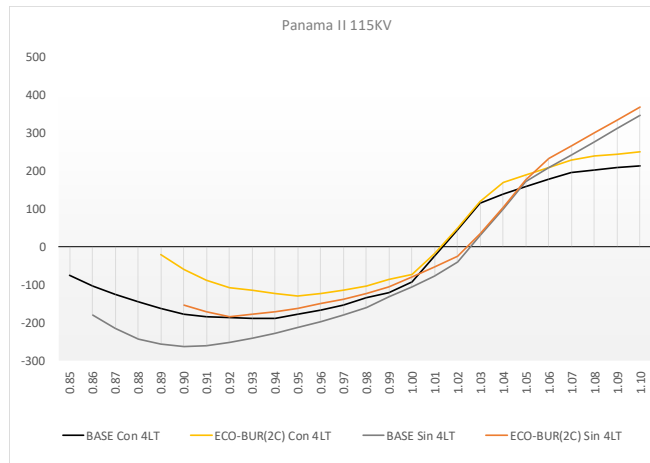

Tabla 9. 7 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Referencia

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-157.56		0.96	-155.91		0.95	-198.79		0.98
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-143.96	-13.60	0.97	-143.66	-12.25	0.95	-178.54	-20.25	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-86.24	-71.32	0.97	-86.25	-69.66	0.96	-106.63	-92.16	0.98
BASE Sin 4LT	-199.89	42.33	0.93	-208.40	52.48	0.91	-220.83	22.03	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-98.57	-58.99	0.96	-104.41	-51.50	0.95	-99.03	-99.76	0.96
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-112.73	-44.83	0.94	-121.29	-34.63	0.93	-119.43	-79.36	0.94

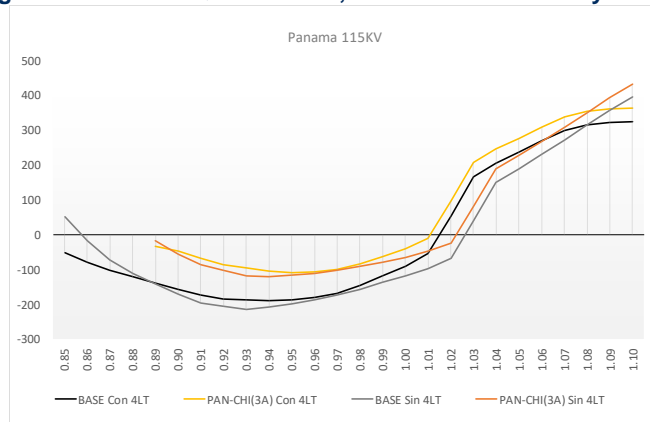
Figura 9. 12 Curva QV Año 2025, Esc. Referencia Con y Sin 4LT

Tabla 9. 8 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Referencia

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-166.00		0.97	-163.89		0.95	-208.57		0.98
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-153.36	-12.64	0.97	-146.51	-17.38	0.95	-185.64	-22.93	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-93.79	-72.21	0.97	-92.24	-71.65	0.96	-116.51	-92.06	0.98
BASE Sin 4LT	-185.78	19.78	0.95	-192.81	28.92	0.93	-198.64	-9.93	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-36.60	-129.39	0.99	-39.04	-124.85	0.99	-33.88	-174.69	0.97
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-86.99	-79.01	0.96	-90.87	-73.02	0.95	-88.37	-120.20	0.94

Figura 9. 13 Curva QV Año 2026, Esc. Referencia Con y Sin 4LT

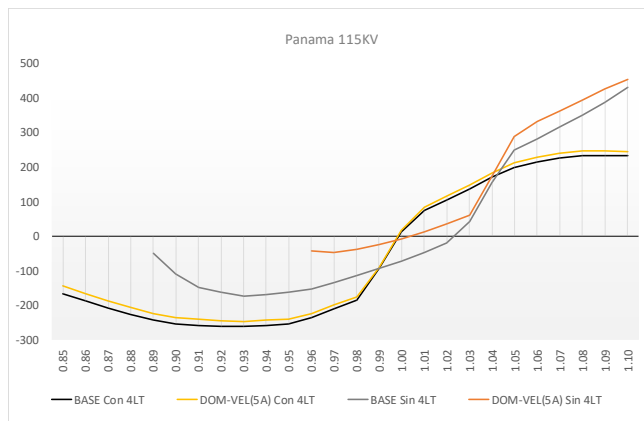


Tabla 9. 9 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Referencia

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-187.12		0.96	-188.80		0.94	-228.57		0.95
CHI-PAN115(3A) Con 4LT	-115.52	-71.60	0.96	-118.54	-70.25	0.95	-140.75	-87.82	0.97
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-121.80	-65.32	0.96	-128.70	-60.09	0.95	-158.22	-70.35	0.98
BASE Sin 4LT	-257.18	70.06	0.92	-262.21	73.41	0.90	-288.99	60.42	0.91
CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	-183.07	-4.05	0.93	-189.89	1.09	0.92	-201.14	-27.43	0.92
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-166.59	-20.53	0.93	-183.06	-5.74	0.92	-198.16	-30.41	0.93

Figura 9. 14 Curva QV Año 2028, Esc. Referencia Con y Sin 4LT

Tabla 9. 10 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Referencia

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-188.07		0.94	-191.54		0.92	-238.03		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-119.83	-68.24	0.95	-123.39	-68.15	0.94	-148.63	-89.40	0.96
PAN-CHI(3A) Con 4LT	-107.51	-80.55	0.95	-116.10	-75.44	0.94	-139.83	-98.20	0.96
BASE Sin 4LT	-214.17	26.10	0.93	-216.71	25.17	0.91	-242.65	4.62	0.93
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-143.04	-45.03	0.94	-148.41	-43.13	0.93	-162.28	-75.75	0.93
PAN-CHI(3A) Sin 4LT	-119.77	-68.30	0.94	-132.33	-59.21	0.93	-146.36	-91.67	0.94

Figura 9. 15 Curva QV Año 2030, Esc. Referencia Con y Sin 4LT



Tabla 9. 11 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Referencia

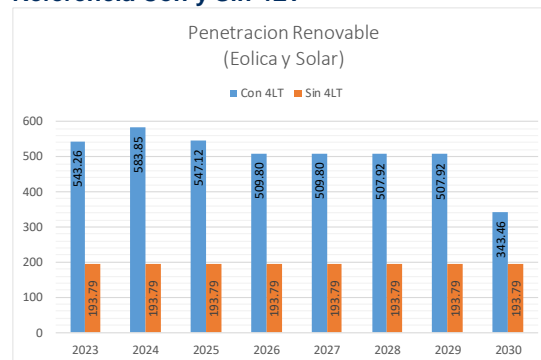
Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-261.41		0.93	-264.40		0.90	-330.92		0.95
DOM-VEL(5A) Con 4LT	-246.30	-15.11	0.93	-248.79	-15.61	0.91	-309.92	-21.00	0.95
GUA-VEL(16) Con 4LT	-254.68	-6.73	0.93	-256.88	-7.51	0.90	-321.05	-9.87	0.95
BASE Sin 4LT	-172.01	-89.39	0.93	-176.94	-87.46	0.92	-191.18	-139.74	0.92
DOM-VEL(5A) Sin 4LT	-45.89	-215.52	0.97	-48.73	-215.67	0.96	-43.79	-287.13	0.95
GUA-VEL(16) Sin 4LT	-77.41	-184.00	0.95	-82.30	-182.10	0.94	-77.59	-253.33	0.94

Las gráficas muestran que para ambos casos se mantiene suficiente margen de reserva, sin embargo, las condiciones que se presenta ante condiciones de contingencias en el escenario sin la 4LT mantendrían el sistema vulnerable de darse fallas consecutivas (N-2).

De igual forma se aprecia que ante contingencia en los escenarios con la 4LT el margen de reserva reactiva no mantiene cambios significativos con respecto a la reserva en estado N.

Dicho lo anterior se concluye que la 4LT le da mayor robustez al SIN ante momentos de falla.

A continuación, se muestra el comparativo de la generación renovable (Eólica y Solar) que el sistema soportaría tomando en cuenta las condiciones que presenta el escenario con y sin la 4LT.

Figura 9. 16 Penetración Renovable NC, Esc. Referencia Con y Sin 4LT


Como se puede apreciar la entrada en operación de la 4LT permitiría aumentar la cantidad de generación renovable no convencional manteniendo los márgenes de reserva óptimos para soportar todas las contingencias.

Escenario Renovable

Este escenario se contempla una gran cantidad de proyectos renovables no convencional en comparación con el escenario de referencia, este escenario no considera la entrada en operación del





proyecto Changuinola II, además telfers entraría a partir del año 2030.

A continuación, se muestra el plan de generación para el Escenario de Generación Renovable.

Tabla 9. 12 Plan de Generación , Esc. Renovable
CASO RENOVBLE

Año	Hidro	Solar	Eólico	Termico	Total por Año
2019	9.89	12.90		5.10	27.89
2020	37.00	10.96	66.00		113.96
2021		137.62			137.62
2022	5.14	80.99		458.10	544.23
2023	89.91	81.56	69.00		240.47
2024	11.48	43.00	22.00		76.48
2025	20.44	39.94	32.00		92.38
2026		62.30			62.30
2027		39.84			39.84
2028	10.01	39.75	22.00		71.76
2029			136.00		136.00
2030			80.00	670.00	750.00
2031			108.00		108.00
2032			104.40		104.40
2033					
Total por Tecnología	183.87	548.86	639.40	1133.20	2505.33

Escenario con la 4LT

Para el Escenario de Referencia se demostró que la entrada de la 4LT garantiza un aumento en la capacidad de transmisión que permitiría al sistema incrementar la generación de energía con fuentes renovables no convencionales.

Desde el año 2023 hasta el año 2025 toda la demanda de las distribuidoras podría ser abastecida por fuentes renovables lo que garantizaría un menor costo de generación.

A partir del 2026 el sistema presentaría problemas de estabilidad de voltaje ante la pérdida de la 4LT por lo que es necesario mantener generación cerca a los centros de carga para mantener el margen de reserva reactiva adecuado para soportar dicha contingencia.

A pesar de lo indicado la demanda de las distribuidoras sería abastecida por lo menos un 95% por fuentes renovables (Hidroeléctrica, Solares y Eólicas).

Tomando en cuenta que en el Sistema Interconectado Nacional además de las Empresas Distribuidoras se encuentran conectadas dos Empresas que cuentan con autogeneración (ACP y Minera Panamá), se muestra la composición de la matriz de generación y el resumen de generación despachada para cada escenario tomando en cuenta la autogeneración.

Figura 9. 17 Matriz 2023, Esc. Renovable con 4LT

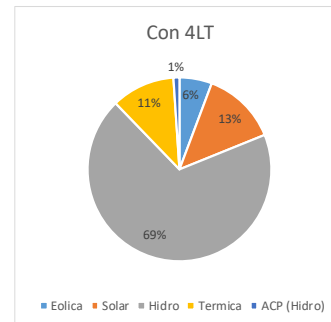


Figura 9. 18 Matriz 2024, Esc. Renovable con 4LT

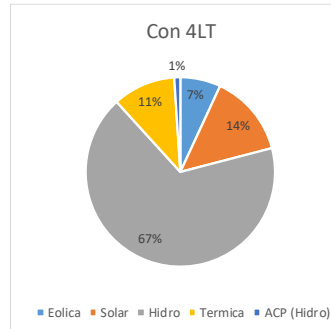


Figura 9. 19 Matriz 2025, Esc. Renovable con 4LT

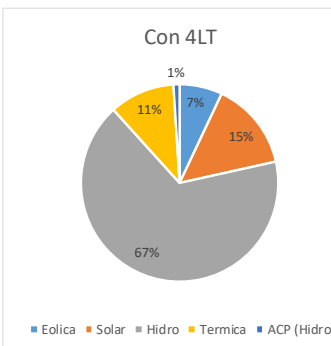


Figura 9. 20 Matriz 2026, Esc. Renovable con 4LT

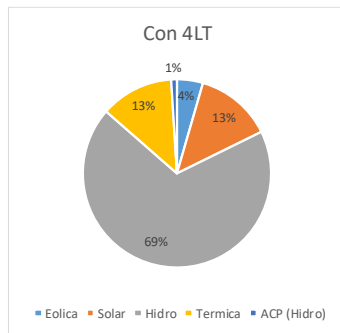


Figura 9. 21 Matriz 2028, Esc. Renovable con 4LT

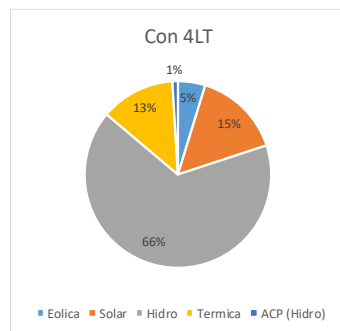
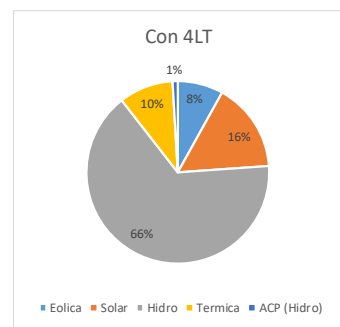


Figura 9. 22 Matriz 2030, Esc. Renovable con 4LT



Según los gráficos mostrados, la generación de Minera Panamá representaría entre el 10% de la demanda del SIN, mientras que la ACP solo representa el 1%.

Para el año 2023 la operación de la 4LT permitiría mantener despachado el 46% de la generación con Fuentes Renovables

no Convencionales (430MW), esta cifra aumentaría progresivamente, 486 MW (50%) en el año 2024 y 512 (48%) en el año 2025.

Como se indicó anteriormente en el año 2026 se requiere de generación cercana al centro de carga por lo que el monto se disminuye en relación al año 2025, en total el despacho sería de 429.69MW (37%).

El año 2028 aumentaría a 504.73MW (41%), para el 2030 la generación con fuentes renovables no convencional sería de 618MW (42%).

Escenario sin la 4LT

Sin la 4LT y ante una alta penetración de generación renovable el SIN no tendría suficiente reserva reactiva por lo que de darse las mismas condiciones de despacho del caso con la 4LT operaría con problemas de inestabilidad de voltaje.

Basado en lo anterior se debe mantener generación que brinde soporte de reactivo, tomando en cuenta que el problema de voltaje se presenta en las áreas muy cercanas a los grandes centros de demanda, se debe mantener despachada generación en Bayano y las plantas térmicas a base de GNL.

En consecuencia, no se podrá despachar la totalidad de la generación hidroeléctrica conectada en la zona occidente del país.

En comparación con el escenario con la 4LT se presentan montos inferiores de generación Renovable no Convencional, además la demanda de las Empresas Distribuidoras solo pudiera ser abastecidas como máximo por un 80% renovable.

Para estos escenarios hasta el año 2025 solo se podría generar hasta 193MW con fuentes Eólicas y Solares, en el 2026



aumentaría a 210MW y partir del 2028 la cifra se establecería en 260MW.

La demanda regulada (Empresas Distribuidoras) podría ser abastecida de un 76% al 92% por fuentes renovables, el caso con 4LT se podría cubrir esta demanda en su totalidad con fuentes renovables.

Para este escenario a partir del 2028 se tendría que construir un nuevo circuito entre Fortuna y Guasquita ya que dicho corredor presenta sobrecarga en estado N.

Resumen Comparativo

A continuación, se presentan los flujos desde occidente para el escenario con y sin la 4LT.

Tabla 9. 13 Flujos desde Occidente , Esc. Renovable

		Flujos desde Occidente						
Esc	Año	ESC DEM	LT1	LT2	LT3	LT4	TOTAL	
Escenario de Renovables	Con 4LT	2023 Max	205.30	331.90	321.40	514.60	1373.20	
		2023 Med	213.90	339.50	329.00	495.80	1378.20	
		2023 Min	160.90	255.80	246.10	383.30	1046.10	
		2024 Max	203.74	328.80	318.36	539.02	1389.92	
		2024 Med	216.53	344.28	333.66	523.28	1417.75	
		2024 Min	172.04	272.16	264.14	429.36	1137.70	
		2025 Max	205.00	338.10	320.90	526.80	1390.80	
		2025 Med	218.30	352.90	335.50	511.50	1418.20	
		2025 Min	166.70	271.70	255.20	399.70	1093.30	
	2026 Max	211.83	345.00	327.68	537.82	1422.33		
	2026 Med	222.93	353.24	336.98	539.54	1452.69		
	2026 Min	171.24	277.44	262.62	426.96	1138.26		
	2028 Max	218.80	355.60	338.20	553.50	1466.10		
	2028 Med	219.80	360.40	342.90	531.60	1454.70		
	2028 Min	173.80	283.80	267.20	428.10	1152.90		
	Sin 4LT	2030 Max 500KV	147.60	261.20	244.70	822.40	1475.90	
		2030 Med 500KV	160.50	276.70	261.00	805.20	1503.40	
		2030 Min 500KV	136.40	238.70	222.50	691.60	1289.20	
		2030 Max 230KV	186.40	313.10	296.00	494.30	1289.80	
		2030 Med 230KV	196.10	324.10	308.00	480.70	1308.90	
		2030 Min 230KV	182.50	300.10	283.20	449.60	1215.40	
		2023 Max	312.20	482.80	470.20	0.00	1265.20	
		2023 Med	321.30	483.50	470.90	0.00	1275.70	
		2023 Min	268.80	399.20	387.90	0.00	1055.90	
2024 Max	281.66	443.56	431.56	0.00	1156.78			
2024 Med	296.62	451.60	439.50	0.00	1187.72			
2024 Min	220.50	334.08	325.72	0.00	880.30			
2025 Max	279.10	448.10	429.50	0.00	1156.70			
2025 Med	329.10	503.10	483.60	0.00	1315.80			
2025 Min	258.10	393.50	375.60	0.00	1027.20			
2026 Max	281.12	452.30	433.72	0.00	1167.14			
2026 Med	302.12	467.92	449.16	0.00	1219.20			
2026 Min	233.39	359.44	344.30	0.00	937.13			
2028 Max	308.80	492.40	473.20		1274.40			
2028 Med	312.20	496.00	476.90		1285.10			
2028 Min	267.10	407.90	389.90		1064.90			
2030 Max	310.70	497.70	478.70		1287.10			
2030 Med	299.70	469.10	451.80		1220.60			
2030 Min	245.30	384.20	366.30		995.80			

Como se puede apreciar el escenario sin la 4LT presenta flujos desde occidente inferiores al escenario con la 4LT.

Las pérdidas de transmisión muestran diferencias significativas entre un escenario y el otro, a continuación, se muestra el resumen de las pérdidas para el Escenario de Renovables

Tabla 9. 14 Perdidas Esc. Renovable

Año	Demanda	Con 4LT		Sin 4LT	
		MW	%Perd	MW	%Perd
2023	max	107.61	5.00%	154.76	7.19%
	med	97.4	5.27%	153.34	8.30%
	min	57.36	3.89%	101.35	6.87%
2024	max	108.77	4.94%	128.03	5.82%
	med	100.03	5.30%	131.49	6.96%
	min	64.12	4.26%	70.73	4.69%
2025	max	111.02	4.94%	123.68	5.50%
	med	102.04	5.29%	159.29	8.26%
	min	60.44	3.93%	94.27	6.13%
2026	max	105.76	4.60%	126.24	5.50%
	med	102.51	5.21%	130.89	6.65%
	min	63.32	4.04%	79.1	5.04%
2028	max	115.62	4.83%	154.69	6.47%
	med	104.24	5.09%	156.39	7.64%
	min	65.22	4.00%	102.21	6.27%
2030	max	80.38	3.24%	133.37	5.37%
	med	74.93	3.52%	140.13	6.59%
	min	52.38	3.10%	89.74	5.32%

A pesar de que la 4LT mantiene flujos desde occidente mayor al escenario sin la misma, las pérdidas se reducirían ahorrando en promedio aproximadamente 16MM\$ anuales.

Tabla 9. 15 Despacho STATCOMs, Esc. Renovable

Año	Con 4LT		Sin 4LT	
	LSA	PAN II	LSA	PAN II
2023	-59.2	-72.5	64.2	92
2024	-26	-14	30	76.61
2025	-11.9	-11.6	120	-2.5
2026	-20	-26.44	76.21	59.05
2028	24.5	15.3	119.9	36.5
2030	-91	-52.3	120	120

Ante una alta penetración de fuentes renovables se provocaría bajos voltaje en los nodos del SPT, como se puede apreciar en la tabla anterior los STATCOMS se encuentran muy cercano a su valor máximo en el escenario sin la 4LT, basado en esto se calcularon los



niveles de reserva reactiva por lo que se realizó el análisis QV de cada escenario para corroborar que el sistema mantiene suficiente reserva reactiva.

4LT se requeriría despachar los STATCOM al límite superior (Aportando 120MVAR), además se encuentra en línea toda la compensación reactiva (bancos de capacitores) conectado al SPT.

En la siguiente tabla se muestra el despacho de los STATCOM en la S/E llano Sanchez y Panamá II, claramente se aprecia que en el caso de no contar con la

Figura 9. 23 Curva QV Año 2023, Esc. Renovable Con y Sin 4LT

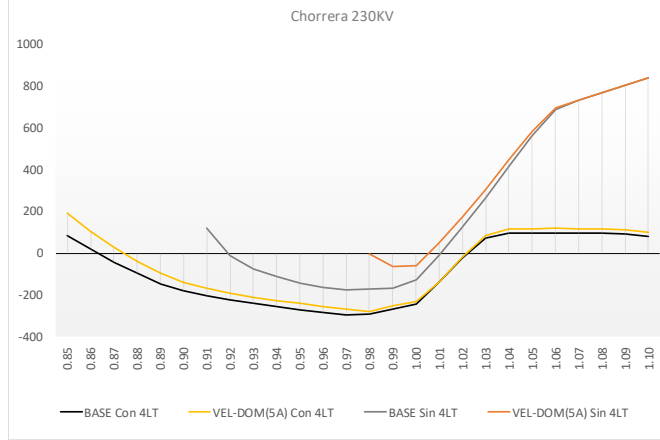


Tabla 9. 16 Resumen de Reserva Reactiva 2023, Esc. Renovable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-238.28		0.96	-235.15		0.93	-294.80		0.97
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-225.29	-12.99	0.96	-218.33	-16.82	0.94	-277.57	-17.23	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-171.74	-66.54	0.96	-169.79	-65.36	0.94	-215.77	-79.03	0.98
BASE Sin 4LT	-160.19	-78.09	0.98	-160.43	-74.72	0.97	-173.58	-121.22	0.97
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-80.65	-157.63	1.01	-76.70	-158.45	1.00	-65.23	-229.57	0.99
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-39.32	-198.96	1.01	-40.61	-194.54	1.01	-39.17	-255.62	0.99

Figura 9. 24 Curva QV Año 2024, Esc. Renovable Con y Sin 4LT

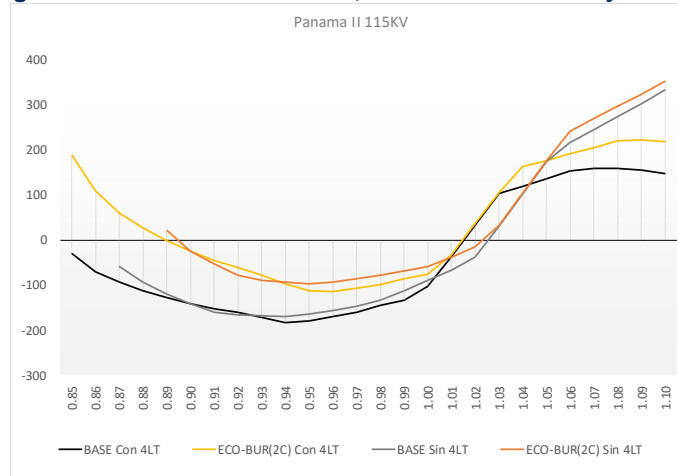
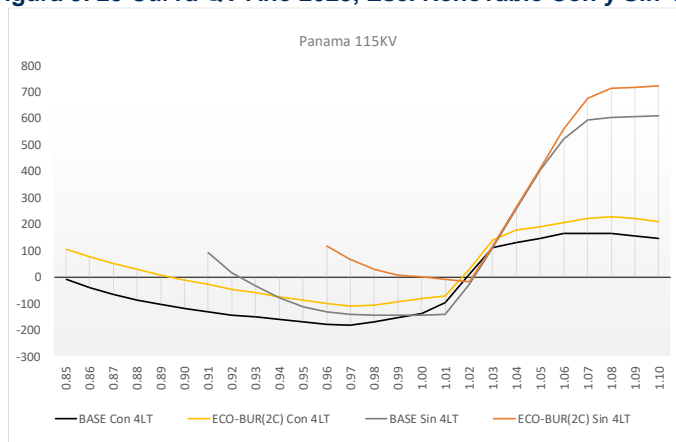



Tabla 9. 17 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Renovable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-183.31		0.96	-183.29		0.94	-222.03		0.96
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-113.90	-69.41	0.97	-113.68	-69.61	0.96	-139.00	-83.03	0.98
CHI-PAN115(3A) Con 4LT	-122.63	-60.67	0.97	-127.12	-56.17	0.96	-158.97	-63.06	0.98
BASE Sin 4LT	-162.80	-20.51	0.95	-169.38	-13.91	0.94	-183.64	-38.39	0.95
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-92.08	-91.23	0.96	-96.89	-86.40	0.95	-103.11	-118.92	0.96
CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	-97.38	-85.93	0.96	-104.99	-78.30	0.95	-113.54	-108.49	0.97

Figura 9. 25 Curva QV Año 2025, Esc. Renovable Con y Sin 4LT

Tabla 9. 18 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Renovable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-180.93		0.97	-178.64		0.95	-215.71		0.97
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-161.56	-19.37	0.97	-159.08	-19.56	0.95	-190.96	-24.75	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-107.88	-73.05	0.97	-108.72	-69.92	0.96	-129.69	-86.02	0.98
BASE Sin 4LT	-144.66	-36.27	0.98	-146.48	-32.16	0.97	-160.06	-55.65	0.99
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-110.93	-70.00	1.01	-111.90	-66.74	1.00	-117.62	-98.09	0.99
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-17.75	-163.18	1.02	-11.71	-166.93	1.01	-13.57	-202.14	0.99

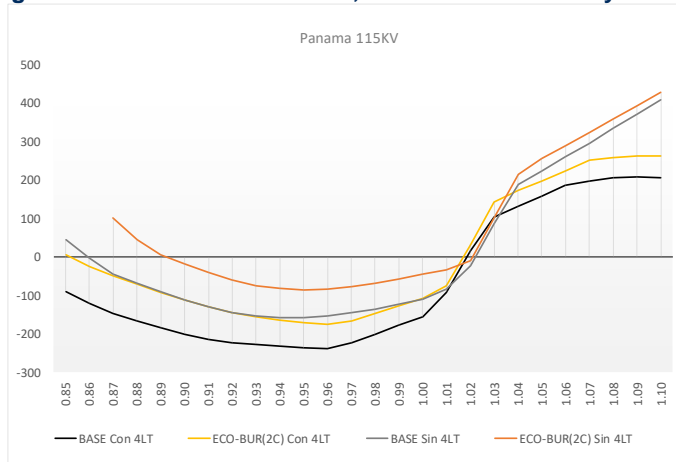
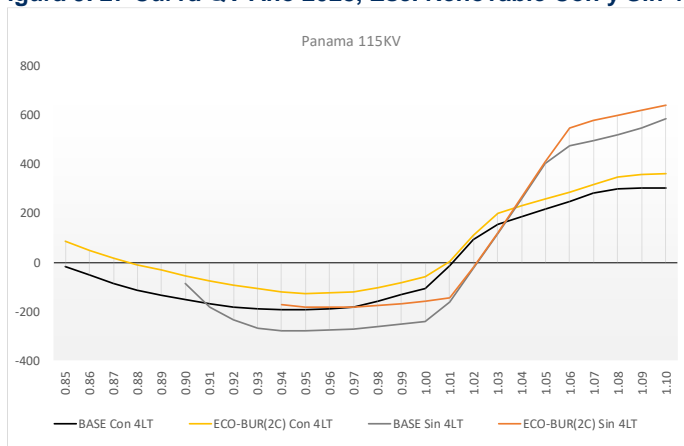
Figura 9. 26 Curva QV Año 2026, Esc. Renovable Con y Sin 4LT




Tabla 9. 19 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Renovable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-237.77		0.96	-240.58		0.93	-286.10		0.96
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-174.26	-63.50	0.96	-177.67	-62.91	0.94	-208.35	-77.75	0.96
CHI-PAN115(3A) Con 4LT	-172.30	-65.47	0.96	-179.58	-61.00	0.94	-213.13	-72.97	0.97
BASE Sin 4LT	-157.85	-79.91	0.95	-164.40	-76.18	0.93	-180.56	-105.55	0.95
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-85.75	-152.02	0.95	-88.91	-151.67	0.94	-96.49	-189.61	0.95
CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	-86.25	-151.52	0.95	-92.49	-148.09	0.95	-101.93	-184.18	0.96

Figura 9. 27 Curva QV Año 2028, Esc. Renovable Con y Sin 4LT

Tabla 9. 20 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Renovable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-192.98		0.95	-197.35		0.93	-242.15		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-126.72	-66.26	0.95	-130.97	-66.38	0.94	-156.07	-86.08	0.96
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-170.50	-22.47	0.95	-176.21	-21.14	0.93	-215.91	-26.24	0.95
BASE Sin 4LT	-278.67	85.69	0.94	-286.71	89.36	0.91	-298.98	56.83	0.92
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-183.75	-9.23	0.96	-190.24	-7.12	0.94	-185.58	-56.57	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-162.02	-30.96	1.00	-167.12	-30.24	0.98	-155.98	-86.17	0.98

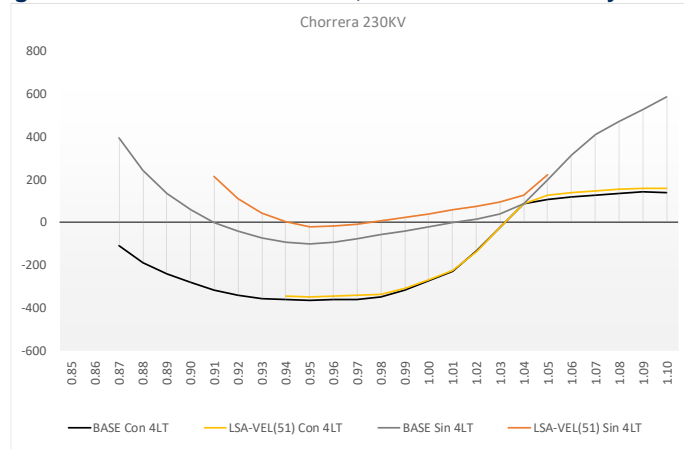
Figura 9. 28 Curva QV Año 2030, Esc. Renovable Con y Sin 4LT


Tabla 9. 21 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Renovable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-278.25		0.93	-281.89		0.90	-363.91		0.95
PAN-CHI(3A) Con 4LT	-183.42	-94.83	0.93	-195.26	-86.63	0.92	-263.95	-99.96	0.98
LSA-VEL(51) Con 4LT	-269.64	-8.61	0.93	-268.82	-13.07	0.90	-347.46	-16.45	0.95
BASE Sin 4LT	-88.03	-190.22	0.96	-91.30	-190.59	0.95	-100.76	-263.14	0.95
PAN-CHI(3A) Sin 4LT	-17.27	-260.98	0.97	-18.38	-263.51	0.97	-18.93	-344.98	0.97
LSA-VEL(51) Sin 4LT	-18.26	-259.99	0.97	-19.29	-262.60	0.96	-19.82	-344.09	0.95

Los gráficos anteriores muestran claramente que el escenario sin la 4LT cumple con el margen de reserva mínimo, pero el voltaje de colapso se encuentra muy cercano a los límites normados en estado N.

Con la finalidad de igualar las condiciones de despacho del escenario sin la 4LT al escenario que contempla la entrada oportuna del proyecto 4LT se determinaron las inversiones necesarias, a continuación, se muestran.

Tabla 9. 22 Inversiones Adicionales sin 4LT, Esc. Renovable

Año	Proyecto
2023	STATCOM Panamá 3 ±250MVAR
	S/E Veladero +30MVAR
	Repotenciación línea Fortuna-Guasquita
2024	Circuito Guasquita – Veladero
2025	S/E Veladero +30MVAR
	S/E Santa Rita +20MVAR
2026	S/E Veladero +30MVAR
2028	S/E San Bartolo +60MVAR
	S/E Chorrera +60MVAR

Escenario de Demanda Alta

Ante un alto crecimiento de la demanda el plantel de generación aumentaría considerablemente, en comparación con el Escenario de Referencia la capacidad instalada se duplicaría.

Para este escenario se presentaría mayor ingreso de plantas térmicas, solares y eólicas.

Tabla 9. 23 Plan de Generación , Esc. Demanda Alta

CASO DEMANDA ALTA					
Año	Hidro	Solar	Eólico	Termico	Total por Año
2019	9.89	12.90		5.10	27.89
2020	37.00	10.96	66.00		113.96
2021		137.62			137.62
2022	5.14	80.99		458.10	544.23
2023	24.61	124.44	69.00	670.00	888.05
2024		40.00			40.00
2025	65.30	5.00			70.30
2026					0.00
2027	20.44		104.40		124.84
2028			80.00		80.00
2029	228.46	57.25	32.00		317.71
2030		29.89	108.00	100.00	237.89
2031		29.89	136.00	150.00	315.89
2032		110.69	22.00	250.00	382.69
2033		39.80		100.00	139.80
Total por Tecnología	390.84	679.43	617.40	1733.20	3420.87

Escenario con la 4LT

Con la finalidad de mantener los niveles de reserva reactivo adecuados que permitan cumplir con el criterio de seguridad se debe mantener generación cercana a los centros de carga, en este caso la central Bayano y plantas de GNL.

A pesar de lo anterior la entrada de la 4LT permitiría al sistema transportar toda la energía generada en occidente más un bloque importante de generación renovable (Eólica y Solar) manteniendo los niveles de voltaje dentro del margen exigido.

Para el año 2023 y 2024 la generación solar y eólica sería de 455.25MW y 472.66MW respectivamente, ambas cifras representan el 47% de su potencia instalada para cada año.

Del 2025 al 2026 el total instalado de generación eólica y solar sería de



1013MW y el Sistema permitiría generar el 50% de dicha capacidad.

Para el año 2030 el sistema requerirá de mucha más generación cercana a los grandes centros de cargas (Panamá y Panamá II, por lo que se verían afectada la generación con fuentes eólicas y solares, el SIN solo soportaría el 27% de la potencia instalada, mientras que toda la generación hidroeléctrica en occidente estaría generando al 95%.

A continuación, se muestran la matriz de generación para todo el periodo comprendido entre el 2023 y 2030, Escenario de Demanda Alta.

Figura 9. 29 Matriz 2023, Esc. Dem. Alta con 4LT

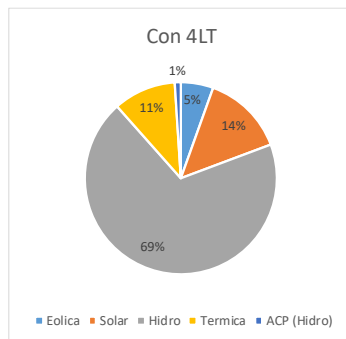


Figura 9. 30 Matriz 2024, Esc. Dem. Alta con 4LT

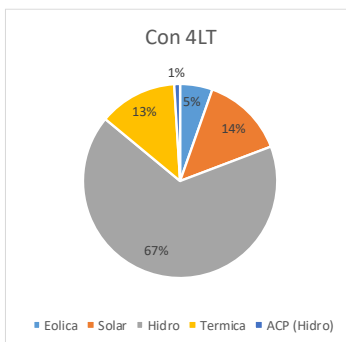


Figura 9. 31 Matriz 2025, Esc. Dem. Alta con 4LT

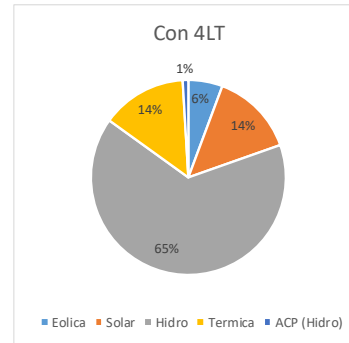


Figura 9. 32 Matriz 2026, Esc. Dem. Alta con 4LT

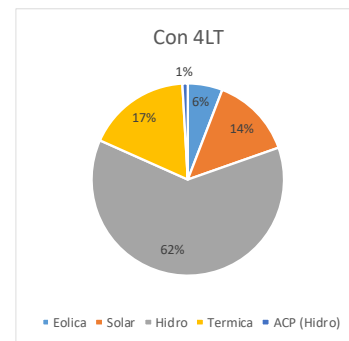


Figura 9. 33 Matriz 2028, Esc. Dem. Alta con 4LT

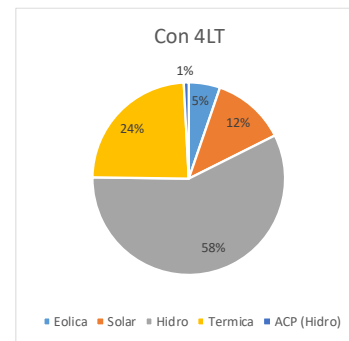
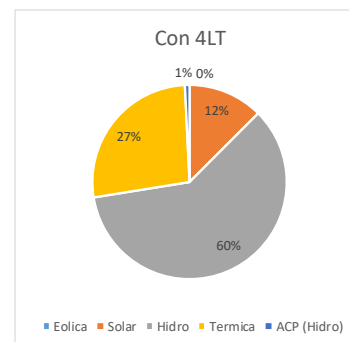


Figura 9. 34 Matriz 2030, Esc. Dem. Alta con 4LT



AP



Como se puede apreciar la generación térmica aumentaría progresivamente con el crecimiento de la demanda, debido a las características geográficas del SPT (Sistema Radial) el sistema pudiera presentar problemas de estabilidad de voltaje.

Para todos los años la generación hidroeléctrica de occidente estaría despachada al 95%, el 5% restante representa el porcentaje de reserva rodante exigido en la normativa.

Escenario sin la 4LT

Contrario al escenario con la 4LT a partir del 2023 se presentarían restricciones, la generación hidroeléctrica de occidente solo se pudiera despachar al 91% y el 22% de la generación eólica y solar instalada en el 2023, sin embargo, a medida que transcurren los años la generación hidroeléctrica en occidente va disminuiría en gran parte a la falta de compensación reactiva.

El escenario con la 4LT operando en 500kV permitiría transferir desde occidente 1601.5MW mientras que el escenario sin la 4LT se limitaría a 1056.4MW, esto debido que el escenario sin la 4LT presenta menor reserva reactiva por lo tanto los voltajes en gran parte de SIN estaría fuera de rango, bajo estas circunstancias se desaprovecharían más de 400MW de generación occidente, y la misma sería sustituida por generación en centro de carga, a un mayor costo.

Con el propósito de igualar el despacho presentado con la 4LT en los diferentes años se deben considerar diversos refuerzos los cuales listamos a continuación:

Tabla 9. 24 Inversiones sin 4LT , Esc. Demanda Alta

Año	Proyecto
2023	STATCOM Panamá 3 ±250MVAR
	Repotenciación línea Fortuna-Guasquita
2024	S/E Veladero +60MVAR
	S/E Llano Sanchez +60MVAR
2025	S/E Panamá II +30MVAR
	S/E Santa Rita +20MVAR
2026	S/E CATII +40MVAR
2028	S/E Panamá II +30MVAR
	S/E Veladero +60MVAR
	S/E Santa Rita +40MVAR
2030	S/E Panamá II +120MVAR
	S/E Chorrera +120MVAR
	S/E Llano Sanchez +60MVAR
	S/E Guasquita +90MVAR
	S/E San Bartolo +120MVAR
	S/E Panamá 3 +120MVAR
	Circuito Veladero - Dominical (Siepac)
	Circuito Guasquita – Veladero
	Repotenciación Guasquita - Cañazas
	Repotenciación Cañazas – Chiriquí Grande

Resumen Comparativo

Las condiciones de reserva reactiva se ven reducidas al no tener el proyecto 4LT en el sistema, por lo tanto, para mantener los niveles adecuados se debe mantener generación cercana a los centros de cargas (Bayano y GNL).

En la siguiente tabla se aprecia el alto aporte de reactivo por parte de los STATCOM del escenario sin la 4LT con respecto al caso con la 4LT

Tabla 9. 25 Despacho STATCOMs, Esc. Renewable

Año	Con 4LT		Sin 4LT	
	LSA	PAN II	LSA	PAN II
2023	-73.6	-33	48	83.6
2024	-23.3	31.54	120	25
2025	-12.1	56.4	55.2	93.5
2026	40.71	45.33	58.62	64.13
2028	70.5	87	122	63.8
2030	9.7	20.7	108.3	112.7

A continuación, se muestran el comparativo de los flujos desde occidente considerando la operación o no de la 4LT

A pesar de que el flujo desde occidente es mejor en el escenario sin la 4LT el porcentaje de las pérdidas de transmisión es superior.

Tabla 9. 26 Flujos desde Occidente , Esc. Demanda Alta

		Flujos desde Occidente						
Esc	Año	ESC DEM	LT1	LT2	LT3	LT4	TOTAL	
Escenario de Demanda Alta	Con 4LT	2023 Max	196.70	322.00	311.70	500.70	1331.10	
		2023 Med	211.80	332.40	321.90	499.30	1365.40	
		2023 Min	168.10	267.00	257.30	403.20	1095.60	
		2024 Max	208.67	331.86	321.38	534.14	1396.05	
		2024 Med	224.32	340.68	330.12	533.32	1428.44	
		2024 Min	174.94	276.88	268.84	436.16	1156.82	
		2025 Max	205.90	329.40	318.90	517.20	1371.40	
		2025 Med	216.90	337.50	327.00	522.40	1403.80	
		2025 Min	183.30	291.70	281.70	444.10	1200.80	
	Sin 4LT	2023 Max	203.83	327.46	317.04	530.24	1378.57	
		2023 Med	216.78	332.80	322.32	549.22	1421.12	
		2023 Min	185.17	295.32	286.24	465.56	1232.29	
		2028 Max	199.70	352.60	324.10	527.80	1404.20	
		2028 Med	212.90	355.60	327.20	540.70	1436.40	
		2028 Min	192.10	327.80	299.70	478.00	1297.60	
		2030	Max 500KV	146.50	282.30	265.40	907.30	1601.50
			Med 500KV	153.10	290.60	273.70	927.40	1644.80
			Min 500KV	120.10	226.60	210.40	735.70	1292.80
2030	Max 230KV	190.50	341.40	323.80	530.10	1385.80		
	Med 230KV	207.90	348.30	330.70	553.90	1440.80		
	Min 230KV	185.80	314.80	297.50	507.40	1305.50		

La entrada oportuna de la 4LT representaría un ahorro anual en concepto de pérdidas de transmisión para un escenario de demanda alta de aproximadamente 10MM\$.

Tabla 9. 27 Perdidas Esc. Demanda Alta

Año	Demanda	Con 4LT		Sin 4LT	
		MW	%Perd	MW	%Perd
2023	max	104.52	4.67%	146.61	6.55%
	med	91.67	4.77%	159.1	8.29%
	min	55.92	3.65%	113.91	7.44%
2024	max	105.07	4.51%	127.68	5.48%
	med	94.27	4.72%	145.8	7.30%
	min	58.12	3.66%	84.93	5.34%
2025	max	108.48	4.47%	130.83	5.39%
	med	97.9	4.71%	141.74	6.82%
	min	61.36	3.71%	136.8	8.28%
2026	max	107.77	4.26%	103.3	4.08%
	med	101.81	4.70%	139.2	6.43%
	min	64.16	3.74%	105.53	6.14%
2028	max	106.79	3.88%	115.49	4.19%
	med	104.4	4.44%	132.02	5.61%
	min	62.94	3.38%	98.17	5.27%
2030	max	76.62	2.55%	107.49	3.58%
	med	74.15	2.89%	117.26	4.57%
	min	44.27	2.19%	81.29	4.02%

Figura 9. 35 Curva QV Año 2023, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT

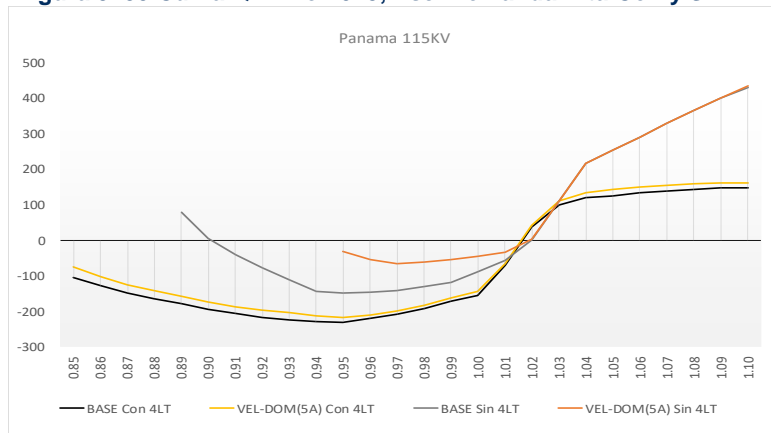
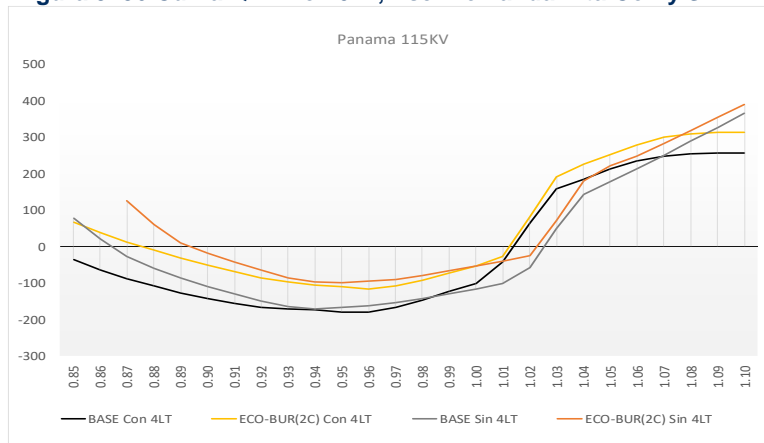




Tabla 9. 28 Resumen de Reserva Reactiva 2023, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-229.94		0.95	-232.16		0.92	-286.25		0.97
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-217.85	-12.09	0.95	-218.43	-13.73	0.93	-265.20	-21.04	0.97
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-167.11	-62.83	0.95	-170.90	-61.26	0.93	-213.67	-72.58	0.97
BASE Sin 4LT	-147.64	-82.30	0.95	-152.39	-79.77	0.93	-164.48	-121.77	0.94
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-65.94	-164.00	0.97	-67.83	-164.33	0.96	-65.35	-220.90	0.96
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-64.10	-165.83	0.96	-66.92	-165.24	0.95	-69.10	-217.15	0.95

Figura 9. 36 Curva QV Año 2024, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT

Tabla 9. 29 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-179.61		0.96	-185.04		0.94	-218.63		0.96
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-115.94	-63.67	0.96	-120.82	-64.23	0.95	-140.57	-78.06	0.97
HI-PAN115(3A) Con 4LT	-108.43	-71.19	0.96	-114.63	-70.41	0.95	-137.20	-81.43	0.98
BASE Sin 4LT	-169.84	-9.78	0.94	-178.35	-6.70	0.93	-196.16	-22.48	0.94
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-99.06	-80.56	0.95	-104.87	-80.17	0.94	-111.70	-106.93	0.94
HI-PAN115(3A) Sin 4LT	-88.55	-91.07	0.95	-97.64	-87.40	0.95	-106.96	-111.68	0.95

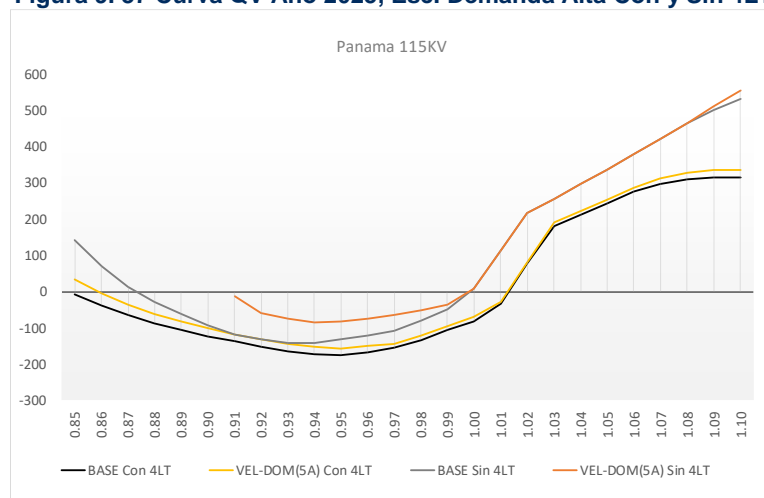
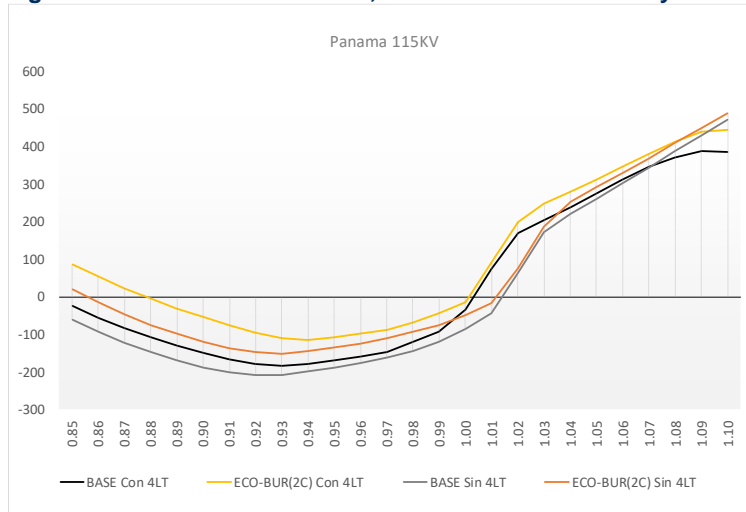
Figura 9. 37 Curva QV Año 2025, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT



Tabla 9. 30 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-174.94		0.95	-179.76		0.93	-221.26		0.96
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-156.34	-18.60	0.95	-159.24	-20.52	0.93	-198.61	-22.65	0.96
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-109.39	-65.55	0.95	-112.54	-67.22	0.94	-133.99	-87.27	0.96
BASE Sin 4LT	-141.47	-33.47	0.93	-147.57	-32.19	0.92	-164.97	-56.29	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-86.10	-88.84	0.94	-88.16	-91.60	0.94	-95.21	-126.05	0.94
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-74.53	-100.41	0.94	-75.67	-104.09	0.94	-83.85	-137.41	0.94

Figura 9. 38 Curva QV Año 2026, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT

Tabla 9. 31 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-183.80		0.93	-188.35		0.91	-237.06		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-116.16	-67.64	0.94	-119.17	-69.17	0.93	-144.76	-92.30	0.95
HI-PAN115(3A) Con 4L	-85.16	-98.64	0.94	-95.21	-93.14	0.93	-120.28	-116.78	0.96
BASE Sin 4LT	-208.06	24.26	0.93	-215.77	27.42	0.91	-250.14	13.09	0.93
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-150.96	-32.84	0.93	-157.06	-31.29	0.92	-179.63	-57.43	0.93
HI-PAN115(3A) Sin 4L	-102.82	-80.97	0.94	-116.32	-72.03	0.93	-134.78	-102.27	0.94

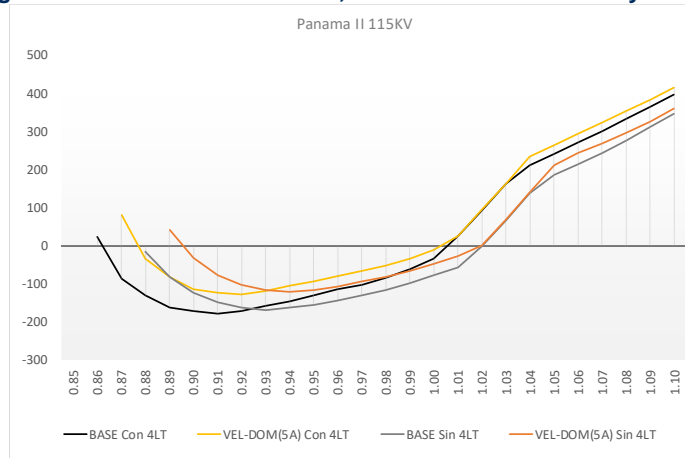
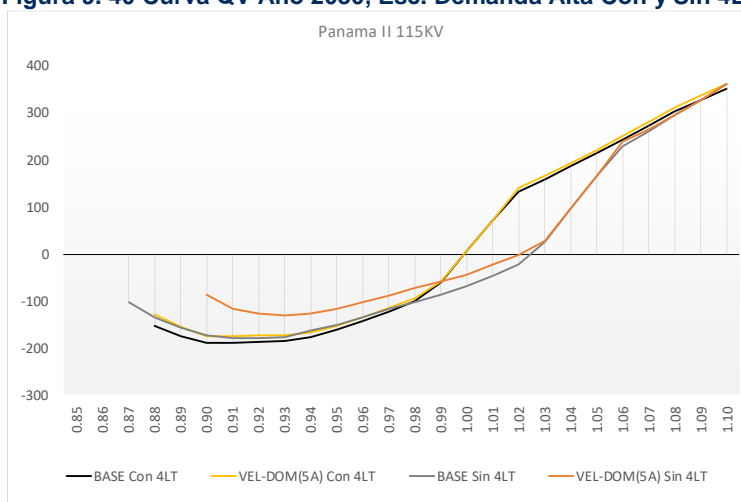
Figura 9. 39 Curva QV Año 2028, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT




Tabla 9. 32 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-171.30		0.93	-179.28		0.91	-227.38		0.93
PAN-CHI(3A) Con 4LT	-41.15	-130.14	0.94	-48.01	-131.27	0.94	-62.96	-164.41	0.96
CHO-ANT(OA) Con 4LT	-122.49	-48.81	0.93	-128.06	-51.22	0.92	-161.05	-66.33	0.94
BASE Sin 4LT	-161.14	-10.16	0.95	-170.11	-9.16	0.93	-197.61	-29.77	0.93
PAN-CHI(3A) Sin 4LT	-54.38	-116.91	0.97	-61.39	-117.89	0.96	-70.75	-156.63	0.96
CHO-ANT(OA) Sin 4LT	-117.27	-54.03	0.95	-122.66	-56.62	0.94	-138.48	-88.89	0.93

Figura 9. 40 Curva QV Año 2030, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT

Tabla 9. 33 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-178.33		0.92	-187.97		0.91	-260.39		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-141.51	-36.82	0.92	-150.37	-37.60	0.91	-206.53	-53.86	0.95
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-165.48	-12.85	0.92	-175.11	-12.86	0.91	-242.05	-18.34	0.95
BASE Sin 4LT	-189.84	11.51	0.93	-179.65	-8.31	0.92	-216.96	-43.43	0.93
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-132.90	-45.43	0.94	-126.34	-61.63	0.93	-149.70	-110.69	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-138.05	-40.28	0.94	-131.37	-56.60	0.93	-149.09	-111.30	0.93

De los cuadros y gráficos mostrados con anterioridad se puede observar que la reserva reactiva en el escenario con 4LT es mayor que en caso de no contar con la misma.

Para mantener la reserva reactiva en el escenario sin la 4LT se debe despachar generación a base de GNL y Bayano, ya que dichas plantas se encuentran en un punto más cercano a los grandes centros de carga y permitirían al sistema mantener el voltaje dentro del rango establecido.

Operación de la 4LT a 230kV a partir del 2030

Para mantener el SIN operando de forma tal que se puede cumplir con el despacho económico manteniendo el nivel de voltaje en 230kV a partir del 2030, se debe considerar el incremento de los niveles de reserva reactiva.

Dicho lo anterior el SIN requeriría la instalación de compensación reactiva dinámica y estática dependiendo del escenario.

Para el escenario de Referencia y Renovable se tendría que instalar un STATCOM en la S/E Panamá 3 de ± 250 MVAR a partir del 2030, para el escenario de Demanda Alta adicional al STATCOM se adicionarían 120MVAR en la S/E Panamá 3.

Por otra parte, se requeriría la repotenciación de los circuitos Fortuna-Chiriquí Grande, Chiriquí Grande – Cañazas, para el escenario de demanda alta a partir del 2030.

Para el año 2032 se requería aumentar la disponibilidad de reactivo en la Zona Atlántica 115kV.

Evaluación Económica

Los estudios realizados en planes de expansión anteriores demostraron que la opción de la Cuarta Línea de Transmisión diseñada y construida en aislamiento de 500kV, en la primera fase operada en 230kV, y elevando a 500 kV una fecha posterior, era la que arrojaba los mayores beneficios para el Sistema Interconectado Nacional, y que permiten cubrir los requerimientos de abastecimiento y alcanzar el cumplimiento establecido en la normativa vigente en cuanto a los criterios operativos y de seguridad de red.

De acuerdo con las previsiones actuales, los cambios que han ocurrido en la matriz energética panameña en los años recientes, se consideró realizar los estudios pertinentes para confirmar la necesidad de la Cuarta Línea de Transmisión propuesta en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional. Asimismo, se consideró necesario determinar la fecha óptima de entrada, utilizando la metodología de minimización del máximo arrepentimiento.

Comparación de Costos

Con el objetivo de verificar que esta opción de llevar a término el proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión, resulta más económica con respecto a la decisión de desistir del proyecto, y reemplazarlo con mayor compensación en el sistema.

Se realizó una comparación de costos de las dos opciones, en años diferentes correspondientes de cada decisión (proyecto Cuarta Línea en 2024, 2025, 2026, 2028), como se muestra en las tablas a continuación, lo que corrobora que la decisión de construir el Proyecto Cuarta Línea siempre es la opción de mayores beneficios.

Tabla 9. 34 Evaluación B/C 2024 (MMUS\$)

Año de Evaluación:		Escenario de Referencia			
2024		Escenario de Referencia			
CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA 230 kV - 500 kV					
vs					
Sin Proyecto					
AÑO	Inversión	Costos OyM	Pérdidas	Costo Operativo	TOTAL
2024	47.50	1.43	-17.32	-6.45	25.16
2025	47.50	1.43	-21.64	-8.09	19.19
2026	47.50	1.43	-21.89	-12.12	14.92
2027	47.50	1.43	-21.89	-11.62	15.41
2028	47.20	1.42	-26.91	-13.17	8.54
2029	47.20	1.42	-26.91	-14.03	7.69
2030	56.99	1.71	-47.12	-24.29	-12.70
2031	56.99	1.71	-47.12	-27.68	-16.09
2032	56.99	1.71	-47.12	-28.81	-17.22
2033	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2034	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2035	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2036	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2037	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2038	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2039	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2040	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2041	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2042	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2043	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2044	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2045	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2046	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2047	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2048	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2049	62.36	1.71	-47.12	-29.77	-12.81
2050	62.36	1.71	-47.12	-29.77	-12.81
	234.84	7.04	154.13	86.92	
		B/C=	1.00		




Tabla 9. 35 Evaluación B/C 2025 (MMUS\$)

Año de Evaluación:		Escenario de Referencia			
2025					
CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA 230 kV - 500 KV					
vs					
Sin Proyecto					
AÑO	Inversión	Costos OyM	Pérdidas	Costo Operativo	TOTAL
2025	47.50	1.43	-21.64	-0.36	26.92
2026	47.50	1.43	-21.89	-8.44	18.60
2027	47.50	1.43	-21.89	-12.08	14.95
2028	47.50	1.43	-26.91	-13.47	8.55
2029	47.20	1.42	-26.91	-13.29	8.42
2030	69.53	2.09	-47.12	-24.78	-0.28
2031	56.99	1.71	-47.12	-26.91	-15.32
2032	56.99	1.71	-47.12	-28.75	-17.16
2033	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2034	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2035	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2036	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2037	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2038	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2039	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2040	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2041	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2042	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2043	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2044	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2045	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2046	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2047	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2048	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2049	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2050	62.36	1.71	-47.12	-29.78	-12.83
	213.93	6.41	145.35	78.68	
		B/C=	1.02		

Tabla 9. 36 Evaluación B/C 2026 (MMUS\$)

Año de Evaluación:		Escenario de Referencia			
2026					
CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA 230 kV - 500 KV					
vs					
Sin Proyecto					
AÑO	Inversión	Costos OyM	Pérdidas	Costo Operativo	TOTAL
2026	47.50	1.43	-21.89	0.14	27.17
2027	47.50	1.43	-21.89	-8.44	18.59
2028	47.20	1.42	-26.91	-13.36	8.35
2029	47.20	1.42	-26.91	-13.01	8.70
2030	56.99	1.71	-47.12	-24.93	-13.34
2031	56.99	1.71	-47.12	-27.29	-15.70
2032	56.99	1.71	-47.12	-29.28	-17.70
2033	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2034	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2035	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2036	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2037	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2038	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2039	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2040	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2041	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2042	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2043	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2044	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2045	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2046	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2047	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2048	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2049	64.81	1.71	-47.12	-29.42	-10.01
2050	64.81	1.71	-47.12	-29.42	-10.01
	189.42	5.67	135.56	73.32	
		B/C=	1.07		

Tabla 9. 37 Evaluación B/C 2028 (MMUS\$)

Año de Evaluación:		Escenario de Referencia			
2028					
CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA 230 kV - 500 KV					
vs					
Sin Proyecto					
AÑO	Inversión	Costos OyM	Pérdidas	Costo Operativo	TOTAL
2028	47.20	1.42	-26.91	0.89	22.60
2029	47.20	1.42	-26.91	-9.53	12.19
2030	56.99	1.71	-47.12	-23.77	-12.18
2031	56.99	1.71	-47.12	-27.62	-16.04
2032	56.99	1.71	-47.12	-28.72	-17.13
2033	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2034	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2035	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2036	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2037	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2038	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2039	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2040	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2041	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2042	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2043	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2044	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2045	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2046	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2047	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2048	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2049	64.81	1.71	-47.12	-29.31	-9.90
2050	64.81	1.71	-47.12	-29.31	-9.90
	153.11	4.58	118.83	64.24	
		B/C=	1.16		

Se observa que para todos los años analizados la relación beneficio costo es igual o mayor a 1.00 concluyéndose que el proyecto Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica Chiriquí Grande-Panamá III 500 KV, es lo más beneficioso para el sistema panameño bajo las condiciones analizadas.

Una vez demostrado el beneficio del proyecto se requiere definir cuál es la fecha óptima de la entrada en operación de la Cuarta Línea de Transmisión, mediante la utilización del Criterio de Savage, el cual consiste en la minimización del máximo arrepentimiento.

Análisis de Mínimo Riesgo

Este análisis de mínimo riesgo, es un criterio que consiste en efectuar un análisis de solidez; ("robustez") de la decisión de la fecha óptima de la entrada en operación de la Cuarta Línea de Transmisión propuesta en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional. Este análisis se hizo con

respecto a incertidumbres en el crecimiento de la demanda, planes de generación, y fechas de entrada del proyecto, mediante la utilización del Criterio de Savage, el cual consiste en la minimización del máximo arrepentimiento.

Objetivo

Identificar la fecha óptima de la entrada en operación del Proyecto Cuarta Línea de Transmisión propuesta en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Se realiza un análisis de solidez ("robustez"), de la fecha óptima del Proyecto Cuarta Línea, con respecto a incertidumbres en los años de energización, los planes de expansión de generación considerando una alta penetración de energías renovables, y crecimiento alto de la demanda, mediante la utilización del Criterio de Savage de minimización del máximo arrepentimiento.

ANALISIS DE MINIMIZACION DEL MAXIMO ARREPENTIMIENTO

Metodología

La metodología consiste en obtener los arrepentimientos para una matriz de costos, en la cual se tiene los escenarios de expansión de generación en la vertical y los posibles años de entrada del proyecto Cuarta Línea.

Para cada Plan de expansión de generación se obtiene el menor costo de todos los años analizados para el período 2019 al 2050, y se compara con los otros costos en la vertical para determinar por diferencia los arrepentimientos.

Los costos totales toman en cuenta los costos de inversión de generación y transmisión (proyectos evaluados), operación, y pérdidas. Las valorizaciones de estos costos son obtenidas por medio

de simulaciones de cada plan de generación analizado, data de los estudios energéticos, como los eléctricos.

En forma simple lo que se busca es determinar en cuanto nos arrepentimos si escogemos un escenario diferente al de menor costo. Con base en esta matriz se determinan los máximos arrepentimientos en la horizontal para cada año analizado y finalmente se obtiene el mínimo de esos arrepentimientos.

Escenarios de expansión de generación

Con el fin de cumplir con el procedimiento y la metodología, se utilizaron el escenario Referencia, Renovable (Alternativo I) y Demanda Alta (Alternativa III), los cuales fueron analizados en detalle en el Tomo II - Plan Indicativo de Generación 2019 – 2033:

Escenario de Referencia

Este escenario tendencial, en el cual el comportamiento de las proyecciones se da principalmente siguiendo las pautas presentadas en los datos históricos, es la situación que se presentaría si no se realiza ningún cambio en las políticas, regulaciones y usos de la energía con que contábamos en el pasado y contamos actualmente. Ver Tabla 9. 1

Escenario de Renovables - Alternativo I

En este escenario se utiliza la mayor cantidad de recursos renovables disponibles en el país, tomando en cuenta las diversas tecnologías renovables que son utilizadas actualmente. Ver Tabla 9. 12





Escenario de Demanda Alta - Alternativo III

En este escenario, se contempla un pronóstico de demanda alta con la finalidad de observar la influencia de estas proyecciones en el comportamiento del sistema. Ver Tabla 9. 23

Para todos los escenarios se simuló la operación del proyecto Cuarta Línea de Transmisión operando a partir del año más temprano de entrada desde el punto de vista técnico (2024) y luego sucesivamente para cada año de entrada hasta el 2028 que en este estudio se fijó como la fecha más tardía de entrada del proyecto.

Valor presente de los costos del Proyecto Cuarta Línea e inversiones adicionales producto de la postergación de la entrada en operación del Proyecto Cuarta Línea.

Para obtener los costos totales es necesario calcular el valor presente de las anualidades del proyecto Cuarta Línea para el período que va de la fecha de entrada analizada hasta el último año utilizado del estudio, en este caso el año 2050. En la Tabla 9. 38 se presentan dichos valores. Estos costos se suman a los costos de generación (inversión más operación) para el análisis de minimización del máximo arrepentimiento.

Tabla 9. 38 Valor presente del costo anualizado del Proyecto 4LT (millones de US\$)

Concepto	Año	Proyecto Cuarta Línea 230 - 500 kV			
Inicio de Operación		2024	2025	2026	2028
Costo de Inversión 2019@12%		302	274	248	205
1	2019				
2	2020				
3	2021				
4	2022				
5	2023				
6	2024	56.29			
7	2025	56.29	56.29		
8	2026	56.29	56.29	56.29	
9	2027	56.29	56.29	56.29	
10	2028	56.29	56.29	56.29	56.29
11	2029	56.29	56.29	56.29	56.29
12	2030	78.62	78.62	78.62	78.62
13	2031	78.62	78.62	78.62	78.62
14	2032	78.62	78.62	78.62	78.62
15	2033	78.62	78.62	78.62	78.62
16	2034	78.62	78.62	78.62	78.62
17	2035	78.62	78.62	78.62	78.62
18	2036	78.62	78.62	78.62	78.62
19	2037	78.62	78.62	78.62	78.62
20	2038	78.62	78.62	78.62	78.62
21	2039	78.62	78.62	78.62	78.62
22	2040	78.62	78.62	78.62	78.62
23	2041	78.62	78.62	78.62	78.62
24	2042	78.62	78.62	78.62	78.62
25	2043	78.62	78.62	78.62	78.62
26	2044	78.62	78.62	78.62	78.62
27	2045	78.62	78.62	78.62	78.62
28	2046	78.62	78.62	78.62	78.62
29	2047	78.62	78.62	78.62	78.62
30	2048	78.62	78.62	78.62	78.62
31	2049	76.16	78.62	78.62	78.62
32	2050	76.16	76.16	78.62	78.62

Nota: 1. Se considera la inversión del proyecto Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica Chiriquí Grande-Panamá III 500 KV, y no se contemplan los costos de Operación y mantenimientos propios de la operación del proyecto Cuarta Línea.

Con el objetivo de determinar la conveniencia del retraso de la energización del proyecto Cuarta Línea, se requiere determinar cuáles serían las inversiones necesarias del sistema si no se cuenta con el proyecto en cada año, en las Tabla 9. 39, Tabla 9. 40 y Tabla 9. 41 se muestran estas inversiones para cada escenario.

Tabla 9. 39 Escenario de Referencia - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT

	COSTOS	VIDA UTIL	MONTO
		AÑOS	Millones de B/.
2024	STATCOM (Static Synchronous Compensator) ±250 MVAR en SE Panamá III	25	47.30
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Veladero	25	7.02
	Repotenciación de la línea 230-18 (Fortuna-Guasquita) - Conductor HTLS - Tipo Drake	40	8.01
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Panamá II	25	7.02
	Subtotal		69.34
2028	Banco de capacitores de 20 MVAR en SE Santa Rita	25	2.34
	Subtotal		2.34
2030	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE San Bartolo	25	7.02
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Llano Sanchez	25	7.02
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Chorrera	25	7.02
	Circuito Adicional Guasquitas - Veladero Conductor 1200 ACAR	40	25.60
	Repotenciación de la línea 230-29 (Guasquitas - Cañazas) - Conductor HTLS - Tipo Dove	40	11.61
	Repotenciación de la línea 230-30A (Cañazas - Chiriqui Grande) - Conductor HTLS - Tipo Dove	40	3.08
	Repotenciación de la línea 230-20A (Fortuna - Chiriqui Grande) - Conductor HTLS - Tipo Dove	40	8.29
	Subtotal		102.24
Total Inversión			173.92

Tabla 9. 40 Escenario Renovable - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT

	COSTOS	VIDA UTIL	MONTO
		AÑOS	Millones de B/.
2024	STATCOM (Static Synchronous Compensator) ±250 MVAR en SE Panamá III	25	47.30
	Banco de capacitores de 30 MVAR en SE Veladero	25	3.51
	Repotenciación de la línea 230-18 (Fortuna-Guasquita) - Conductor HTLS - Tipo Drake	40	8.01
	Circuito Adicional Guasquitas - Veladero Conductor 1200 ACAR	40	25.60
	Subtotal		84.41
2025	Banco de capacitores de 30 MVAR en SE Veladero	25	3.51
	Banco de capacitores de 20 MVAR en SE Santa Rita	25	2.34
	Subtotal		5.85
2026	Banco de capacitores de 30 MVAR en SE Veladero	25	3.51
	Subtotal		9.36
2028	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE San Bartolo	25	7.02
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Chorrera	25	7.02
	Subtotal		14.04
Total Inversión			107.81

Tabla 9. 41 Escenario de Demanda Alta - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT

	COSTOS	VIDA UTIL	MONTO
		AÑOS	Millones de B/.
2024	STATCOM (Static Synchronous Compensator) ±250 MVAR en SE Panamá III	25	47.30
	Repotenciación de la línea 230-18 (Fortuna-Guasquita) - Conductor HTLS - Tipo Drake	40	8.01
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Veladero	25	7.02
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Llano Sanchez	25	7.02
	Subtotal		69.34
2025	Banco de capacitores de 30 MVAR en SE Panamá II	25	3.51
	Banco de capacitores de 20 MVAR en SE Santa Rita	25	2.34
	Subtotal		5.85
2026	Banco de capacitores de 40 MVAR en SE Cativa II	25	4.68
	Subtotal		4.68
2028	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Veladero	25	7.02
	Banco de capacitores de 40 MVAR en SE Santa Rita	25	4.68
	Subtotal		15.21
2030	Banco de capacitores de 120 MVAR en SE Panamá II	25	14.04
	Banco de capacitores de 120 MVAR en SE Chorrera	25	14.04
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Llano Sanchez	25	7.02
	Banco de capacitores de 90 MVAR en SE Guasquitas	25	10.53
	Banco de capacitores de 120 MVAR en SE San Bartolo	25	14.04
	Banco de capacitores de 120 MVAR en SE Panamá III	25	14.04
	Circuito Adicional de la línea 230-25A (Veladero - Dominical) Conductor 1200 ACAR	40	32.60
	Circuito Adicional Guasquitas - Veladero Conductor 1200 ACAR	40	25.60
	Repotenciación de la línea 230-30A (Cañazas - Chiriqui Grande) - Conductor HTLS - Tipo Dove	40	3.08
	Subtotal		146.59
Total Inversión			241.66

De igual forma, es necesario calcular el valor presente de las anualidades de estas inversiones adicionales para el período que va de la fecha de entrada analizada hasta el último año utilizado del estudio.

En la Tabla 9. 42, Tabla 9. 43 y Tabla 9. 44 se presentan dichos valores. Estos costos corresponden a las inversiones en compensación que se quieren en los años en los que no se cuenta con el proyecto Cuarta línea.

Tabla 9. 42 VP del costos inversiones adicionales del Esc. de Referencia (MMUS\$)

Concepto	Año	Escenario de Referencia				
Inicio de Operación		2024	2025	2026	2028	2030
Costo de Inversión 2019@12%		39.18	0.00	0.00	0.83	27.24
1	2019					
2	2020					
3	2021					
4	2022					
5	2023					
6	2024	8.79				8.79
7	2025	8.79				8.79
8	2026	8.79				8.79
9	2027	8.79				8.79
10	2028	8.79			0.30	9.09
11	2029	8.79			0.30	9.09
12	2030	8.79			0.30	12.53
13	2031	8.79			0.30	12.53
14	2032	8.79			0.30	12.53
15	2033	8.79			0.30	12.53
16	2034	8.79			0.30	12.53
17	2035	8.79			0.30	12.53
18	2036	8.79			0.30	12.53
19	2037	8.79			0.30	12.53
20	2038	8.79			0.30	12.53
21	2039	8.79			0.30	12.53
22	2040	8.79			0.30	12.53
23	2041	8.79			0.30	12.53
24	2042	8.79			0.30	12.53
25	2043	8.79			0.30	12.53
26	2044	8.79			0.30	12.53
27	2045	8.79			0.30	12.53
28	2046	8.79			0.30	12.53
29	2047	8.79			0.30	12.53
30	2048	8.79			0.30	12.53
31	2049	0.97			0.30	13.80
32	2050	0.97			0.30	13.80

Tabla 9. 43 VP del costos de inversiones adicionales del Esc. Renovable (MMUS\$)

Concepto	Año	Escenario de Renovables (Alternativo I)				
Inicio de Operación		2024	2025	2026	2028	2030
Costo de Inversión 2019@12%		47.20	2.96	1.59	4.98	0.00
1	2019					
2	2020					
3	2021					
4	2022					
5	2023					
6	2024	10.55				10.55
7	2025	10.55	0.75			11.30
8	2026	10.55	0.75	0.45		11.75
9	2027	10.55	0.75	0.45		11.75
10	2028	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
11	2029	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
12	2030	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
13	2031	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
14	2032	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
15	2033	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
16	2034	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
17	2035	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
18	2036	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
19	2037	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
20	2038	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
21	2039	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
22	2040	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
23	2041	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
24	2042	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
25	2043	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
26	2044	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
27	2045	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
28	2046	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
29	2047	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
30	2048	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
31	2049	4.08	0.75	0.45	1.79	7.06
32	2050	4.08		0.45	1.79	6.31

Tabla 9. 44 VP del costos de inversiones adicionales del Esc. de Dem. Alta (MMUS\$)

Concepto	Año	Escenario de Demanda Alta (Alternativo III)				
Inicio de Operación		2024	2025	2026	2028	2030
Costo de Inversión 2019@12%		39.18	2.96	2.12	5.40	39.65
1	2019					
2	2020					
3	2021					
4	2022					
5	2023					
6	2024	8.79				8.79
7	2025	8.79	0.75			9.54
8	2026	8.79	0.75	0.60		10.13
9	2027	8.79	0.75	0.60		10.13
10	2028	8.79	0.75	0.60	1.94	12.07
11	2029	8.79	0.75	0.60	1.94	12.07
12	2030	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
13	2031	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
14	2032	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
15	2033	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
16	2034	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
17	2035	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
18	2036	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
19	2037	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
20	2038	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
21	2039	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
22	2040	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
23	2041	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
24	2042	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
25	2043	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
26	2044	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
27	2045	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
28	2046	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
29	2047	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
30	2048	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
31	2049	0.97	0.75	0.60	1.94	22.49
32	2050	0.97		0.60	1.94	21.75

Para todos los planes de expansión se simuló la operación del proyecto 4LT estimando que el proceso de licitación y adjudicación tome un año (inicio de 2021)



y que el periodo de construcción estimado del proyecto es de 3 años, sin considerar holguras, tomando en cuenta lo anterior desde el punto de vista técnico el proyecto estaría disponible a partir del año 2024 y luego se ajustó sucesivamente la entrada en operación cada año hasta el 2028. La Tabla 9. 45 se muestra el resumen de los escenarios analizados.

Tabla 9. 45 Escenarios Analizados

Escenario	Inicio 230kV	Inicio 500kV
Referencia	2024	2030
	2025	
	2026	
	2028	
Renovables (Alternativo I)	2024	
	2025	
	2026	
	2028	
Demanda Alta (Alternativo III)	2024	
	2025	
	2026	
	2028	

Tabla 9. 46 Costo de inversión de Generación por escenario

Concepto	Año	Referencia	Renovables (Alternativo I)	Demanda Alta (Alternativo III)
Costo de Pérdidas 2019@12%		2,747	2,980	3,404
1	2019	10	22	24
2	2020	63	63	63
3	2021	93	96	96
4	2022	182	182	182
5	2023	316	408	339
6	2024	316	426	344
7	2025	489	447	517
8	2026	489	455	517
9	2027	489	462	547
10	2028	489	478	562
11	2029	489	505	675
12	2030	586	621	715
13	2031	586	643	764
14	2032	586	663	816
15	2033	586	663	836
16	2034	586	663	836
17	2035	586	663	836
18	2036	586	663	836
19	2037	586	663	836
20	2038	586	663	836
21	2039	586	663	836
22	2040	586	663	836
23	2041	586	663	836
24	2042	586	663	836
25	2043	586	663	836
26	2044	586	663	836
27	2045	586	663	836
28	2046	586	663	836
29	2047	586	663	836
30	2048	586	663	836
31	2049	586	663	836
32	2050	586	663	836

Tabla 9. 47 Resumen de Costos Operativos y Pérdidas por Plan. de Generación

Escenario	Año	Costo Operativo	Costo de Pérdidas	Costo Operación & Penalidades
Referencia	2024	2,053	131	2,184
	2025	2,061	140	2,201
	2026	2,067	150	2,217
	2028	2,076	167	2,242
Renovables (Alternativo I)	2024	1,829	147	1,976
	2025	1,837	157	1,994
	2026	1,840	166	2,006
	2028	1,852	184	2,037
Demanda Alta (Alternativo III)	2024	2,257	136	2,392
	2025	2,266	145	2,412
	2026	2,272	155	2,427
	2028	2,281	173	2,453

Resultados del análisis de minimización del máximo arrepentimiento

La evaluación del proyecto Cuarta Línea, bajo condiciones de incertidumbre se realiza determinado el costo total (inversión, operación y penalidades) incurridos el horizonte de estudio. En la evaluación se incluyen únicamente los

proyectos que resultan en los planes de expansión de generación (plantas de generación) y el proyecto Cuarta línea y las inversiones adicionales de no contar con este proyecto.

En la Tabla 9. 49 se presenta el análisis de la minimización del máximo arrepentimiento. Los arrepentimientos se obtienen por diferencia entre los costos de

cada año analizado y el costo mínimo de cada escenario analizado (líneas verticales), luego se obtienen los arrepentimientos máximos para cada año analizado.

Se observa que la decisión óptima para la energización del proyecto Cuarta Línea sería en el año 2024. De no hacerlo en ese año, los arrepentimientos que se tendrían al energizar el proyecto en otro año diferente serían iguales a las diferencias entre los valores correspondientes de cada decisión (proyecto Cuarta Línea en 2024, 2025,

2026, 2028) y el valor correspondiente a la decisión óptima (2024).

Se observa que para todos los planes de expansión analizados el mayor arrepentimiento se da en el año 2025. De acuerdo con el análisis la opción que minimiza el máximo arrepentimiento corresponde al año **2024**, cuyo arrepentimiento máximo es de **0 millones de US\$**; que corresponde al mínimo de los máximos arrepentimientos (Criterios de Savage).

Tabla 9. 48 Resumen de Costos Operativos, Pérdidas por Plan. de Generación

Planes de Generación	Referencia	Renovables (Alternativo I)	Demanda Alta (Alternativo III)
2024	5233	5259	6099
2025	5261	5294	6129
2026	5251	5285	6122
2028	5233	5274	6107
Mínimo Costo	5233	5259	6099

Tabla 9. 49 Análisis de minimización del máximo arrepentimiento en millones de US\$

Planes de Generación	Referencia	Renovables (Alternativo I)	Demanda Alta (Alternativo III)	Máx.
2024	0	0	0	0
2025	28	36	30	36
2026	18	26	23	26
2028	0	15	8	15

Año óptimo de entrada del Proyecto Cuarta Línea

De acuerdo con el Criterio de Savage, la opción que minimiza el máximo arrepentimiento corresponde al año 2024, cuyo arrepentimiento máximo asciende a 0 millones de US\$; siendo está a la decisión que produce el menor arrepentimiento.

Bajo las condiciones técnicas, económicas y de riesgo analizadas se recomienda que la fecha de entrada en

operación del proyecto Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica Chiriquí Grande-Panamá III 500 KV sea en el año 2024.

Conclusiones

De los resultados presentados se puede indicar lo siguiente:

El problema principal que presenta el SIN en el periodo de largo plazo de presentarse altos flujos desde occidente será la falta de compensación reactiva pasiva y dinámica.





Dado que las líneas actuales no permitirían cumplir con el despacho económico, además de que limitaría la penetración de fuentes renovables no convencional (Eólica y Solar), se tendría que invertir en compensación reactiva

Cabe destacar que la operación de un sistema con alto grado de compensación reactiva operando, complicaría la operación del SIN.

Dicho lo anterior se recomienda la construcción de una nueva línea (4LT) que permitiría al SIN operar de forma segura y confiable.

Para todos los escenarios analizados (Referencia, Renovable y Demanda Alta) la entrada en operación de la 4LT permitiría al SIN cumplir con el despacho económico y además permitiría el despacho de un alto volumen de generación renovable (Eólica y Solar).

A continuación, se muestran las condiciones que presentaría el SIN con y sin la 4LT.

La entrada en operación de la 4LT a partir del 2024:

- Se eliminaría las restricciones de transmisión y la generación obligada.
- Permitiría aumentar la capacidad de transporte a tal punto que se pudiera cumplir con el despacho económico.
- Aumentaría la confiabilidad del SIN ya que el mismo soportaría contingencias dobles circuitos paralelos en cada tramo de las líneas 1, 2 y 3.
- Disminuiría la dependencia de compensación reactiva pasiva y dinámica.

- Aumentaría la reserva reactiva disminuyendo y hasta eliminando el problema de estabilidad de voltaje.
- Permitiría un aumento considerable de la penetración de fuentes renovables no convencionales en la Zona Occidente y Central del país.
- Reduciría las pérdidas del SPT, disminuyendo generación de energía innecesaria y su costo.
- Le daría suficiente margen de maniobra a ETESA para realizar los mantenimientos programados de las líneas 1, 2 y 3, sin recurrir en generación obligada.

Sin la 4LT:

- Se repetirían los problemas de inestabilidad de voltaje que mantenemos en la actualidad.
- Se presentarían restricciones operando el SIN con generación obligada.
- Se limitaría la penetración de generación eólica y solar.
- Se tendría que invertir en compensación reactiva pasiva y dinámica para soportar grandes volúmenes de transferencia de energía entre occidente y centro del país.
- Se tendrían que repotenciar circuitos cuya ejecución de la obra sería muy complicada.
- Se operaría un Sistema con bajos niveles de confiabilidad.
- Se presentarían altos niveles de pérdidas y costos de las mismas.

Según el cronograma de ejecución del proyecto el mismo no estaría disponible antes del 2024, además el análisis económico para determinar la fecha optima de entrada en operación del proyecto coincide dicha fecha.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 10

PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 10

PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

Tomando en cuenta el nuevo escenario de generación que considera las centrales generadoras hidroeléctricas, obtenemos de los análisis realizados, que es necesario desarrollar los siguientes proyectos, de modo que el sistema de transmisión tenga la capacidad para transportar toda la generación de estas centrales, cumpliendo con las normas de calidad establecidas en el Reglamento de Transmisión.

Las ampliaciones identificadas en el largo plazo, 2023 – 2033, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

1. Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Veladero – Llano Sánchez – El Higo - Chorrera - Panamá 230 KV

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2016 – 2019, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se tendría un aumento de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de 600 MW, que sumado a los 1,707 MW existentes daría un total de 2,307 MW de generación solar, eólica e hidroeléctrica, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la Subestación Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones.

En el año 2017 entró en operación la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea de

transmisión LT1, Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá la cual data de los años 1978 y 1979. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Para esto será necesario cambiar el conductor de la misma a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC, cambiar los herrajes, reparación de elementos de las torres y, de ser necesario, instalación de torres nuevas para adecuarse a los requisitos del nuevo conductor.

Los trabajos a realizar en esta línea son los siguientes:

- Aumento de capacidad en la LT1 Veladero – Llano Sánchez (Etapa I) entraría en operación en junio de 2022.
- La segunda etapa Llano Sánchez El Higo estaría operativa en marzo 2023 (Etapa II).
- La tercera etapa El Higo – Panamá entraría en operación en marzo 2024 (Etapa III).
- En todas las etapas se cambiará el conductor de la línea de transmisión, aproximadamente 290 km en total, a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC o similar. Este conductor tendrá una capacidad de aproximadamente 600 MVA/circuito a una temperatura de 180°C y 645 MVA/circuito a 200°C. Se utilizarán las torres existentes. Este conductor tiene peso muy similar (727 lb/kpie) en comparación con el conductor

actual 750 ACAR (704 lb/kpie) por lo que no impone esfuerzos adicionales en las torres existentes, mientras que prácticamente triplica la capacidad de transmisión de estas líneas.

- Igualmente se reemplazará el hilo de guarda en la línea, reemplazando uno de ellos por un conductor OPGW, mientras que el otro hilo de guarda se reemplazará por un nuevo 7 No.8.

Con el aumento de la capacidad de esta nueva línea de doble circuito Veladero – Llano Sánchez – El Higo - Chorrera - Panamá 230 KV, se incrementará la capacidad de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) proveniente del occidente del país, donde se encuentra el potencial hidroeléctrico, lo que permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas.

Etapa II

Entrada en Operación: marzo de 2023

Costo Estimado: B/. 32,596,000

Etapa III

Entrada en Operación: marzo de 2024

Costo Estimado: B/. 40,291,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El Proyecto aumento de capacidad de la LT1_Vel-LLs-EIHigo-Cho-Pmá, se envió a compras para licitarse el 29 de septiembre de 2016.
- El Proyecto aumento de capacidad de la LT2_Vel-LLs-EICoco-PmáII, se envió a compras para licitarse en junio de 2016 y fue devuelta el 14 de noviembre de 2016 a la Gerencia de Diseño para correcciones y unificar los dos proyectos: Aumento LT1 y Aumento LT2 en una sola licitación.

- 2017-2-78-0-99-LP-008767 se publicó el 26 de junio de 2017 y tenía propuesto la fecha del acto público para el 30 agosto de 2017.
- con los trabajos realizados en el proyecto Aumento de Capacidad LT_MDN-VEL y Aumento de capacidad LT_GUAS-VEL y las dificultades en obtener las libranzas de dos líneas de manera concurrente, se decidió realizar un estudio más afondo de la cronología de los trabajos tomando en consideración los tiempos de generación del occidente y las libranzas en época de lluvia o seca, además de algunos trabajos adicionales que se deben realizar en las torres. (reubicación de estructuras, etc.).

2. Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV (operada inicialmente a 230 KV)

Debido a la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, solares, eólicas y térmicas en el occidente del país, es necesario aumentar la capacidad de transmisión proveniente desde las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro, hacia la ciudad de Panamá, para así transmitir de manera confiable, eficiente y segura la generación de estas plantas hasta los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón, cumpliendo con todas las normativas vigentes y con un despacho económico de generación, respetando el Orden de Mérito de las unidades generadoras.

Para esto se ha considerado la construcción de una cuarta línea de transmisión proveniente desde el occidente del país, en el área de Bocas del Toro, desde una nueva subestación denominada Chiriquí Grande, hasta la nueva Subestación Panamá III. Esta nueva línea tendrá su recorrido por el sector atlántico del país, debido a que por

el sector pacífico ya transcurren las otras tres líneas de transmisión de 230 KV.

Este proyecto se comprenderá dos fases: Fase I, la cual consistirá de la construcción de la línea de transmisión, con aproximadamente 330 km de longitud, la construcción de la Subestación Chiriquí Grande 230 KV y la ampliación de la Subestación Panamá III. En esta fase la línea operará en 230 KV. La fase II comprenderá la energización a 500 KV de la línea, para lo cual será necesario la construcción de los patios de 500 KV de las Subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III.

FASE I

Esta fase consiste de:

- Línea de transmisión de 500 KV: esta línea será de doble circuito, en 500 KV, con cuatro conductores 750 ACAR por fase, con una longitud aproximada de 317 km. La misma tendrá una capacidad de transmisión en condiciones normales de operación de por lo menos 1,300 MVA por circuito en condiciones normales de operación y 1,630 MVA por circuito en condiciones de emergencia. En esta fase operará en 230 KV.
- Construcción de la nueva Subestación Chiriquí Grande 230 KV: esta subestación seccionará las líneas de 230 KV Fortuna – La Esperanza y Cañazas – Changuinola, en el área de Chiriquí Grande, provincia de Bocas del Toro. El patio de 230 KV contará con dos naves de tres interruptores para la conexión de las líneas antes mencionadas y además dos naves de dos interruptores para la conexión de

los dos circuitos de la línea hacia Panamá III. Deberá contar con el espacio para que a futuro se amplíe la subestación con la transformación a 500 KV y patio de 500 KV.

- Ampliación de la Subestación Panamá III 230 KV: para la conexión de la línea de proveniente desde Chiriquí Grande, será necesario ampliar el patio de 230 KV de la Subestación Panamá III mediante la adición de dos interruptores en las naves disponibles.

FASE II

En esta fase del proyecto se realiza la energización a 500 KV de la línea de transmisión. Para esto serán necesarias las siguientes obras:

- Subestación Chiriquí Grande 500 KV: El patio de 500 KV será en esquema de interruptor y medio GIS y contará con un total de 14 interruptores. Contará con cinco naves, dos de ellas de tres interruptores, para la conexión de dos de los transformadores y reactores y tres naves de dos interruptores para la conexión de la línea hacia la Subestación Panamá III y uno de los transformadores. Los tres transformadores tendrán una capacidad de 500 MVA cada uno, compuestos por tres transformadores monofásicos, se incluye uno de repuesto (total de 10 transformadores monofásicos). También será necesario la ampliación del patio de 230 KV mediante la adición de una nave con dos interruptores, para la conexión de uno de los transformadores. Cada una de las

líneas de 500 KV también necesitará la conexión de un reactor mediante un interruptor.

- **Subestación Panamá III 500 KV:** El patio de 500 KV será en esquema de interruptor y medio GIS y contará con un total de 14 interruptores. Contará con cinco naves, dos de ellas de tres interruptores, para la conexión de dos de los transformadores y reactores y tres naves de dos interruptores para la conexión de la línea hacia la Subestación Chiriquí Grande y uno de los transformadores. Los tres transformadores tendrán una capacidad de 500 MVA cada uno, compuestos por tres transformadores monofásicos, se incluye uno de repuesto (total de 10 transformadores monofásicos). También será necesario la ampliación del patio de 230 KV mediante la adición de una nave con dos interruptores, para la conexión de uno de los transformadores. Cada una de las líneas de 500 KV también necesitará la conexión de un reactor mediante un interruptor.

Fase I: operación en 230 KV
Inicio de Operación: julio de 2024
Costo total: B/. 463,000,000

Fase II: operación en 500 KV
Costo total: B/. 175,083,000
Fecha Propuesta: julio de 2030

3. Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 KV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Panamá III de 230 KV ya que para el año 2028 se presentan sobrecargas en las líneas de doble

circuito de 230 KV entre Panamá – Panamá III. Para esto, debido a los problemas de servidumbre en esta área se ha pensado en que el refuerzo sea a través de una línea subterránea de aproximadamente 3 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de una nave de dos interruptores de 230 KV el costo total estimado es de B/. 13,019,000.

Inicio de Operación: enero de 2028
Costo total: B/. 13,019,000

4. Proyecto Telfers – Sabanitas 230 KV

Para la vinculación del proyecto NG Power, ubicado en Telfers, Provincia de Colón, será necesario la construcción de una nueva línea de 230 KV, conductor Drake ACCC, doble circuito, montando inicialmente un solo circuito, de aproximadamente 16 km de longitud, hasta la S/E Sabanitas 230 KV. Además, será necesario seccionar uno de los circuitos de la línea Costa Norte – Sabanitas 230 KV, de manera que este proyecto, junto con Costa Norte, cuenten con la suficiente capacidad de transmisión. También será necesaria la ampliación de una nave de dos interruptores en la Subestación Sabanitas 230 KV GIS para la conexión de este nuevo circuito.

Los costos asociados a esta obra son los siguientes:

- a. LT Telfers – Sabanitas 230 KV doble cto. (un cto. inicialmente), conductor Drake ACCC, 16 km aproximadamente: B/. 15.55 Millones
- b. Seccionamiento LT doble circuito Costa Norte - Sabanitas 230 KV más aproximadamente 1 km de línea de doble circuito con conductor Drake ACCC para llegar hasta Telfers: B/. 3.67 Millones

c. Adición de una nave de dos interruptores GIS en S/E Sabanitas 230 KV: B/. 7.00 Millones

Inicio de Operación: enero de 2023
Costo Estimado: B/. 26.22 Millones

El total de la generación de las plantas instaladas en esta área de la Provincia de Colón, Costa Norte (381 MW) y NG Power (670 MW) suman 1,051 MW, que comparado a la demanda máxima proyectada para el año 2023, (2,152 MW) representa más del 48 % de la demanda total del sistema.

Comparado con la transferencia máxima desde occidente para el año 2023 de 1,309 MW, el flujo máximo de las centrales del área de Colón representaría más del 80% del mismo.

Tal como se establece en el Artículo 173 del Reglamento de Transmisión, esta línea se justifica como parte del Sistema Principal de Transmisión, en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión, además de que existirían dos agentes conectados a través de la misma. A continuación, se presentan los flujos de potencia de los análisis realizados para la conexión de este proyecto al SIN.

a. Caso Base: Costa Norte y NG Power conectadas en Sabanitas y LT de Telfers- Sabanitas

Telfers: 590 MW (descontado el uso de auxiliares y 5% de reserva)
Costa Norte: 361 MW (descontado el uso de auxiliares y 5% de reserva)
Total= 951 MW

DIAGRAMA UNIFICAR CONEXION PLANTAS DE GNL



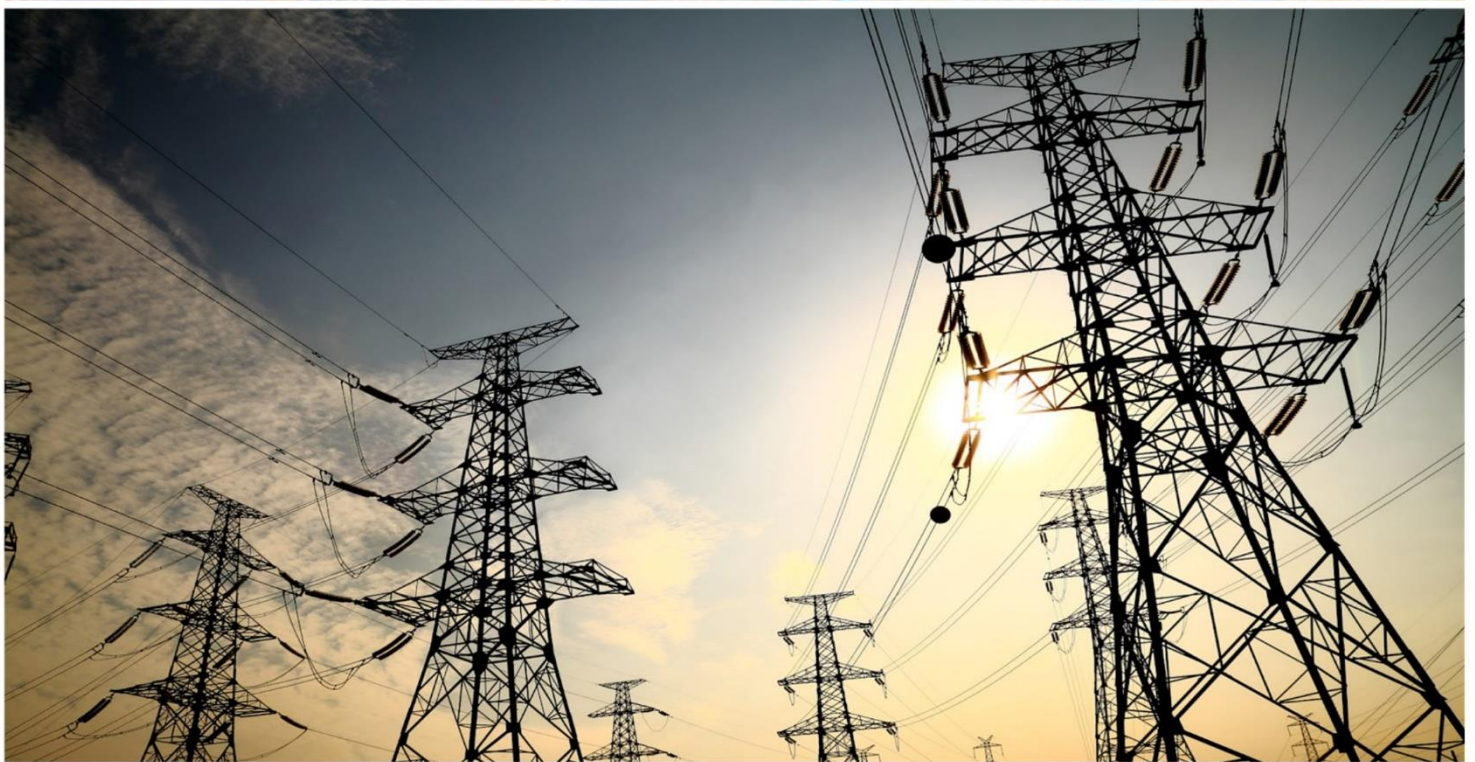
Como se puede observar, todas las líneas están dentro de su rango de capacidad normal, siendo la mayor carga solo de 39 % en las líneas Costa Norte – Sabanitas. En caso de contingencia de alguna de estas líneas, no existirá ninguna sobrecarga.

En el diseño y costo de todos los proyectos mencionados se incluyen todos los equipos necesarios para la adecuada conexión de los mismos, tales como interruptores, cuchillas, PTs, CTs, etc.

Es importante mencionar que el costo total es un estimado que no incluye el

costo de la generación obligada y generación desplazada producto de las libranzas para la ejecución de los proyectos, costo que debe ser calculado al momento de realizar el mismo.





CAPÍTULO 11

INTERCONEXIONES REGIONALES

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 11

INTERCONEXIONES REGIONALES

A continuación, se analiza el comportamiento y las limitaciones presentadas en el Sistema Principal de Transmisión (SPT) para cumplir con los intercambios con Centroamérica y Colombia.

INTERCAMBIOS PANAMÁ-CENTROAMERICA

Para este análisis se simularán intercambios con Costa Rica (Exportando e Importando) hasta llegar al monto máximo posible respetando los criterios de calidad y seguridad. Los intercambios se realizarán a través de los circuitos de (Dominical-Río Claro, Progreso-Río Claro y Changuinola - Cahuita) no se tomaron en cuenta nuevos refuerzos.

Tabla 11. 1 Intercambios Con Centroamérica

Año	Importando (MW)	Exportando (MW)
2023	275	571
2024	277	510
2025	250	560
2026	234	606
2028	259	595
2030	300	565

Como se puede apreciar en la tabla anterior el rango de importación alcanzado se encuentra entre 230MW y 300MW a lo largo del periodo estudiado.

El sistema no soportaría importaciones superiores debido a la falta de compensación reactiva, misma que es requerida para dar soporte ante las contingencias del SPT manteniendo los voltajes dentro del rango permitido

Debido a que existen restricciones que no permitirían aumentar a más de 300MW

las importaciones no se presentan sobrecargas en las interconexiones.

En los escenarios de exportación se logra mayor intercambio con Centroamérica debido a que gran parte de la generación que se requiere para exportar sería generada por fuentes térmicas conectadas en áreas cercanas a los centros de carga (Zona Atlántica 230kV).

Dicha generación daría suficiente soporte reactivo que permitiría exportar hasta 600MW, El valor de la exportación es limitado por sobrecarga en la línea Progreso - Río Claro ante la pérdida de la línea Dominical-Río Claro.

Contrario al caso con importaciones las pérdidas disminuirían considerablemente con respecto al escenario sin importaciones.

Tabla 11. 2 Transferencia Llano Sánchez

Año	Importando (MW)	Exportando (MW)
2023	1499.69	676.43
2024	1488.66	754.73
2025	1516.84	763.42
2026	1488.03	707.01
2028	1487.19	711.01
2030	1690.44	1032.72

Tomando en cuenta las importaciones presentadas las pérdidas aumentarían en comparación con el escenario de referencia sin importaciones.

Tabla 11. 3 Pérdidas de Transmisión Importando y Exportando

Año	Importando (MW)	Exportando (MW)	Base
2023	121.05	41.89	104.52
2024	118.84	45.14	105.07
2025	123.87	43.66	108.48
2026	118.88	42.44	107.77
2028	120.41	43.18	106.79
2030	90.63	43.36	76.62



A continuación, se muestran los flujos por las interconexiones Panamá – Centroamérica

Figura 11. 1 Escenario de Importación año 2023

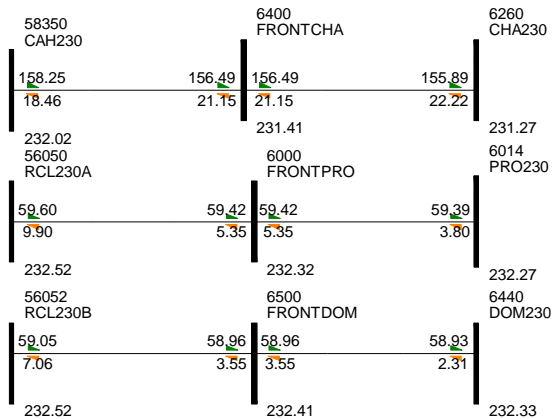


Figura 11. 2 Escenario de Importación año 2024

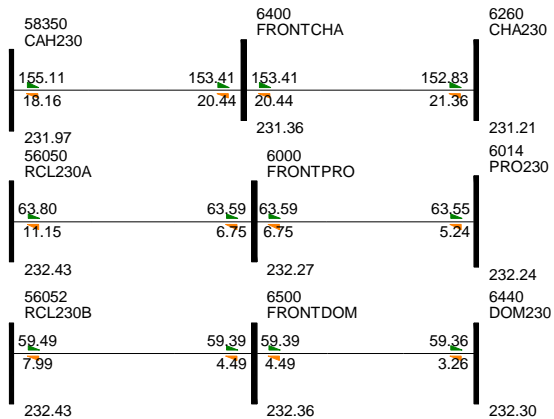


Figura 11. 3 Escenario de Importación año 2025

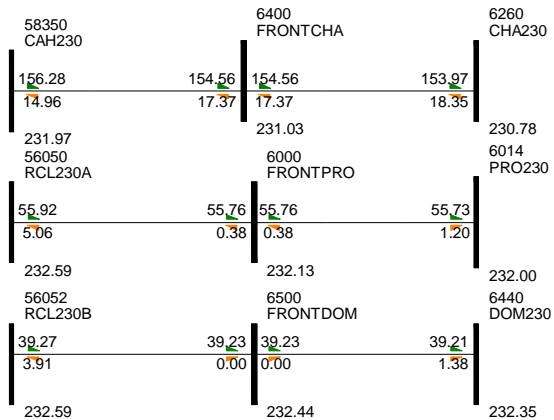


Figura 11. 4 Escenario de Importación año 2026

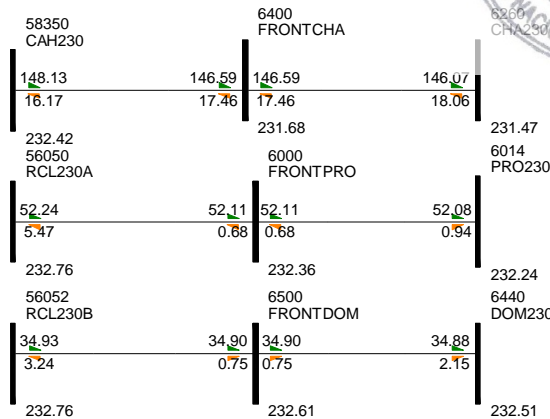


Figura 11. 5 Escenario de Importación año 2028

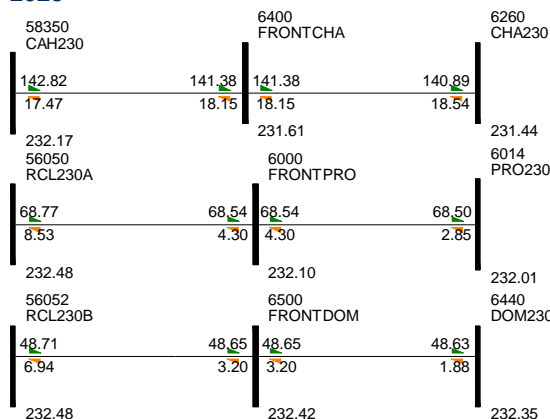


Figura 11. 6 Escenario de Importación año 2030

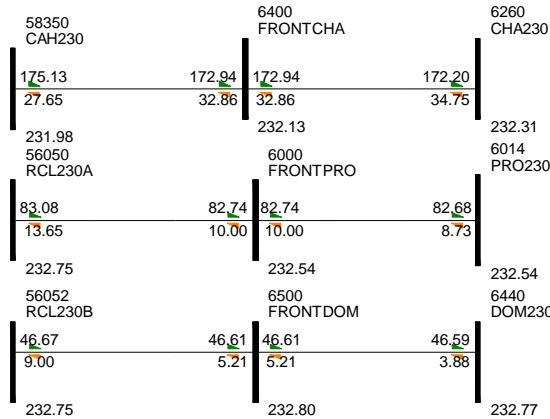
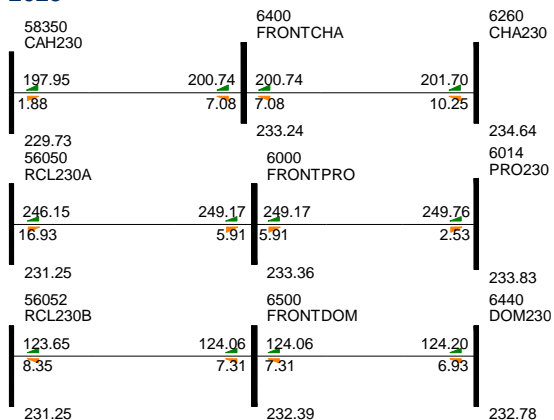
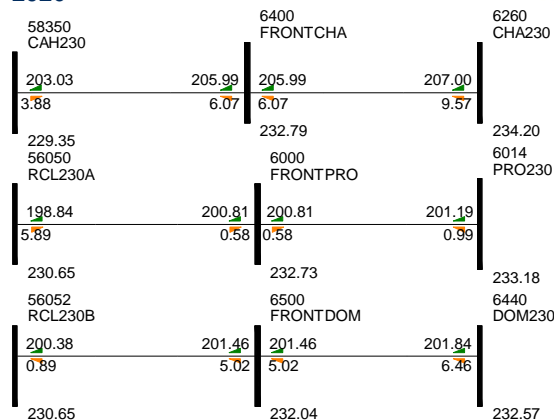
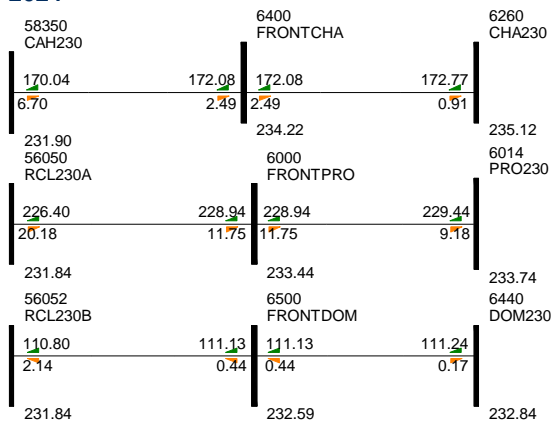
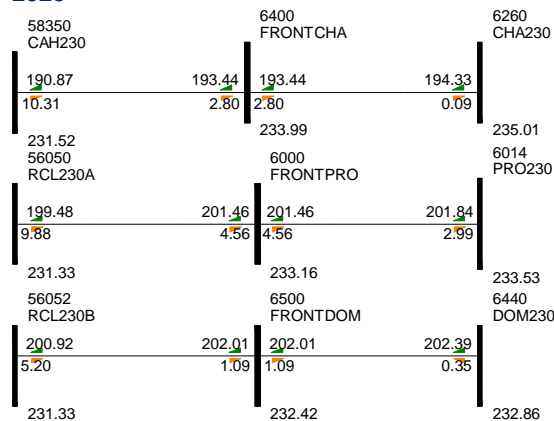
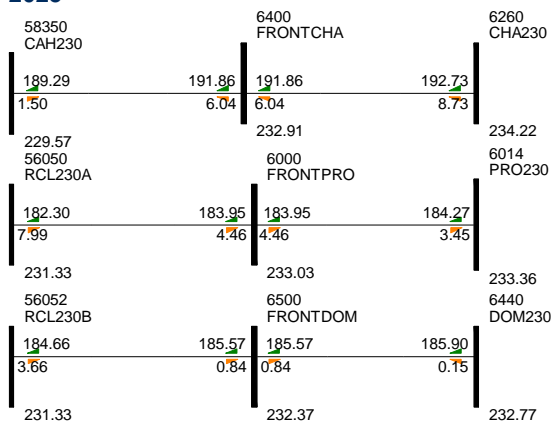
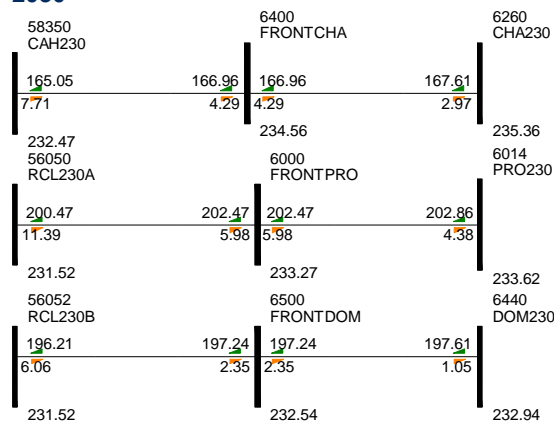



Figura 11. 7 Escenario de Exportación año 2023

Figura 11. 10 Escenario de Exportación año 2026

Figura 11. 8 Escenario de Exportación año 2024

Figura 11. 11 Escenario de Exportación año 2028

Figura 11. 9 Escenario de Exportación año 2025

Figura 11. 12 Escenario de Exportación año 2030





INTERCAMBIOS (PORTEO) COLOMBIA-PANAMÁ- CENTROAMERICA

Para este análisis se toman en cuenta la entrada en operación de la Interconexión Colombia – Panamá a partir del año 2024.

Se realizan intercambios entre los tres mercados, Panamá, Colombia y Centroamérica para observar o determinar los niveles de intercambio que soportaría el SIN.

Tabla 11. 4 Transferencia Centroamérica-Colombia

Año	CENTROAMERICA-PANAMÁ	PANAMA-COLOMBIA
2023	300	400
2024	300	400
2025	300	400
2026	300	400
2028	300	400
2030	300	400

Tabla 11. 5 Transferencia Colombia-Centroamérica

Año	COLOMBIA-PANAMÁ	PANAMA-CENTROAMERICA
2023	400	300
2024	400	300
2025	400	300
2026	400	300
2028	400	300
2030	400	300

Tomando en cuenta los flujos establecidos se ajustaron los despachos a entre los años del 2024 y 2030, respetando los criterios de calidad y seguridad.

Para los escenarios analizados no se encontraron restricciones que no permitan el porteo de energía en ambas direcciones, además no se requieren de nuevas inversiones

Flujo Sur - Norte

Para este escenario el Sistema Colombiano exporta 400MW, hacia Centroamérica se exportan 100MW por lo que en el Sistema de Panamá se quedarían 100MW.

Para todo el periodo de estudio se cumple con el criterio de calidad y seguridad. A pesar de que salen de despacho 100MW que brindan soporte de reactivo.

A continuación, se presentan los flujos desde occidente (Entrando a S/E Llano Sanchez) y las pérdidas de transmisión para los escenarios de Intercambios Norte – Sur y Viceversa

Tabla 11. 6 Flujos por Llano Sanchez (ICP)

Año	CA-PA-CO (MW)	CO-PA-CA (MW)
2024	1514.36	950.9
2025	1561	1011.52
2026	1549.46	996.22
2028	1441.88	991.52
2030	1764.65	1296.06

Tabla 11. 7 Perdidas de Transmisión (ICP)

Año	CA-PA-CO (MW)	CO-PA-CA (MW)	Base
2024	126.24	53.52	105.07
2025	130.88	57.81	108.48
2026	133.02	58.32	107.77
2028	118.59	56.66	106.79
2030	98.97	53.28	76.62

Figura 11. 13 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2024

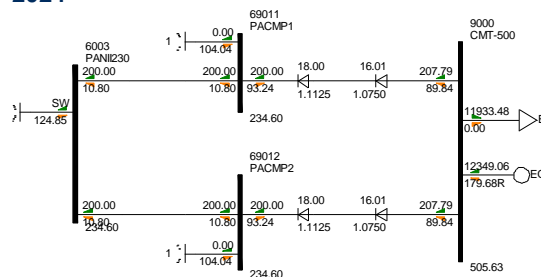


Figura 11. 14 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2024

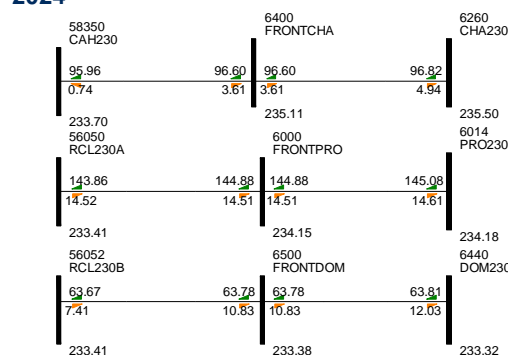


Figura 11. 15 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2025

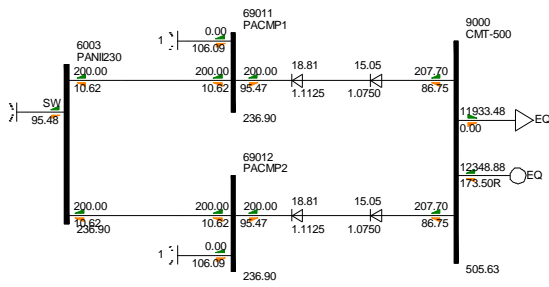


Figura 11. 19 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2028

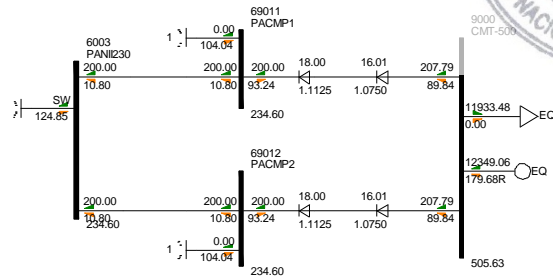


Figura 11. 16 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2025

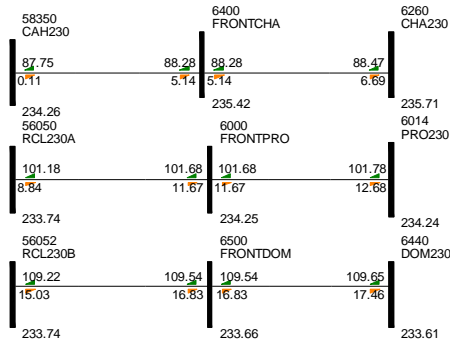


Figura 11. 20 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2028

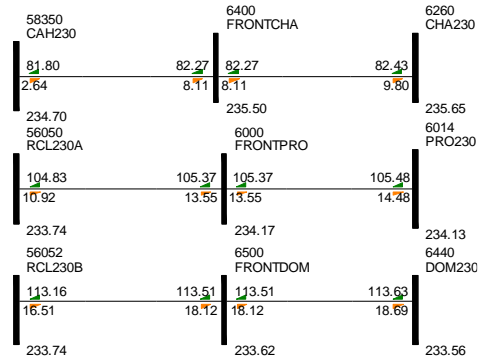


Figura 11. 17 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2026

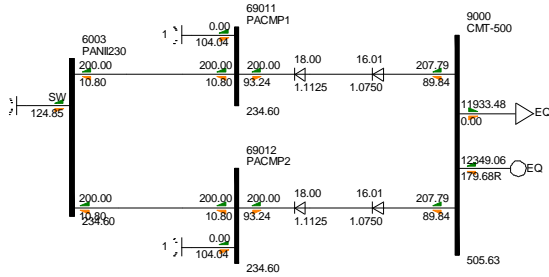


Figura 11. 21 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2030

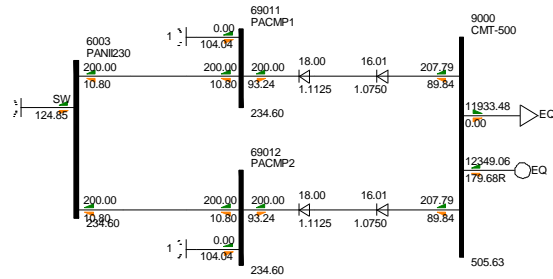


Figura 11. 18 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2026

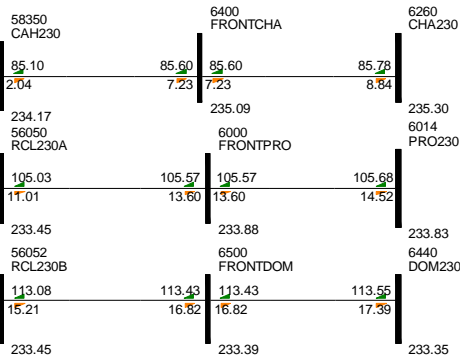
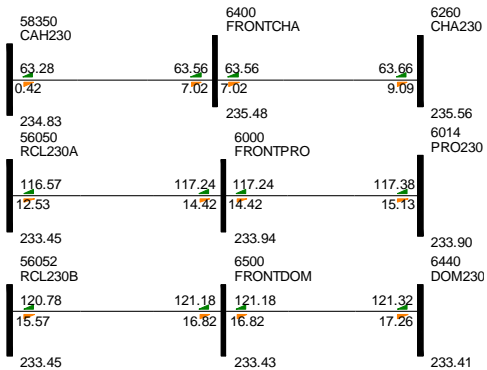


Figura 11. 22 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2030




Flujo direcciones Norte - Sur

Para este escenario se mantiene importaciones desde Centroamérica y Panamá aportaría 100MW para completar los 400MW que se exportan hacia el Sistema Colombiano.

Para todos los años de estudio se logra cumplir con los flujos establecidos, se observan mayores pérdidas en el Sistema Panameño ya que se trae energía de Centroamérica, las interconexiones cumplen con el criterio de seguridad.

Figura 11. 23 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2024

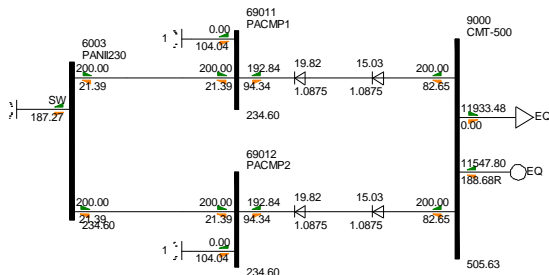


Figura 11. 24 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2024

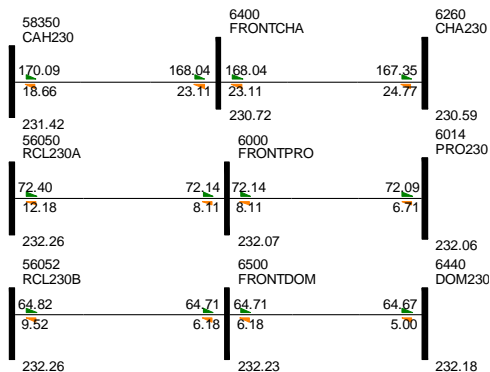


Figura 11. 25 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2025

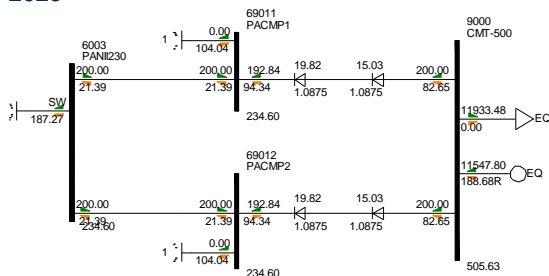


Figura 11. 26 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2026

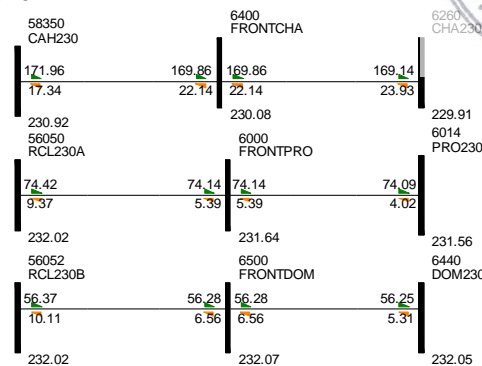


Figura 11. 27 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2026

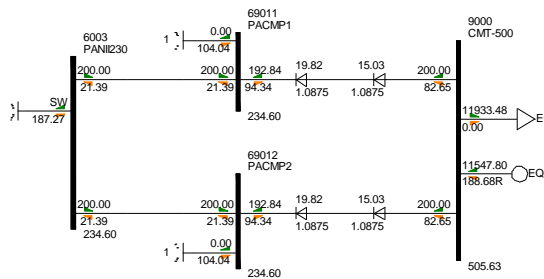


Figura 11. 28 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2026

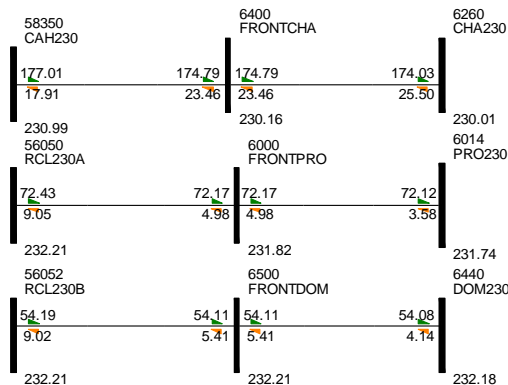


Figura 11. 29 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2028

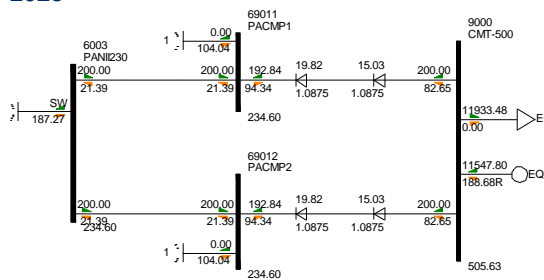
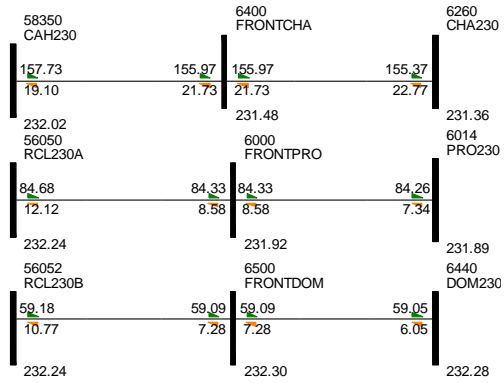
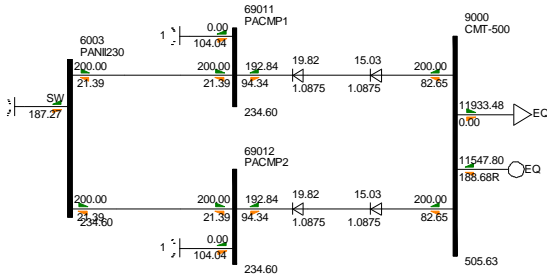
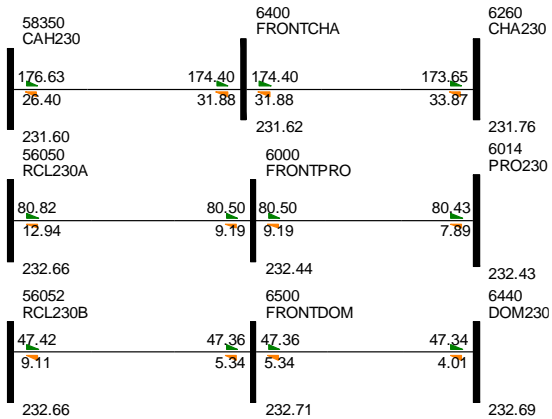



Figura 11. 30 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2028

Figura 11. 31 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2030

Figura 11. 32 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2030





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 12

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

AB



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 12

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las ampliaciones del sistema de comunicaciones determinada en el horizonte de corto plazo son las presentadas en la siguiente tabla.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
51	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES		0	2,832	5,492	2,403	270	110	48	0	0	0	0	0	0	11,155
52	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO			150	150											300
53	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES			50	50											100
54	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT 230-20y30			250	250											500
55	REPOSICION DE RECTIFICADORES			132	132											264
56	REPOSICION DE TORRES DE COMUNICACIONES				131	131										262
57	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS			126	126											252
58	REPOSICION DE OPGW LT GUASQUITAS - PANAMA II			2,124	2,034	2034										6,192
59	REPOSICION ENLACES MICROONDAS CERRO MENA Y VOLCAN BARU				110											110
60	REPOSICION EQUIPOS DE PRUEBA RED DE TELECOMUNICACIONES				150	200	200									550
61	REPOSICION BANCOS DE BATERIAS DE COMUNICACIONES				53	38	70	110	48							319
62	REPOSICION SISTEMA DE RADIO COMUNICACION DIGITAL ASTRO-25				2,306											2,306

1. Plantas Eléctricas Auxiliares de Respaldo

Reposición de las Plantas Eléctricas auxiliares de Respaldo y Sistema de Transferencia Automática en diez (10) sitios de la Red de Comunicaciones de ETESA, en los cuales las Plantas Actuales han cumplido su tiempo de uso o no se cuenta con repuestos para mantenerlas en óptimo funcionamiento por más tiempo. Con esta reposición se busca garantizar la operación ininterrumpida de los Equipos de estos sitios durante apagones o fallas del Servicio Eléctrico Comercial.

Objetivos

- Garantizar la operación permanente de los equipos de comunicaciones mediante el reemplazo de plantas eléctricas de respaldo en diez (10) sitios de la red de comunicaciones de ETESA.
- Desmontaje de las plantas eléctricas actuales, cuales ya han cumplido con su tiempo de vida útil

Justificación

Los sitios de comunicaciones cuentan con generadores eléctricos como respaldo en los momentos en que se presentan interrupciones, daños o fallas en el servicio eléctrico comercial. En las áreas apartadas de la geografía nacional, donde se ubican los sitios de comunicaciones, específicamente de la Red Troncal y de Microondas de ETESA, suelen ser repetitivos este tipo de incidentes, por lo que se hace obligatorio el contar con un sistema de Respaldo AC en óptimas condiciones que pueda garantizar el flujo de corriente que necesitan los equipos de comunicaciones, además del sistema de respaldo DC (banco de baterías) con que actualmente cuentan estos sitios.

Las Plantas eléctricas de respaldo actualmente datan del año 2004, por lo que ya han cumplido su tiempo de vida útil, además de que no se cuentan con los repuestos necesarios para mantenerlas a todas operando.

Ubicación Geográfica del Proyecto

Caseta	Provincia	Distrito	Corregimiento
Cerro Peñón	Panamá	San Miguelito	Las cumbres
Cerro Mena	Panamá	Capira	Campana
Los Pollos	Coclé	Rio Hato	Rio Hato
Cerro Taboga	Coclé	Aguadulce	El Roble
Cerro Canajagua	Los Santos	Las Tablas	Canajagua
Cerro Alto Ibalá	Veraguas	Cañazas	Alto Ibalá
Cerro Tolé	Chiriquí	Tolé	Veladero
Cerro Jesús	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
Volcán Barú	Chiriquí	Boquete	Palmira

Duración Esperada: 2 años

Costo: B/. 300,000.00

Entrada en Operación: diciembre 2020

2. Equipamiento y dispositivos de comunicación para la Integración nuevos agentes

Este proyecto contempla la adquisición de los equipos, dispositivos, accesorios y módulos de comunicación necesarios para la integración de nuevos Agentes de Mercado a la plataforma de telecomunicaciones de ETESA para el intercambio de información requerida en la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Objetivos

Adquirir los equipos, dispositivos, accesorios y módulos de comunicaciones para garantizar la integración de los Nuevos Agentes del mercado eléctrico de acuerdo a la proyección del plan de generación.

Justificación

El proyecto de Equipamiento de Multiplexores Loop es necesario para garantizar la integración de los nuevos agentes del mercado eléctrico a la plataforma de monitoreo y control para la



operación del Sistema Interconectado Nacional. En la actualidad se ha incrementado la participación de Agentes con pequeñas Plantas Solares a lo largo y ancho del país, los cuales requieren comunicación con CND (Teléfonos, SCADA y Frecuencia de Mercado)

De no planificar oportunamente la adquisición de estos equipos, dispositivos, accesorios y módulos de comunicaciones, se tendrían muchas dificultades para que los agentes puedan desarrollar adecuadamente las operaciones de monitoreo y control e intercambio de información con el Centro Nacional de Despacho.

Duración Esperada: 24 meses
Costo: B/. 100,000.00
Entrada en Operación: diciembre 2020

3. Ampliación de la Cobertura de Radio Troncales LT 230-20 y 30.

Adquisición de dos (2) nuevos sitios en la Zona 3, específicamente la provincia de Bocas del Toro, con la finalidad de ampliar la cobertura de la red Troncal de ETESA, brindando una mejor comunicación en más segmentos de la LT 230-20/30. Al mejorar la cobertura se espera garantizar la comunicación de todas las personas involucradas en actividades, quienes puedan reportar oportunamente sus intervenciones y labores en todo momento al Centro Nacional de Despacho (CND).

Objetivos

- Adquirir dos sitios nuevos en la provincia de Bocas del Toro equipados con todo lo necesario para que funcionen ininterrumpidamente.
- Contar con nuevos sitios propiedad de ETESA que permitan acceso total y sin

restricciones a los equipos instalados.

- Ampliar cobertura troncal en la provincia de Bocas del Toro para mejorar la comunicación con el Centro Nacional de Despacho.

Justificación

Lo accidentada de la Geografía en la provincia de Bocas del Toro evita la propagación de ondas RF del Sistema Troncal, específicamente del actual sitio ubicado en el Volcán Barú, lo que da lugar a la existencia de huecos de cobertura donde no se hace posible la comunicación con el Centro Nacional de Despacho (CND), propiciando fallas de Procedimientos, latencia en la ejecución de actividades y eleva el porcentaje de errores, incrementando los Riesgos a Accidentes.

Debido a lo antes expuesto, se hace imperante la Ampliación de Cobertura Troncal en la Zona para garantizar las Comunicaciones en todo momento con el CND.

Actualmente se cuentan con equipos para instalar dos (2) sitios nuevos, cuales se planean implementar en el área de Bocas del Toro para optimizar la cobertura en la Zona y de esta manera mejorar la comunicación entre los colaboradores de la Zona y con el Centro Nacional de Despacho (CND).

Duración Esperada: 2 años
Costo: B/. 500,000.00
Entrada en Operación: diciembre 2020

4. Reposición de Rectificadores para Equipos de Comunicación

Esto proyecto contempla el reemplazo los rectificadores que actualmente tienen más de 15 años de funcionamiento en los sitios de comunicaciones. Estos rectificadores son de uso exclusivo para



los sistemas de comunicación, medio indispensable para el intercambio de información requerida para la operación integrada del Sistema de Interconectado Nacional (SIN), según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3

Objetivos

- Reemplazar los rectificadores de los sitios de comunicación con más de 15 años de funcionamiento, ya que no tienen repuestos y están discontinuados.
- Evitar la pérdida de comunicación en estos sitios por problemas de alimentación de 48 VDC.

Justificación

Los equipos rectificadores de voltaje mencionados que alimentan los equipos de comunicación con voltaje DC, han sobrepasado su tiempo de vida útil y ponen en riesgo la disponibilidad del sistema, ya que, estos no cuentan con repuestos en el mercado y están discontinuados.

Este proyecto de reposición de los rectificadores de estos sitios nos garantiza poder mantener un sistema de comunicación óptimo y para hacer frente a las exigencias del mercado y seguir brindando los servicios, tanto para la red interna de ETESA, como para los agentes de mercado que soliciten la conexión a la red de comunicaciones de ETESA

Ubicación Geográfica

Sitios	Provincia	Distrito	Corregimiento
BLM4	Colon	Sabanitas	Sabanitas
CERRO PEÑON	Panama	San Miguelito	Las cumbres
BLM1	Colon	Sabanitas	Sabanitas
SANTA RITA SERTV	Colon	Sabanitas	Sabanitas
CERRO IBALA	Veraguas	Cañazas	Alto Ibala
SE LLANO SANCHEZ II	Coclé	Aguadulce	El Roble
CERRO JESUS	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
SE FORTUNA	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
SE MATA DE NANCE	Chiriquí	David	Las Lomas
SE PROGRESO	Chiriquí	Barú	La Esperanza
CERRO TOLE	Chiriquí	Tole	Veladero
CERRO MENA	Panama	Capira	Campana
CND	Panama	Panama	Betania
SE CHORRERA	Panama Oeste	Chorrera	Rio Congo
SE SANTA RITA	Colon	Sabanitas	Sabanitas
CERRO TABOGA	Coclé	Aguadulce	El Roble
LOS POLLOS	Coclé	Rio Hato	Rio Hato
SE LLANO SANCHEZ I	Coclé	Aguadulce	El Roble
CERRO CHIMENEA	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
SE CHANGUINOLA	Bocas del Toro	Changuinola	El Empalme
SE GUSQUITAS	Chiriquí	Gualaca	Gualaca
SE VELADERO	Chiriquí	Tole	Veladero

Duración Esperada: 24 meses

Costo: B/. 264,000.00

Entrada en Operación: diciembre 2020

5. Reposición de Torres de Comunicación

Reposición de torres de comunicación en Cerro Chimenea y Cerro Canajagua para garantizar que el sistema de comunicaciones continúe operando de manera satisfactoria y eficiente sin que las condiciones ambientales afecten el buen funcionamiento de los equipos instalados sobre dicha estructura, ya que estos puntos, son nodos importantes para el Sistema de Comunicaciones por microondas de ETESA; por tal motivo es indispensable que los equipos que se instalen sobre estas torres no sean afectados por las fuertes brisas propias de estos lugares puesto que de lo contrario los enlaces podrían salir de servicio afectando las comunicaciones con el CND y otras subestaciones cuya comunicación se dé a través de estos nodos.

Objetivos

Reemplazar las torres de Cerro Chimenea y Cerro Canajagua, para dar confiabilidad,



robustez y mejor desempeño a los enlaces allí instalados.

Por otro lado, abre la posibilidad de permitir que futuros Agentes del mercado puedan integrarse a la RED de ETESA estableciendo sus propios enlaces de microondas con algunos de estos sitios.

Justificación

Las torres auto soportadas existentes fueron concebidas inicialmente en el año 1995, para que en sus estructuras se instalaran antenas de rejilla en la banda de 2Ghz, sin embargo por disposiciones legales de la ASEP, ETESA se vio forzada a migrar su sistema de microondas hacia la banda de frecuencias superiores en la banda de 7 GHz manteniendo los mismos sitios de repeticiones originales y para poder cumplir con esto debió instalar antenas de alto desempeño con un mayor tamaño lo que ocasiona una alta resistencia al viento, ya que para estas bandas de frecuencia las antenas son sólidas.

Esta condición es desfavorable para la estructura de la torre debido a que, en dichas zonas, en cierta época del año, la brisa supera los 200 km/h ocasionando movimiento de la torre y consecuente desvanecimiento en la señal de los enlaces de microondas instalados en estos sitios lo cual origina una condición insegura de operación del sistema eléctrico a nivel nacional.

Ubicación Geográfica

Caseta	Provincia	Distrito	Corregimiento
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
Cerro Canajagua	Los Santos	Las Tablas	Canajagua

Duración Esperada: 2 años

Costo: B/262,000.00

Entrada en Operación: diciembre 2021

6. Reemplazo de Aires Acondicionados

Reposición de unidades de Aire Acondicionados para los sitios de comunicación existentes, que por la naturaleza de funcionamiento 24 x 7 x 365, su vida útil se hace más corta. Estas unidades están ubicadas en los sitios principales del Sistema de Telecomunicaciones por Microondas de ETESA, por lo que es indispensable que los mismos estén en condiciones óptimas de funcionamiento, ya que una falla por alta temperatura podría causar daño a los equipos instalados y una pérdida de comunicación, entre los Agentes de Mercado Eléctrico hacia el Centro Nacional de Despacho.

Descripción General del Proyecto

Reemplazar unidades de Aires Acondicionados de los Sitios de Comunicaciones de ETESA para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos que permiten la Gestión del Sistema de Interconectado Nacional (SIN).

Objetivos

- Reponer unidades de Aire Acondicionado existentes por sistemas con mayor eficiencia que contribuyan al ahorro energético.
- Garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de comunicaciones de ETESA instalados a través de la garantía de operación en un ambiente térmico óptimo.
- Asegurar la vida útil de los equipos que ahora operan y en un futuro operarán en los sitios de comunicaciones, evitando que éstos sean expuestos a temperaturas fuera de los márgenes de funcionamiento ideales.

Justificación



Las unidades de aire acondicionado instalado en las casetas de comunicaciones de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., sirven para mantener un ambiente térmico adecuado a los equipos de telecomunicaciones, los cuales generan un nivel considerado de calor. Este calor es controlado por estas unidades las cuales trabajan sin parar los siete días de la semana, las 24 horas del día y los 365 días del año. Este continuo funcionamiento agota la vida útil del compresor de aire, filtros, abanicos y desgaste de demás piezas móviles interna de la unidad de aire acondicionado.

Para garantizar la confiabilidad del Sistema de Interconectado Nacional (SIN) se recomienda la reposición de estas unidades de Aire Acondicionado para evitar interrupciones en la comunicación de datos al Centro Nacional de Despacho (CND) provocados por mal funcionamiento de los equipos por altas temperaturas.

Ubicación Geográfica

Caseta	Provincia	Distrito	Corregimiento
Cerro Peñón	Panamá	San Miguelito	Las Cumbres
Cerro Jefe	Panamá	Panamá	Pacora
Bayano	Panamá	Chepo	El Llano
Cerro Mena	Panamá	Capira	Campana
Los Pollos	Coclé	Rio Hato	Rio Hato
Cerro Taboga	Coclé	Aguadulce	El Roble
Cerro Canajagua	Los Santos	Las Tablas	Canajagua
Cerro Alto Ibala	Veraguas	Cañazas	Alto Ibala
Cerro Tolé	Chiriquí	Tolé	Veladero
Cerro Jesús	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
Volcán Barú	Chiriquí	Boquete	Palmira

Duración Esperada: 24 meses

Costo: B/. 215,600.00

Entrada en Operación: diciembre 2020

7. Reposición de OPGW LT Guasquitas – Panamá II

Este proyecto contempla el reemplazo de aproximadamente 450 km de hilo de guarda con fibra óptica incorporada

(OPGW) existentes en las líneas de transmisión entre:

- SE Guasquitas – S/E Veladero
- SE Veladero – S/E San Bartolo
- SE San Bartolo – S/E Llano Sánchez II
- SE Llano Sánchez II – S/E el Coco
- SE El Coco – S/E El Higo
- SE El Higo – S/E Panamá I
- SE Panamá I – S/E Panamá II

Se contempla el reemplazo del cable de fibra óptica ADSS de los pórticos de las SSEE a la Casa Control y de los ODF's (Paneles de Conexión de Fibras).

Este proyecto se realizaría en tres etapas:

- SE Panamá II – SE El Higo
- SE El Higo – SE San Bartolo
- SE San Bartolo – SE Guasquitas

Objetivos

Reemplazar el hilo de guarda OPGW actual por uno nuevo con las mismas características.

Justificación

El hilo de guarda OPGW es el medio principal de comunicaciones para las plantas y subestaciones a nivel nacional, reponer este cable en el momento asegura la comunicación con estas plantas y subestaciones por ende la operación efectiva del Sistema Eléctrico Nacional. El mismo fue instalado desde el año 2002 y a la fecha se han detectado síntomas de degradación en las señales que este transmite. A la fecha se han tenido que reemplazar algunos tramos que se han visto afectados.

Duración Esperada: 3 años

Costo: B/. 6,192,000.00

Entrada en Operación: 2021



8. Reposición de Enlaces de Microondas de Cerro Mena y Volcán Barú

Este proyecto incluye la reposición de los enlaces microondas existentes de Cerro Mena a Subestación Chorrera y Volcán Barú a Cerro Chimenea, éste medio forma parte indispensable como medio alternativo de los canales de comunicación existentes, éstos enlaces son medio indispensables para el intercambio de información requerida para la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3.

Objetivos

Reponer los radios microondas de Cerro Mena a Subestación Chorrera y Volcán Barú a Cerro Chimenea los cuales, tienen más de 10 años desde su entrada en operación y han llegado al final de su vida útil; ya no cuentan con repuestos y/o han sido discontinuados.

Justificación

Este proyecto contempla el remplazo de dos enlaces de microondas que comunican subestaciones eléctricas como lo son Subestación Chorrera, Subestación Caldera, Subestación Charco Azul, además de servir como único medio de comunicación para enlazar los Sistemas de Repetición de Comunicación vía Radio Troncal de los repetidores de Cerro Mena y Volcán Barú. Los enlaces de microondas de Cerro Mena a Subestación Chorrera y de Volcán Barú a Cerro Chimenea, constituyen una ruta indispensable como medio alternativo para los canales de voz y datos existentes en estas subestaciones; canales indispensables para la operación de estas subestaciones que forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y que se rige según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3.

Duración Esperada: 1 año
Costo: B/. 110,000.00
Entrada en Operación: 2020

9. Reposición de Equipos de Prueba y Mediciones para el Mantenimiento de la Red de Telecomunicaciones de ETESA

Reposición de los equipos de pruebas, análisis, medición y localización de fallas utilizados en los mantenimientos de las redes de voz y datos de los sistemas de telecomunicaciones de ETESA a nivel nacional, para con ello garantizar que las tareas de mantenimiento de la red de telecomunicaciones de ETESA mantengan un servicio continuo las 24/7 tal como se requiere para la operación del Sistema Interconectado Nacional.

Objetivos

Contar con equipos de última tecnología, capaces de determinar, analizar y medir, sistemas dentro de la red de telecomunicaciones de ETESA, para lograr una funcionalidad adecuada y confiable de cada uno de los dispositivos que conforman los sistemas mencionados.

Justificación

Dentro de los procedimientos de operación y mantenimiento requeridos en la red de telecomunicaciones de ETESA, se contempla la realización de pruebas y mediciones de alto rendimiento, confiables y con estándares de calidad, para la certificación de canales de voz y datos; también se requiere de inspección y localización de fallas en los diferentes sistemas dentro de la red de Comunicaciones.

En la actualidad se realizan pruebas con equipos que funcionan con tecnología de bajo perfil en cuanto a funcionalidades y

rangos de operación. En algunos de ellos ya se cumplió el periodo de vida útil y/o están dañados.

Duración Esperada: 3 años
 Costo: B/. 550,000.00
 Entrada en Operación: 2022

Equipo	Cantidad	Uso	Observaciones
OTDR	3	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento preventivo y correctivos de los cables de Fibra Óptica
Analizador de Canales de Datos	6	Zonas 1, 2 y 3	Para la certificación y prueba de canales de datos RS-232, C37.94, Ethernet, etc.
Medidor de Resistividad	3	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento preventivo y correctivos de la Red de Tierra de los Sitios de Comunicaciones
Medidor de Potencia Óptica y Fuente de Luz Laser	4	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento preventivo y correctivos de los cables de Fibra Óptica
Microscopio para Analizar Conectores e Fibra Óptica	4	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento Preventivo y correctivo de los Patch Cord en los Multiplexores Ópticos.
Analizador de Espectro	2	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento Preventivo y Correctivo de los Enlaces de Microondas

10. Reposición de Bancos de Baterías de los Sitios de Comunicaciones

Este proyecto contempla la reposición de bancos de baterías de 48 VDC para el sistema de Comunicaciones de ETESA, que han llegado o están próximos a llegar al fin de su vida útil. Estos bancos de baterías garantizan el funcionamiento del Sistema de Comunicaciones por Microondas y Fibra Óptica de ETESA, es indispensable que los mismos estén en condiciones óptimas de funcionamiento, debido a que la falta en el fluido eléctrico podría causar una falla de los mismos y por consiguiente pérdida de comunicación, entre las Subestaciones y Agentes de Mercado Eléctrico hacia el Centro Nacional de Despacho.

Objetivos

- Reponer los bancos de baterías que han llegado o estén próximos al final de su vida útil.
- Garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de comunicaciones de ETESA, ante una falla en el suministro de energía eléctrica de la red comercial.

Justificación

La vida útil de los bancos de baterías ha sido diseñada y/o calculada para un periodo de 10 años; la misma se ve afectada por las descargas a las cuales son sometidos durante fallas de la red eléctrica comercial, aumentos de temperatura, etc. Con de este proyecto deseamos poder tener los recursos para el reemplazo de los bancos de baterías que hayan llegado al fin de su vida útil o estén próximos, para anticiparnos a una falla y de esta manera garantizar la continuidad de las comunicaciones.

Por lo antes mencionado se recomienda realizar la reposición de los bancos de baterías de los sitios de Comunicaciones para garantizar la confiabilidad del Sistema de Interconectado Nacional (SIN) y el Sistema Eléctrico Regional (SER).

Ubicación

SITIO	PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO
BLM 4	COLON	SABANITAS	SABANITAS
BLM 44	COLON	SABANITAS	SABANITAS
BUENOS AIRES SERTV	PANAMA	CHEPO	EL LLANO
CERRO JEFE	PANAMA	PANAMA	PACORA
CERRO MENA	PANAMA OESTE	CAPIRA	CAMPANA
CERRO PEÑON	PANAMA	SAN MIGUELITO	LAS CUMBRES
CICLO COMBINADO	COLON	SABANITAS	SABANITAS
CND	PANAMA	PANAMA	BETHANIA
CND-SHELTER	PANAMA	PANAMA	BETHANIA
JUAN DIAZ	PANAMA	PANAMA	JUAN DIAZ
PLANTA DE BAYANO	PANAMA	CHEPO	EL LLANO
POBLADO DE BAYANO	PANAMA	CHEPO	EL LLANO
SANTA RITA SERTV	COLON	SABANITAS	SABANITAS
SE CACERES	PANAMA	PANAMA	BETHANIA
SE CHILIBRE	PANAMA	PANAMA	CHILIBRE
SE CHORRERA	PANAMA OESTE	CHORRERA	RIO CONGPO
SE EL HIGO	PANAMA OESTE	SAN CARLOS	EL HIGO
SE PANAMA II	PANAMA	SAN MIGUELITO	
SE SANTA RITA	COLON	SABANITAS	SABANITAS
CERRO TABOGA	COCLE	AGUADULCE	EL ROBLE
CERRO CANAJAGUA	LOS SANTOS	LAS TABLAS	CANAJAGUA
CERRO ALTO IBALA	VERAGUAS	CAÑAZAS	ALTO IBALA
RIO HATO - LOS POLLOS	COCLE	RIO HATO	RIO HATO
SE EL COCO	COCLE	PENONOME	EL COCO
SE LLANO SANCHEZ I	COCLE	AGUADULCE	EL ROBLE
SE SAN BARTOLO	VERAGUAS	LA MESA	SAN BARTOLO
CERRO CHIMENEA	CHIRIQUI	GUALACA	CHIRIQUISITO
CERRO JESUS	CHIRIQUI	SAN LORENZO	SAN LORENZO
CERRO VOLCAN BARU	CHIRIQUI	BOQUETE	LOS NARANJOS
MALEK	CHIRIQUI	DAVID	DAVID
PLANTA DE LOS VALLES	CHIRIQUI	BOQUETE	CALDERA
PLANTA LA ESTRELLA	CHIRIQUI	BOQUETE	CALDERA
SE BELLA VISTA	CHIRIQUI	TOLE	BELLA VISTA
SE BOQUERON	CHIRIQUI	BOQUERON	BOQUERON
SE CALDERA	CHIRIQUI	BOQUETE	CALDERA
SE CAÑAZAS	BOCAS DEL TORO	CHIRIQUI GRANDE	PUNTA PEÑA
SE CHAGUINOLA	BOCAS DEL TORO	CHAGUINOLA	EL EMPALME
SE CHARCO AZUL	CHIRIQUI	BARU	PUERTO ARMUELLES
SE FORTUNA	CHIRIQUI	GUALACA	HORNITO
SE GUSQUITAS	CHIRIQUI	GUALACA	GUALACA
SE MATA DE NANCE	CHIRIQUI	DAVID	LAS LOMAS
SE PROGRESO	CHIRIQUI	BARU	BACO
SE VELADERO	CHIRIQUI	TOLE	VELADERO
TOLE	CHIRIQUI	TOLE	VELADERO
VALBUENA	CHIRIQUI	DAVID	DAVID

Duración Esperada: 5 años
 Costo: B/. 319,074.00
 Entrada en Operación: 2024

11. Reposición del Sitio Maestro del Sistema de Radio Comunicación Digital Astro 25

Reposición del Sitio Maestro (Master Site) del Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25 de ETESA, el cual ha llegado al final de su vida útil y ha sido discontinuado por el fabricante tanto en soporte técnico como en suministro y reparación de todos sus componentes. El actual Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25, tiene capacidad de doce (12) sitios de repetición y dos mil quinientos (2500) usuarios, ETESA

cuenta con una licencia para dar servicio a 500 usuarios.

La reposición contempla el reemplazo total del Sitio Maestro por un nuevo sistema que garantice por lo menos 10 años de servicio y con soporte de fábrica durante ese tiempo.

Objetivos

- Reposición del actual Sitio Maestro del Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25.
- Garantizar la operatividad y mantenimiento del Sistema Integrado Nacional manteniendo un Sistema de Radio Comunicación seguro y confiable.
- Resolver las necesidades de Radio Comunicación requeridas por el personal de líneas y subestaciones para la operación y mantenimiento de la Red Eléctrica.

Justificación

El Sitio Maestro del Sistema de Radio Comunicación Digital Astro 25, ha llegado al final de su vida útil y ha sido discontinuado por el fabricante en soporte técnico y suministro y reparación de componentes. El sistema de radio comunicación actual es ARC-4000 ASTRO-25, tiene las siguientes características:

- Controlador de Zona ARC-4000.
- Capacidad total de manejar 2500 usuarios.
- Capacidad para una zona a nivel nacional con un (1) sitio maestro (CND) y doce (12) sitios repetidores (Cerro Jefe, Cerro Peñón, Santa Rita, Buenos Aires, Cerro Mena, Cerro Taboga, Alto Iballa, Cerro Canajagua, Tolé, Volcán Barú, Palo Seco y Ojo de Agua).
- Cada sitio repetidor tiene tres canales, uno (1) de control y dos (2) de voz.



- Frecuencia de operación y espaciamento entre canal: Banda de 800 MHz y 12.5 KHz.
- ETESA cuenta actualmente con la cantidad de 440 usuarios del sistema, es decir que solo contamos con capacidad para 60 nuevos usuarios.

El nuevo sistema será totalmente compatible con los equipos existentes, los 12 sitios de repetición actuales se mantendrán en operación sin ningún tipo de cambio o actualización, por lo que los parámetros técnicos serán casi los mismos con la excepción que el equipamiento de este nuevo Sitio Maestro tendrá capacidad de hasta veinticuatro (24) sitios de repetición y hasta diez mil (10,000) usuarios.

De no ser reemplazado el actual Sitio Maestro, podemos caer en fallas tanto en hardware como software, produciendo caídas del sistema a nivel nacional, quedando inoperante la funcionalidad de radio comunicación, el cual es la vía de comunicación primaria para operar, mantener y restablecer el Sistema Eléctrico Nacional.

Duración Esperada: 1 año
Costo: B/. 2,305,725.00
Entrada en Operación: 2020





CAPÍTULO 13

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 13

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el corto plazo.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
			2018													
64	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO		23,641	10,532	10,134	6,747	595	0	0	0	0	0	0	0	0	51,649
65	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES		92	47	13											152
66	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	GG-069-2016 S. 134-2017 M	3,754	109												3,863
67	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	GG-069-2016 S. 134-2017 M	3,394	1,360												4,754
68	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	GG-069-2016 S. 134-2017 M	3,381	375												3,756
69	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV			10	1,689	3,661	595									5,955
70	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV	GG-110-2018	360	530												890
71	REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS, DE CAPACITORES 230 KV LLS Y PAN II	OC-38013	1,311	488												1,799
72	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV		196	125												321
73	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV		286	93												379
74	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV		220	150												370
75	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLS 230 KV		143	93												236
76	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV		175	125												300
77	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV		64	64												128
78	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV		150													150
79	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV		160													160
80	REEMPLAZO CTs A NIVEL NACIONAL Y PANAMA 230 y 115 KV	GG-121-2017	750	750	750											2,250
81	REEMPLAZO CTs S/E MATA DE NANCE 115 KV	GG-121-2017	500	550												1,050
82	REEMPLAZO CTs S/E CALDERA/LLANO SANCHEZ 115 KV	GG-121-2017	290	250												540
83	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E CHORRERA	OC-37175	124	48												172
84	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMA Y COLÓN		600	600												1,200
85	REEMPLAZO DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS			93	192											285
86	REEMPLAZO MAQUINA REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSFORMADOR		75	675												750
87	REEMPLAZO MAQUINA EXTRACCION Y FILTRADO DE SF6	OC-38167	150													150
88	EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES		400	300												700
89	SISTEMA DE MONITOREO DE CONTAMINACION DE AISLADORES		1,000	500												1,500
90	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E MATA DE NANCE		350													350
91	CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL		2,000	1,500	1,500											5,000
92	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE INYECCIÓN SECUNDARIA PARA PRUEBAS DE PROT.					140										140
93	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV		2,293		2,986	565										5,844
94	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV		1,257	668	667	565										3,157
95	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2			173	219	203										595
96	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA		166	856	2,118	1,613										4,753
97	REEMPLAZO REACTORES 230 KV LLANO SANCHEZ Y VELADERO 20 MVAR															9,000



1. Reemplazo del T1 S/E Mata de Nance

El autotransformador T1 de la Subestación Mata de Nance entró en operación en el año 1978 y las pruebas realizadas al mismo demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 42/56/70 MVA en su embobinado de 230 KV, 36/48/60 MVA en el embobinado de 115 KV y 30/40/50 MVA en el de 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la Subestación Mata de Nance y a la generación que entra por medio de embobinado de 115 KV. Este autotransformador deberá reemplazarse por un de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, también habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Costo Estimado: B/. 3,863,000

Entrada en Operación: junio de 2020

La diferencia en fechas comparada con el PESIN 2018 es por lo siguiente:

- El proyecto de reemplazo de autotransformadores fue contratado bajo la modalidad suministro – instalación. Siendo el contrato GG-069-2016 el producto de la licitación para el suministro de los 4 autotransformadores.
- Luego de varias licitaciones desiertas se rubrica el contrato GG-134-2017 para el montaje de los autotransformadores suministrados bajo el contrato GG-069-2016.
- La orden de proceder para el montaje se da el 5 de marzo de 2018.

- Actualmente se gestiona una adenda para completar el montaje de los 4 autotransformadores, dado que el alcance original de contrato contemplaba instalar cada equipo en el sitio del autotransformador existente. Esta metodología no era la más eficaz al tener 4 autotransformadores del SIN fuera de servicio por un período no menor a 8 meses.
- Luego de revisar la metodología, se genera un nuevo alcance de los trabajos, el cual busca realizar las instalaciones de cada autotransformador sin la necesidad de realizar desconexiones extendidas que pongan en riesgo la seguridad del SIN.
- Actualmente ETESA gestiona la adenda de extensión de tiempo y costos, con la finalidad de sufragar los nuevos trabajos a realizar, lo que conlleva un tiempo de espera por producción de equipos tales como: interruptores de potencia, seccionadores, estructuras metálicas, barras tubulares, y todo aquel equipo necesario para completar la puesta en servicio de cada autotransformador.
- Todos los equipos de todas las subestaciones se encuentran en cada sitio, se espera el refrendo de adenda por parte de Contraloría General de República para formalizar las compras de los equipos adicionales.

2. Reemplazo T2 S/E Panamá

La Subestación Panamá cuenta actualmente con dos autotransformadores, T1 y T2 de 230/115 KV y 105/140/175 MVA y un tercer autotransformador T3 de 230/115 KV y

210/280/350 MVA. Actualmente se está instalando un cuarto autotransformador T4, de 230/115 KV y 210/280/350 MVA, que entrará en operación en el año 2014.

Las pruebas realizadas a este autotransformador demuestran que presenta problemas de punto caliente interno, por lo cual es necesario reemplazar el mismo por uno de igual capacidad, 105/140/175 MVA

C Contrato. GG-069-2016 (Suministro) y GG-134-2017 (Montaje)

Estado; en ejecución

Costo Estimado: B/. 4,754,000

Entrada en Operación: junio de 2020

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El proyecto de reemplazo de autotransformadores fue contratado bajo la modalidad suministro – instalación. Siendo el contrato GG-069-2016 el producto de la licitación para el suministro de los 4 autotransformadores.
- Luego de varias licitaciones desiertas se rubrica el contrato GG-134-2017 para el montaje de los autotransformadores suministrados bajo el contrato GG-069-2016.
- La orden de proceder para el montaje se da el 5 de marzo de 2018.
- Actualmente se gestiona una adenda para completar el montaje de los 4 autotransformadores, dado que el alcance original de contrato contemplaba instalar cada equipo en el sitio del autotransformador existente. Esta metodología no era la más eficaz al tener 4 autotransformadores del SIN fuera de servicio por un período no menor a 8 meses.

- Luego de revisar la metodología, se genera un nuevo alcance de los trabajos, el cual busca realizar las instalaciones de cada autotransformador sin la necesidad de realizar desconexiones extendidas que pongan en riesgo la seguridad del SIN.
- Actualmente ETESA gestiona la adenda de extensión de tiempo y costos, con la finalidad de sufragar los nuevos trabajos a realizar, lo que conlleva un tiempo de espera por producción de equipos tales como: interruptores de potencia, seccionadores, estructuras metálicas, barras tubulares, y todo aquel equipo necesario para completar la puesta en servicio de cada autotransformador.
- Todos los equipos de todas las subestaciones se encuentran en cada sitio, se espera el refrendo de adenda por parte de contraloría General de Republica para formalizar las compras de los equipos adicionales.

3. Reemplazo T1 S/E Progreso

El autotransformador T1 de la Subestación Progreso data del año 1975 y las pruebas realizadas al mismo demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y tiene capacidad de 30/40/50 MVA en sus embobinados de 230, 115 y 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la Subestación Progreso, a los proyectos solares fotovoltaicos que han informado su interés de conectarse en esta subestación en los próximos años y las condiciones actuales de este transformador, el mismo deberá reemplazarse por uno con capacidad de



100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, también habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Contrato. GG-069-2016 (Suministro) y GG-134-2017 (Montaje)

Estado; en ejecución

Costo Estimado: B/. 3,756,000

Entrada en Operación: junio de 2020

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El proyecto de reemplazo de autotransformadores fue contratado bajo la modalidad suministro – instalación. Siendo el contrato GG-069-2016 el producto de la licitación para el suministro de los 4 autotransformadores.
- Luego de varias licitaciones desiertas se rubrica el contrato GG-134-2017 para el montaje de los autotransformadores suministrados bajo el contrato GG-069-2016.
- La orden de proceder para el montaje se da el 5 de marzo de 2018.
- Actualmente se gestiona una adenda para completar el montaje de los 4 autotransformadores, dado que el alcance original de contrato contemplaba instalar cada equipo en el sitio del autotransformador existente. Esta metodología no era la más eficaz al tener 4 autotransformadores del SIN fuera de servicio por un período no menor a 8 meses.
- Luego de revisar la metodología, se genera un nuevo alcance de los trabajos, el cual busca realizar las instalaciones de cada

autotransformador sin la necesidad de realizar desconexiones extendidas que pongan en riesgo la seguridad del SIN.

- Actualmente ETESA gestiona la adenda de extensión de tiempo y costos, con la finalidad de sufragar los nuevos trabajos a realizar, lo que conlleva un tiempo de espera por producción de equipos tales como: interruptores de potencia, seccionadores, estructuras metálicas, barras tubulares, y todo aquel equipo necesario para completar la puesta en servicio de cada autotransformador.
- Todos los equipos de todas las subestaciones se encuentran en cada sitio, se espera el refrendo de adenda por parte de contraloría General de Republica para formalizar las compras de los equipos adicionales.

4. Reemplazo T3 S/E Panamá

La Subestación Panamá cuenta actualmente con dos autotransformadores, T1 y T2 de 230/115 KV y 105/140/175 MVA y un tercer autotransformador T3 de 230/115 KV y 210/280/350 MVA. Estos autotransformadores fueron instalados en los años 1992, 1973 y 1981 respectivamente. Actualmente se está instalando un cuarto autotransformador T4, de 230/115 KV y 210/280/350 MVA y el autotransformador T2 también cuenta con un contrato para su reemplazo.

Las pruebas realizadas al autotransformador T3 demuestran que presenta problemas de punto caliente interno y deterioro en su aislamiento interno, por lo cual es necesario reemplazar el mismo por uno de igual capacidad, 210/280/350 MVA.



Es importante señalar que esta es la principal subestación que abastece el área metropolitana y a las principales subestaciones de las empresas distribuidoras ENSA y Gas natural Fenosa.

Contrato. GG-092-2016 (Suministro y Montaje)

Estado: en ejecución

Costo Estimado: B/. 4,753,000

Entrada en Operación: mayo de 2021

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El 30 de noviembre de 2018 se publicó en Panamacompra la LP No. 2018-2-78-0-08-LV-010844, para SUMINISTRO, MONTAJE, COMISIONADO, PUESTA EN SERVICIO Y OBRAS CIVILES PARA EL REEMPLAZO DEL AUTOTRANSFORMADOR T3 EN LA S/E PANAMÁ
- El 13 de marzo de 2019, se recibieron las propuestas, el acto fue adjudicado el 28 de abril de 2018.
- El 23 de agosto de 2019, Se envía a refrendo Contrato GG-092-2019.
- El Proyecto actualmente se encuentra en etapa de refrendo, No. Tramite 2-78-0-8061937-2019 (SCAFID 8061937).

Es importante señalar que con el reemplazo de estos transformadores además de subsanar los diferentes comportamientos anómalos que presentan algunos transformadores debido a el cumplimiento de la vida útil establecida por el fabricante se busca mantener todos los transformadores disponibles y en buen funcionamiento para cumplir con los establecido con el Criterio de Seguridad N-1 establecido en

el Artículo 88 del Reglamento de Transmisión:

“Artículo 89: El criterio de seguridad del Sistema Principal de Transmisión es el criterio N-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple. Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor.”

5. Reposición de Equipos de Inyección Secundaria para Prueba de Protecciones

En aras de modernizar los activos de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del Sistema Integrado Nacional (SIN), en el presente informe se analizan diversas alternativas de proyectos de reposición; identificando aquella alternativa que presente un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La combinación de factores como el largo tiempo de espera para la adquisición de



las piezas de repuesto y la fuerza del deterioro son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de dos equipos de inyección secundaria para pruebas de relevadores de protección a un costo de US\$ 140,000.00 dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento correctivo incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

El equipo de inyección secundaria es una de las herramientas principales para realizar pruebas a los relevadores de protección. Con las pruebas realizadas se comprueba el desempeño de las protecciones que están instaladas y operativas como parte de la rutina de mantenimiento como también los relevadores de protección que van a ser instalados en la red de transmisión.

Con los equipos de inyección secundaria se simulan fallas para entregar a los relés de protección de manera tal de poder verificar que los relés de protección actuarán conforme a los ajustes programados en ellos.

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la adquisición:

- a. Dos (2) equipos de inyección secundaria con las siguientes características mínimas:
- Tres (3) canales de voltaje AC/DC.
 - Seis (6) canales de corriente AC/DC.

- Simulador de batería de 0-250 Vdc.
- Diez (10) entradas binarias de inicio/parada/monitor
- Cuatro (4) contactos de salida binaria.
- Temporizador de 0.0001 a 99999.99 segundos
- Software de gestión con las siguientes características.
- Pickup/drop off automático y tiempo de operación para prueba de relés de sobrecorriente direccionales y no direccionales.
- Pickup/drop off automático y tiempo de operación para prueba de relés de sobre/bajo voltaje.
- Pickup/drop off automático y tiempo de operación para prueba de relés baja/sobre frecuencia.
- Pruebas automáticas para la característica diferencial.
- Pruebas automáticas para características de distancia.
- Facilidad de crear rutinas de prueba para relés.
- Reproducción de archivos COMTRADE.
- Accesorios para sincronizar los equipos de prueba para la ejecución de pruebas End to End.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de inyección secundaria según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la ejecución de las pruebas a los relés de protección y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- Reducir la probabilidad de daños inesperados: Los equipos existentes han cumplido su vida útil y los reportes testifican que ya es necesario su reemplazo.
- Cumplir con el Plan de Mantenimiento de Protecciones:

Los equipos de inyección secundaria nos permitirá realizar las pruebas programadas de mantenimiento a los relés de protección y así garantizar el funcionamiento óptimo de las protecciones y por ende mayor confiabilidad al SIN.

- Cumplir con el Plan de Reposición de Protecciones: Los equipos de inyección secundaria nos permitirá realizar las pruebas a las protecciones nuevas antes de ser instaladas en sitio. Con la adquisición de los equipos de inyección secundaria se realizan pruebas de laboratorio a las protecciones antes de su puesta en servicio.
- Modernización: El nuevo equipo permite crear plantillas de pruebas y rutinas que reducirán la ejecución de las pruebas. Adicional, permite tener un registro con gráficos de las pruebas realizadas, lo cual reduce el tiempo en la confección de informes.

Costo Estimado: B/. 140,000

Entrada en Operación: diciembre de 2021



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 14

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 14

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
 PLAN DE INVERSIÓN
 PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
 (MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
			2018													
98	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO		0	0	42	324	344	355	349	294	21	19	0	0	0	1,748
99	REPOSICIÓN DE GATEWAY EN SISTEMAS AUTOMATIZADOS DE SUBESTACIONES				42	21	21	21	21							126
100	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E GUASQUITAS 230 KV					62	66	64	63	56						311
101	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E LLANO SÁNCHEZ 230 y 115 KV					119	127	123	120	107						596
102	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E VELADERO 230 KV					122	130	126	122	109						609
103	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E SANTA RITA 115 KV							21	23	22	21	19				106

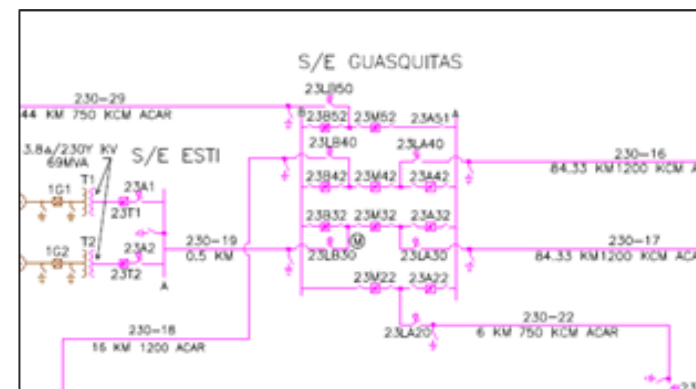
Reemplazo de las Protecciones en S/E Guasquitas 230 KV

Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio. La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de nueve (9) controladores y dos (2) diferenciales de barra nuevos a un costo de US\$311 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación seccionadora Veladero, ubicada en el Corregimiento de Gualaca, Distrito de Gualaca, Provincia de Chiriquí, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 230 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).





Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales Fortuna, Changuinola, Prudencia, Lorena, Gualaca, etc. y el resto de generación proveniente de occidente a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-16 y 230-17.

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Cuadro No.1: Equipos de protección con 14 años de servicio.

No Equipo principal(función)	Nomenclatura No.Equipo	Descripción Equipo	No.Serie	Modelo	Fabricante/ Marca	Tipo	NUMERO ETESA	Año Instalación
BARRA A	87B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK646 006-AD	10895	2004
BARRA B	87B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK646 006-AD	10896	2004
23B42	50BF / 79	RELEVADOR	T0236013	REC-561	ABB	-	10890	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23A42	50BF / 79	RELEVADOR	T0236011	REC-561	ABB	-	10888	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23M42	50BF / 79	RELEVADOR	T0236012	REC-561	ABB	-	10889	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23B32	50BF	RELEVADOR	T0236010	REC-561	ABB	-	10884	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23A32	50BF / 79	RELEVADOR	T0236008	REC-561	ABB	-	10882	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23M32	50BF / 79	RELEVADOR	T0236009	REC-561	ABB	-	10883	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23B52	50BF/62BF/25/79	RELEVADOR	T1115041	REC-670	ABB	1MRK 004 814AB	-	2012
23B52	86BF	RELEVADOR	-	-	ABB	-	-	2012
23M52	50BF/62BF/25/79	RELEVADOR	T1115045	REC-670	ABB	1MRK 004 814AB	-	2012
23M52	86BF	RELEVADOR	-	-	ABB	-	-	2012
CONTROL COMUN	-	RELEVADOR	T0236015	REC-561	ABB	-	10894	2004

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años. Además, tomando en consideración lo indicado por el fabricante ABB que los relés en esta subestación se encuentran obsoletos, es decir, que los componentes electrónicos no se fabrican por lo tanto no son reparables.

Por otro lado, estos relevadores tendrán 18 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Historial de Mantenimiento:

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un

Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil de los equipos a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como: condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico,

obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y

centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2021-2025, se ubica entre 63-78%.



Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Probabilidad de falla de los equipos
 Protecciones electrónicas

Fecha Puesta en Servicio	2004
μ = promedio de vida útil	15
$P(Z \leq 0) =$	0.50

	Probabilidad de falla					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
x = edad (años)	17	18	19	20	21	22
σ = desv estand (años)	9	9	9	9	9	9
Probabilidad de falla	58.8%	63.1%	67.2%	71.1%	74.8%	78.2%

Propuestas

Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:
 Adquisición de nueve (9) relés controladores y dos (2) para protección de barras. Se incluyen también los switches para comunicación con el sistema de automatización de subestación.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de veintisiete (11) relevadores de protección y control nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la



continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Guasquitas.

Costo Estimado: B/. 311,000
 Entrada en Operación: diciembre de 2025

Reemplazo de las Protecciones en S/E Llano Sánchez 230 y 115 KV

Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

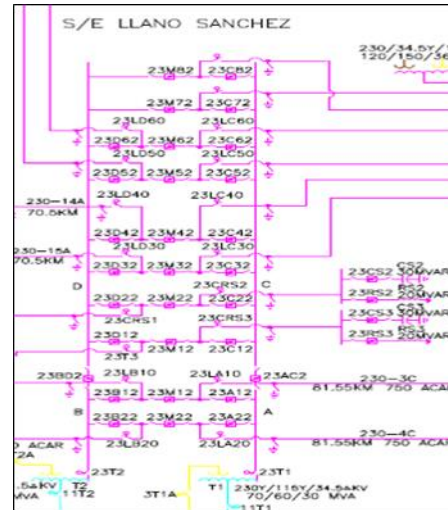
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de cuatro (4) protecciones de transformador, seis (6) protección de reactor, catorce (14) controladores y tres (3) diferenciales de barra nuevos a un costo de US\$596 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los

costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación transformadora/seccionadora Llano Sanchez, ubicada en el Corregimiento de Llano Sanchez, Distrito de Aguadulce, Provincia de Coclé, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de tres patios 230/115/34.5 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales Fortuna, Changuinola, Baitun, Estrella, Los Valles, etc. y el resto de generación proveniente de occidente a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-51, 230-52, 230-14 y 15, 230-5A, y 230-6A respectivamente. Por otra parte, el patio de 115kV alimenta a los clientes de la Empresa Distribuidora Gas Natural Fenosa.

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función



principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y

corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Cuadro No.1: Equipos de protección con 14 años de servicio.

No Equipo principal(función)	Nomenclatura No.Equipo	Descripción Equipo	No.Serie	Modelo	Fabricante/ Marca	Tipo	NUMERO ETESA	AÑO DE INSTALACION
BARRA C	87 B	RELAY		RADHA	ABB	RK646 006-DA	8290	2004
BARRA D	87B	RELAY		RADHA	ABB	RK646 006-DA	8291	2004
REACTOR 1	P.P	RELAY	T0244017	RET-521	ABB		8292	2004
REACTOR 1	P.S.	RELAY	459979	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006-DA	8293	2004
REACTOR 2	P.P	RELAY	T0240038	RET-521	ABB		8294	2004
REACTOR 2	P.S.	RELAY	459980	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006-DA	8295	2004
REACTOR 3	P.P	RELAY	T0244018	RET-521	ABB		8296	2004
REACTOR 3	P.S.	RELAY	459981	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006-DA	8297	2004
23D22 (reactor 1)	50BF	RELAY	T0244025	REC- 561	ABB		8298	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M22 (reactores 1y2)	50BF	RELAY	T0244023	REC- 561	ABB		8299	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C22 (reactor 2)	50BF	RELAY	T0244022	REC- 561	ABB		8300	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23D32 (230.15)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244028	REC- 561	ABB		8301	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M32 (230.13/15)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244027	REC- 561	ABB		8302	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C32 (230-13)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244026	REC- 561	ABB		8303	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23D42 (230-14)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244037	REC- 561	ABB		8304	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M42 (230-12/14)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244036	REC- 561	ABB		8305	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C42 (230-12)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244035	REC- 561	ABB		8306	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M12 (reactor 3)	50BF	RELAY	T0244020	REC- 561	ABB		8307	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C12 (reactor 3)	50BF	RELAY	T0244019	REC- 561	ABB		8308	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23A C2 (amarre A/C)	50BF	RELAY	T0244038	REC- 561	ABB		8309	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23BD2 (amarre B/D)	50BF	RELAY	T0244039	REC- 561	ABB		8310	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
Transformador # 1	87T1-P	RELEVADORES	053856P	KBCH - 13001W	AREVA		8344	2009
Transformador # 1	87T1-S	RELEVADORES	053857P	KBCH - 13001W	AREVA		8353	2009
Transformador # 2	87T -2P	RELEVADORES	143535J	KBCH - 13001H1	GEC ALSTHOM		8356	2003
Transformador # 2	87T -2S	RELEVADORES	206845J	KBCH - 13001H1	GEC ALSTHOM		8361	2003
11M12	50BF/50NBF	RELEVADORES	715297D	MCT39D1BR073	GEC ALSTHOM	EN SERVICIO	12119	2006

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años. Sin embargo, tomando en consideración lo indicado por el fabricante ABB que los relés en esta subestación se encuentran obsoletos, es decir, que los componentes electrónicos no se fabrican por lo tanto no son reparables.

Adicional, los relevadores de los transformadores son de estado sólido,

con lo cual es necesario nuevas tecnologías para la protección de los transformadores de potencia y con ventajas en la descarga de información de eventos para análisis post morten.

Por otro lado, estos relevadores tendrán 17 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.





Historial de Mantenimiento:

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil de los equipos a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos. Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como: condiciones de operación, historial de carga, prácticas de

mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2021-2025, se ubica entre 63-78%.



Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Probabilidad de falla de los equipos
Protecciones electrónicas

Fecha Puesta en Servicio	2004
μ = promedio de vida útil	15
$P(Z \leq 0) =$	0.50

	Probabilidad de falla					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
x = edad (años)	17	18	19	20	21	22
σ = desv estand (años)	9	9	9	9	9	9
Probabilidad de falla	58.8%	63.1%	67.2%	71.1%	74.8%	78.2%

Propuestas

Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:

Adquisición de cuatro (4) protecciones para transformador, seis (6) protecciones de reactor, catorce (14) relés controladores y tres (3) para protección de barras. Se incluyen también los switches para comunicación con el sistema de automatización de subestación.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de veintisiete (27) relevadores de protección nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Llano Sanchez.

Costo Estimado: B/. 596,000

Entrada en Operación: diciembre de 2025

Reemplazo de las Protecciones en S/E Veladero 230 KV

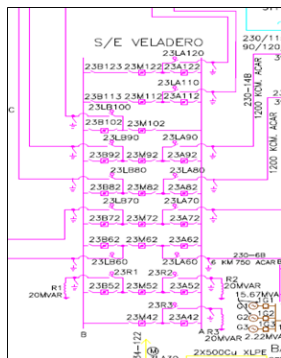
Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de seis (6) protección de reactor, veinte (20) controladores y dos (2) diferenciales de barra nuevos a un costo de US\$609 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación seccionadora Veladero, ubicada en el Corregimiento de Veladero, Distrito de Tolé, Provincia de Chiriquí, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 230 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-16, 230-17, 230-5B y 230-6C respectivamente. Por otra parte, existe una conexión internacional a través de la línea 230-25A.

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales Fortuna, Changuinola, Baitun, Estrella, Los Valles, etc. y el resto de generación proveniente de occidente a los

Cuadro No.1: Equipos de protección con 14 años de servicio.

No Equipo principal(función)	Nomenclatura a No. Equipo	Descripción Equipo	No. Serie	Modelo	Fabricante/ Marca	Tipo	NUMERO ETESA	Año Instalación
BARRA A	87 B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK 646 006- DA	10853	2004
BARRA B	87B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK 646 006- DA	10854	2004
23A62 (230-6A)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240048	REC-561	ABB	-	10871	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B62 (230-6B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240050	REC-561	ABB	-	10873	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M62 (230-6A / 6B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240049	REC-561	ABB	-	10872	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A72 (230-5A)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240098	REC-561	ABB	-	10874	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B72 (230-5B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240100	REC-561	ABB	-	10876	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M72 (230-5A / 5B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240099	REC-561	ABB	-	10875	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A82 (230-15)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240101	REC-561	ABB	-	10859	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B82 (230-17)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240103	REC-561	ABB	-	10867	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M82 (230-15 / 17)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240102	REC-561	ABB	-	10860	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A92 (230-14)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240104	REC-561	ABB	-	10868	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B92 (230-16)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240106	REC-561	ABB	-	10869	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M92 (230-14 / 16)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240105	REC-561	ABB	-	10870	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A42 (reactor 3)	50BF	RELEVADOR	T0240041	REC-561	ABB	-	10819	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M42 (reactor 3)	50BF	RELEVADOR	T0240042	REC-561	ABB	-	10820	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A52 (reactor 2)	50BF	RELEVADOR	T0240044	REC-561	ABB	-	10824	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M52 (reactores 1 y 2)	50BF	RELEVADOR	T0240045	REC-561	ABB	-	10825	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B52 (reactor 1)	50BF	RELEVADOR	T0236014	REC-561	ABB	-		2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
REACTOR 1	P. P.	RELEVADOR	T0240040	RET- 521	ABB	-	10823	2004
REACTOR 1	P. S.	RELEVADOR	459978	SPA-J-140C	ABB	RS 611 006- DA	10831	2004
REACTOR 2	P. P.	RELEVADOR	T0244016	RET- 521	ABB	-	10821	2004
REACTOR 2	P. S.	RELEVADOR	459977	SPA-J-140C	ABB	RS 611 006 -DA	10830	2004
REACTOR 3	P. P.	RELEVADOR	T0240039	RET- 521	ABB	-	10828	2004
REACTOR 3	P. S.	RELEVADOR	459976	SPA-J-140C	ABB	RS 611 006 -DA	10829	2004
CONTROL COMUN	-	RELEVADOR	T0240060	REC-561	ABB	-	10877	2004
CONTROL RESP. Nave 4	-	RELEVADOR	T0240043	REC-561	ABB	-	10822	2004
CONTROL RESP. Nave 5	-	RELEVADOR	T0240046	REC-561	ABB	-	10826	2004



Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años. Sin embargo, tomando en consideración lo indicado por el fabricante ABB que los relés en esta subestación se encuentran obsoletos, es decir, que los componentes electrónicos no se fabrican por lo tanto no son reparables.

Por otro lado, estos relevadores tendrán 17 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Adicionalmente, es importante mencionar que el literal E de la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, aun cuando es del tipo todo riesgo, excluye de cobertura a los equipos cuya vida útil técnica se encuentre agotada, según las especificaciones del fabricante:

Historial de Mantenimiento:

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil de los equipos a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos. Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado

mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como: condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación. La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2021-2025, se ubica entre 63-78%.



Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Probabilidad de falla de los equipos
 Protecciones electrónicas

Fecha Puesta en Servicio	2004
μ = promedio de vida útil	15
$P(Z \leq 0)$ =	0.50

	Probabilidad de falla					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
x = edad (años)	17	18	19	20	21	22
σ = desv estand (años)	9	9	9	9	9	9
Probabilidad de falla	58.8%	63.1%	67.2%	71.1%	74.8%	78.2%



Propuestas

Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:

Adquisición de seis (6) protecciones de reactor, veinte (20) relés controladores y dos (2) para protección de barras. Se incluyen también los switches para comunicación con el sistema de automatización de subestación.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de veintisiete (28) relevadores de protección nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Veladero.

Costo Estimado: B/. 6'09,000

Entrada en Operación: diciembre de 2025

Reemplazo de las Protecciones en S/E Santa Rita 115 KV

Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

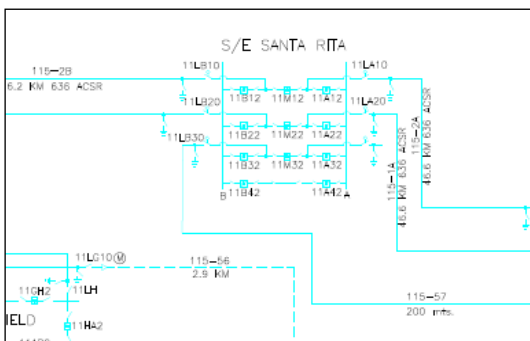
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de cinco (5) controladores y tres (3) switches ethernet de comunicaciones para integrar los equipos al sistema de automatización de subestaciones a un costo de US\$106 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de

mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación seccionadora de Santa Rita, ubicada en el Corregimiento de Sabanita, Distrito de Colón, Provincia de Colón (9°19'39.39" N 79°47'40.02"), diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 115 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación térmica proveniente de las plantas en Bahía Las Minas, Termocolón, etc. a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 115-1A, 115-2A, 115-1B y 115-2B.

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Cuadro No.1: Equipos de protección con 14 años de servicio.

No.Equipo principal(función)	Nomenclatura (No equipo)	Descripción Equipo	Serie	Modelo	Fabricante/Marca	Estatus	NUMERO	PANEL	Año de Instalación
11A22 / 11M22	50BF	RELEVADORES	AABC02000264	UR- C60	GE MULTILIN	EN SERVICIO	10955	P6A -K3	2004
11A12 / 11M12	50BF	RELEVADORES	AABC02000262	UR- C60	GE MULTILIN	EN SERVICIO	10959	P7A -K3	2004
11B12	50BF	RELEVADORES	AABC02000265	UR- C60	GE MULTILIN	EN SERVICIO	10960	P7A -K4	2004
11B22	50BF	RELEVADORES	AABC02000263	UR- C60	GE MULTILIN	EN SERVICIO	10956	P6A -K4	2004

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años. Por otro lado, estos controladores tendrán 19 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Historial de Mantenimiento:

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un

Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil de los equipos a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos. Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:



En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como: condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de

distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2023-2027, se ubica entre 71-84%.



Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Probabilidad de falla de los equipos
Protecciones electrónicas

Fecha Puesta en Servicio	2004
μ = promedio de vida útil	15
$P(Z \leq 0) =$	0.50

	Probabilidad de falla					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
x = edad (años)	19	20	21	22	23	24
σ = desv estand (años)	9	9	9	9	9	9
Probabilidad de falla	67.2%	71.1%	74.8%	78.2%	81.3%	84.1%

Propuestas

Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen

una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.

- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo de los equipos en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:

Adquisición de cinco (5) relés controladores. Se incluyen también los switches ethernet para comunicación con el sistema de automatización de subestación.



Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de cinco (5) relevadores de control nuevos y equipos para la integración al sistema de automatización de subestación.

Este proyecto incluye el desmontaje de los interruptores existentes y el montaje de los nuevos.

Estado: por licitar
Costo Estimado: B/. 5,955,000
Entrada en Operación: julio de 2023

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de control según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Santa Rita.

Costo Estimado: B/. 106,000
Entrada en Operación: diciembre de 2027

Reemplazo de Interruptores de 230 KV de S/E Mata de Nance

Los interruptores de 230 KV de la S/E Mata de Nance datan del año 1978 cuando se construyó la subestación por lo que tienen ya más de 40 años de operación. Debido a que ya cumplieron su vida útil, es necesario el reemplazo de los mismos.





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 15

PLAN DE PLANTA GENERAL



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 15

PLAN DE PLANTA GENERAL

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta general.

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
123	PLAN DE PLANTA GENERAL		5,280	7,223	8,981	4,612	645	383	0	0	0	0	0	0	0	27,124
124	EDIFICIO-ETESA			2,165	645	645	645	383								4,483
125	EQUIPO DE INFORMATICA		3,700	4,160	3,910	2,630										14,400
126	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR		880	818	851	937										3,486
127	TALLER DE S/E VELADERO		350													350
128	TALLER DE S/E PANAMA II		350													350
129	SALON DE REUNIONES VALBUENA			80												80
130	MEJORAS SUBESTACION PANAMA				100	400										500
131	EDIFICIO GOM EN PANAMA III				2,600											2,600
132	NUEVO EDIFICIO ZONA 3 VALBUENA				875											875

1. Equipamiento para Oficinas de ETESA

Actualmente, ETESA tiene un gasto de alquiler anual de US\$736,767 (incluyendo ITBMS) por 4,128 m² de espacio total (excluyendo estacionamientos), lo que equivale a US\$14.9 por m², en el edificio Sun Tower sobre la Tumba Muerto. Esta facilidad no solo es antigua, sino que carece de infraestructura básica moderna que permita a ETESA ser eficiente en la administración de sus gastos corrientes y de servicios básicos.

La Administración de ETESA ha iniciado un proceso que conllevará mudar las oficinas de la empresa a un edificio que cumpla con los más altos estándares de calidad, seguridad, automatización, comodidad y eficiencia energética, dentro de la ciudad de Panamá. Durante este proceso, hemos podido concluir que el precio que pagamos de alquiler actualmente, no está en línea con la calidad de servicio/producto que recibimos del propietario del Sun Tower.

Adicionalmente, con este proyecto lograremos satisfacer las necesidades de crecimiento corporativo y promover ante la ciudadanía, la aplicación de acciones orientadas a la obtención de eficiencia energética para reducir el impacto ambiental y el gasto de funcionamiento, destinando el futuro ahorro, a gasto de inversión.

Las necesidades de ETESA (excluyendo estacionamientos) se han revisado a 4,000 m² de espacio requerido para operar la empresa en un ambiente eficiente, por lo que hemos procedido a sondear el mercado inmobiliario a fin de obtener precios de referencia con los cuales podamos optar por un servicio que llene todas nuestras expectativas. Luego de evaluar al menos cinco (5) opciones de edificios, hemos concluido que la inversión requerida para este proyecto, con respecto a la adecuación de área gris,

nuevo mobiliario (el mobiliario actualmente utilizado cuenta ya con más de 15 años de uso) y equipo de informática es la siguiente:

Inversión	B/.
Adecuación área gris	450,000
Mobiliario de Oficina	2,750,000
Equipos de Tecnología	1.783.000
Total	4,483.00

2. Equipos de Informática

PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE ETESA.

OBJETIVO

Desarrollar y optimizar la infraestructura física que soporta los servicios de tecnología (Servidores, arreglos de discos, etc.).

DESCRIPCIÓN

Entre los sistemas principales podemos mencionar los siguientes:

CENTRO VIRTUAL

- ETESA cuenta con un centro virtual el cual alberga aproximadamente 40 servidores virtuales operando sobre una plataforma basada en tecnología VMWARE. Sin embargo, actualmente existen servidores físicos que no han sido virtualizados y por lo tanto consumen recursos y espacio en el centro de datos de ETESA.
- Entre las aplicaciones que forman parte del centro virtual podemos mencionar las siguientes: Antivirus Corporativo, Aplicación de Marcaciones, Fast Track, Sistema de Información Geográfica, sistema de gestión de activos,



herramienta de mesa de servicios tecnológicos, sistema para gestionar libranzas de los agentes del mercado eléctrico y otras aplicaciones.

- La estrategia de consolidación de infraestructura pretende eliminar la mayor cantidad de servidores físicos, a través de su migración a servidores virtuales. Esto permitirá reducir el espacio físico del centro de datos y el consumo energético del mismo.

SERVIDORES ORACLE SPARC

- Algunas aplicaciones de gestión corporativas críticas corren sobre servidores ORACLE SPARC. Es necesario dar un adecuado mantenimiento a lo largo de su vida útil y disponer de los recursos para su posterior reemplazo por equipos más eficientes.
- Como parte de la estrategia de consolidación de infraestructura, se desea reemplazar estos servidores migrándolos al centro virtual de ETESA. Para esto será necesario migrar los sistemas Oracle de su ambiente actual en UNIX Solaris hacia Oracle Linux sobre "Oracle VM".

INFRAESTRUCTURA DE RED Y COMUNICACIONES

- La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. cuenta en la actualidad con un sistema de comunicaciones que permite el transporte de la información y el acceso a los recursos informáticos corporativos a todas las oficinas, subestaciones y sedes ubicadas a lo largo del territorio nacional.
- Uno de los componentes más críticos para ETESA y la Dirección de Tecnología de la Información es su núcleo de comunicaciones. Este núcleo de red controla el

transporte de información relacionada con los procesos del centro de datos de la organización. Estas funciones comprenden: Sistemas de información, servicios de mensajería electrónica, almacenamiento de archivos, base de datos de acceso, Servicio de acceso a internet, sistemas de respaldos entre otros.

- ETESA debe mantener actualizada y operativa la infraestructura de comunicaciones existente.
- Es de suma importancia implementar redundancia a nivel de equipos de red en los puntos críticos.
- Se deben implementar enlaces redundantes tanto para la comunicación entre sedes como para el acceso hacia Internet.

Adicionalmente se desean aprovechar las capacidades ofrecidas por los modelos de servicios en nube. Por ejemplo: soluciones de infraestructura y plataformas como servicio (Servicios de nube tipo IaaS y PaaS). Aprovechando estas tecnologías se podrán obtener ahorros significativos por el ejemplo para el caso de ambientes de pruebas y desarrollo.

INICIATIVAS

Entre las iniciativas que se desean implementar dentro de este programa se detallan las siguientes:

- Consolidación de infraestructura tecnológica de ETESA (virtualización de servidores físicos).
- Adquisición e implementación de contingencia para los principales sistemas informáticos de ETESA.
- Actualización de sistema de telefonía IP de ETESA.

- Actualización de infraestructura de red (acceso, distribución y core).
- Expansión física de la empresa. Adecuación de la infraestructura tecnológica de nuevas oficinas administrativas, Subestaciones y estaciones meteorológicas.
- Aumentar la capacidad de los enlaces de comunicación existente.
- Implementar enlaces de comunicación redundantes para las sedes y oficinas principales de ETESA.
- Implementación de redundancia a nivel de la infraestructura de comunicación corporativa.
- Implementación de Infraestructura híbrida (on premise y cloud/nube).
- Implementación de respaldos a discos y su replicación a un sitio alternativo.
- Impacto

IMPACTO - TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Consolidación, estandarización y robustecimiento de la infraestructura tecnológica de ETESA para garantizar la continuidad, calidad y disponibilidad de los servicios soportados por la misma. De esta forma los recursos no solo se utilizarán de forma más eficiente, sino que además su gestión se simplifica al trabajar sobre una infraestructura estandarizada en sus distintos componentes.

PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LOS CENTROS DE DATOS Y CUARTOS DE TELECOMUNICACIONES DE ETESA.

OBJETIVO

Garantizar la seguridad y operación de los sistemas de tecnología de la información de ETESA.

DESCRIPCIÓN

ETESA cuenta con un centro de datos, el cual alberga la mayoría de los servicios tecnológicos de la organización. Este programa busca en primera instancia invertir los recursos en la optimización del centro de datos, es decir en lograr dar uso eficiente a estos recursos. Sin embargo, no se descarta la posibilidad de utilizar servicios de colocación en centros de datos de terceros siempre y cuando los mismos cumplan con los más altos estándares de calidad.

INICIATIVAS

Entre las iniciativas que se desean implementar podemos mencionar las siguientes:

- Mudanza del centro de datos a una nueva ubicación.
- Actualizar el sistema de monitoreo de los recursos y condiciones del centro de datos.
- Adecuación de centros de datos y cuartos de telecomunicaciones en nuevas instalaciones.
- Modernización del sistema de protección contra incendios del centro de datos y cuartos de telecomunicaciones.
- Actualización de los sistemas de respaldo de energía del centro de datos y los cuartos de telecomunicaciones (T.R.).
- Adecuación un sitio alternativo para la contingencia de los sistemas críticos de ETESA.

IMPACTO -TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Se espera contar con Centros de Datos y cuartos de telecomunicaciones cuyos recursos estén debidamente monitorizados y gestionados. Los mismos deberán operar de forma eficiente garantizando la sostenibilidad y seguridad de los sistemas de tecnología de la información ubicados en los mismos.



PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LAS APLICACIONES Y BASES DE DATOS DE GESTIÓN CORPORATIVA DE ETESA

OBJETIVOS

- Consolidar las aplicaciones cuyas funciones sean suplementarias.
- Desarrollar y fomentar el correcto uso de las aplicaciones que soportan procesos críticos del negocio de forma complementaria.
- Mantener actualizadas las aplicaciones críticas existentes de ETESA.
- Adquirir y/o desarrollar nuevas aplicaciones para satisfacer las futuras necesidades de innovación de ETESA.

DESCRIPCIÓN

ETESA lleva a cabo la ejecución de algunos de sus procesos operativos y administrativos mediante el uso de aplicaciones tecnológicas. El presente programa tiene como principal propósito mejorar continuamente estas herramientas, desarrollando nuevas funcionalidades e implementando nuevos módulos que permitan llevar a cabo de forma eficientemente la operación de ETESA. Además, se busca adquirir e implementar nuevas soluciones que logren mejorar la gestión al facilitar la toma de decisiones de los distintos departamentos de la empresa.

INICIATIVAS

De manera general éstas son las principales iniciativas de este programa:

Mantener actualizadas las versiones de las aplicaciones y bases de datos de ETESA con el propósito de reducir vulnerabilidades y mejorar la eficiencia de los distintos sistemas.

- Implementar soluciones tipo Software como servicio (SaaS) que permitan simplificar la gestión de la Gerencia de Tecnología de la Información y Comunicación.
- Implementar portal para autoservicio de contraseñas y Single Sign-On (SSO).

A continuación, se desglosan las principales aplicaciones existentes en ETESA y el listado de iniciativas que se desean implementar para cada aplicación:

ORACLE EBS

Esta herramienta soporta los procesos de adquisiciones, inventario, contabilidad, presupuestos, costeo de proyectos y otros.

Iniciativas:

- Regularización y consolidación del licenciamiento Oracle de ETESA.
- Entre las mejoras a realizar se desea migrar el servidor de aplicación de la versión OAS a WEBLOGIC.
- Implementar nuevas funcionalidades para los módulos existentes de la herramienta.
- Implementar nuevos módulos actualmente no en uso.
- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.
- Implementación de Audit Vault para auditoría de bases de datos.
- Implementación de libros contables que cumplan con normativas NIF.
- Automatización de reportes financieros e implementación de inteligencia de negocios.

SISTEMA DE PLANILLAS Y RECURSOS HUMANOS

Este sistema es el responsable soportar los procesos de nómina y gestión del talento humano. Este sistema actualmente está operando en una versión obsoleta. Se deben implementar nuevas funcionalidades y automatizar algunos procesos que actualmente se llevan de forma manual.

Iniciativas:

- Actualización y mejoras al sistema de planillas y recursos humanos de ETESA.
- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.

HIDROMET

Este sistema soporta la base de datos históricos tanto hidrológicos como meteorológicos de la Dirección de Hidromet.

Iniciativas:

- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.
- Actualización integral del sistema.

PORTAL DE INTRANET

ETESA actualmente cuenta con un portal interno basado en tecnología Oracle. Este sistema se encuentra en estado de obsolescencia y por lo tanto debe ser reemplazado.

Iniciativas:

- Se implementará un nuevo portal que permita la gestión documental en forma digital.
- Se implementarán flujos de trabajo que permitan avanzar con la digitalización y automatización de procesos en ETESA.
- Se crearán bibliotecas digitales que permitirán el control de versiones de los documentos importantes para ETESA.
- Fomentar la colaboración mediante el uso del chat corporativo en situaciones que ameriten su uso.

APLICACIONES Y SITIOS WEB

ETESA cuenta con tres sitios web (CND, HIDROMET y ETESA), los cuales albergan información relevante para los agentes de mercado y la ciudadanía en general. Además, se cuenta con desarrollos web internos que permiten el seguimiento de ciertos procesos internos.

Iniciativas

- Actualización de los sitios web de ETESA, Hidromet y CND.
- Cambio de imagen corporativa (sitios web).
- Mejoras y actualizaciones de las aplicaciones web existentes.
- Desarrollo de la nueva aplicación para las libranzas del mercado eléctrico panameño.

INTELIGENCIA DE NEGOCIOS

ETESA cuenta con distintas soluciones de inteligencia de negocios. Se debe evaluar distintos escenarios para la consolidación de estos sistemas mediante una solución estándar.

Iniciativas:

- Estudio para la consolidación de aplicaciones suplementarias.
- Implementación de inteligencia de negocios para la información de operaciones y de gestión corporativa que actualmente no cuenta con esta facilidad.

- Realizar la integración y carga de información sobre un sistema de información geográfica.
- Digitalizar e integrar procesos de la cadena de valor de ETESA de la dirección de proyectos y gerencia de aseguramiento de la calidad con la gerencia de operación y mantenimiento, actualmente el único usuario de la herramienta.

HERRAMIENTAS OFIMATICAS

ETESA utiliza herramientas de productividad de distintos fabricantes para la ejecución de sus funciones administrativas y operativas.

Iniciativas:

- Regularización del licenciamiento Microsoft de ETESA.
- Adquisición de aplicaciones ofimáticas para nuevos colaboradores, y para la atención de nuevas necesidades.
- Evaluar factibilidad de migrar estas aplicaciones a un esquema tipo Software como servicio (SaaS).

SISTEMAS DE GESTIÓN DE SERVICIOS TECNOLÓGICOS

ETESA cuenta con una herramienta para la gestión de servicios tecnológicos. El fabricante de este producto ha decretado el fin de vida del mismo y no brindará soporte ni realizará más actualizaciones para esta herramienta.

Iniciativas

- Levantamiento de procesos para la gestión de servicios de tecnología.
- Reemplazo de la herramienta de mesa de servicios obsoleta.
- Implementación los siguientes sistemas: Sistema de mesa de ayuda, sistema de mapeo de dependencias para los servicios de TI, CMDDB, Gestor de clientes, etc.
- Se implementarán soluciones que permitan el monitoreo (prevención) como la detección de eventos que afecten el correcto funcionamiento de los distintos componentes que soportan los servicios tecnológicos brindados por la Gerencia Senior de Tecnología de la Información y Comunicación (Bases de datos, aplicaciones, etc.).

APLICACIÓN MAXIMO

ETESA cuenta con una herramienta para la gestión de activos. Esta herramienta actualmente es utilizada para el mantenimiento de las torres y equipos de transmisión eléctrica. Además, la misma opera actualmente en una versión obsoleta del aplicativo.

Iniciativas:

- Se debe actualizar esta herramienta a su última versión.
- Implementar nuevas funcionalidades en este sistema.
- Capacitar a los usuarios de operaciones en el correcto uso de esta herramienta.

OTRAS APLICACIONES

Existen la necesidad de otras aplicaciones de acuerdo a algunas



solicitudes recibidas por parte de direcciones operativas de ETESA.

Iniciativas

Adquisición e implementación de herramienta para el cálculo de parámetros eléctricos de subestaciones.

Adquisición e implementación de herramienta para la gestión de proyectos. Otras iniciativas.

IMPACTO - TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Aplicaciones y bases de datos de gestión corporativas debidamente actualizadas, monitorizadas y utilizadas eficientemente.

Principales procesos de negocios gestionados eficientemente a través del uso de tecnologías de la información.

PROGRAMA DE SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN DE ETESA.

OBJETIVO

Garantizar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los activos de información de ETESA.

DESCRIPCIÓN

Los equipos de seguridad son unos de los rubros más importantes y sensitivos, especialmente en una compañía que maneja información de la operación del mercado eléctrico panameño.

Es evidente que cada día se generan nuevos riesgos y amenazas de seguridad tanto a nivel lógico como a nivel físico. Cada vez se hace evidente el daño que la fuga de información confidencial hace a tantas empresas víctimas de ataques externos (hackers, códigos maliciosos o malwares, virus, etc.) e internos (personal vendiendo información confidencial). Estos riesgos conocidos cada día se acrecientan poniendo en peligro la

estabilidad de la continuidad de las operaciones de una empresa.

Se desea establecer Auditorías periódicas y pruebas de penetración a los sistemas para el mejoramiento continuo de los controles del área de seguridad informática.

ETESA no escapa a estas amenazas razón por la cual su estrategia de seguridad debe ser reforzada, mejorada y actualizada de forma periódica.

Además, se deben implementar soluciones de seguridad en cada capa del MODELO OSI y a nivel de usuarios.

INICIATIVAS

Entre las principales iniciativas del programa de seguridad de la información se destacan las siguientes:

- Implementación de Sistema de Monitoreo de seguridad y Gestión de Eventos (SIEM).
- Implementación de Solución contra amenazas persistentes avanzadas (ATP).
- Implementación de Data Loss Prevention (DLP).
- End Point Security.
- Implementación sistema de seguridad para dispositivos móviles.
- Implementation application firewalls-AF/web application firewalls-WAF, etc.)
- Implementación de contingencia para servidores de misión crítica.
- Implementación de respaldos hacia sitio alterno.
- Actualización del sistema de video vigilancia.
- Actualización de sistema de control de acceso físico.



IMPACTO - TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Mejorar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los activos de información de ETESA.

PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE EQUIPOS TECNOLÓGICOS PARA USUARIOS (PC'S, LAPTOPS, IMPRESORAS, UPS, TELÉFONOS VOIP, EC.)

JUSTIFICACIÓN

OBJETIVO

Dotar al personal de ETESA de equipos tecnológicos actualizados que les permita poder realizar sus funciones de forma ágil y eficiente.

DESCRIPCIÓN

La obsolescencia tecnológica es un hecho de la cual ninguna empresa se puede abstraer.

Entre los principales equipos que la Dirección de tecnología de la información de ETESA brinda a sus usuarios se pueden mencionar los siguientes: computadoras de escritorio (PC), computadoras móviles (laptops),

impresoras, Sistemas de protección de energía (UPS), teléfonos para tecnología de "Voz sobre IP" (VoIP) y otros.

El tiempo de vida de estos equipos usualmente es muy corto, por lo que deben ser reemplazados de forma periódica. De esta manera se evita que los usuarios trabajen con equipos obsoletos que afecten su desempeño con un rendimiento deficiente. Además de evitarse problemas producto de coberturas de garantías expiradas, pérdida de soporte por parte del fabricante, mayor exigencia de recursos por parte de nuevas aplicaciones y otros.

Por último, se debe considerar el crecimiento de la empresa con la creación de la Gerencia de Inspección y Aseguramiento de la Calidad (GIAC). Todo esto hace necesaria la adquisición de equipos suficientes para cubrir la creciente demanda de equipos tecnológicos.

IMPACTO

TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Contar con equipos tecnológicos que permitan al personal de ETESA realizar sus funciones de forma eficiente, ágil y confiable.

PROGRAMA	2017	2018	2019	2020	2021	PRESUPUESTO
Programa de desarrollo y mejoras de la infraestructura tecnológica de ETESA.	\$100,000.00	\$800,000.00	\$1,250,000.00	\$1,250,000.00	\$1,000,000.00	4,400,000.00
Programa de desarrollo y mejoras de los centros de datos y cuartos de telecomunicaciones de ETESA.	\$50,000.00	\$50,000.00	\$850,000.00	\$600,000.00	\$50,000.00	1,600,000.00
Programa de desarrollo y mejoras de las aplicaciones y bases de datos de gestión corporativa de ETESA.	\$400,000.00	\$1,000,000.00	\$1,500,000.00	\$1,500,000.00	\$1,000,000.00	5,400,000.00
Programa de seguridad de la información de ETESA.	\$600,000.00	\$400,000.00	\$400,000.00	\$400,000.00	\$400,000.00	2,200,000.00
Programa de adquisición de Equipos Tecnológicos para usuarios (pc's, laptops, impresoras, ups, teléfonos voip, ec.)	\$150,000.00	\$150,000.00	\$160,000.00	\$160,000.00	\$180,000.00	800,000.00
Total Inversión	\$1,300,000.00	\$2,400,000.00	\$4,160,000.00	\$3,910,000.00	\$2,630,000.00	\$14,400,000.00



3. Reemplazo de la Flota de Vehículos Período 2018 a 2021

La flota de Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. tiene actualmente 187 vehículos, de los cuales el 13% (24) son administrativos y el 87% (163) son operativos brindando soporte a las labores de mantenimiento de la Gerencia de Operación y Mantenimiento, Gerencia de Inspección, así como a las demás gerencias de Transmisión. La flota administrativa incluye vehículos asignados a las diversas direcciones, y el pool de carros administrativos que utiliza la parte administrativa de toda la empresa.

El promedio de vida de la flota actualmente es de 7 años aproximadamente considerando el retraso existente en el programa de reemplazo hasta el 2012, año en que se activó el plan de inversiones para ir sacando de operaciones las unidades más viejas y en condiciones deplorables hasta el 2016.

Actualmente la cantidad de vehículos que están en estas condiciones son 101 vehículos, por lo que para ir reemplazando los mismos en el período 2017-2021, se han utilizado los siguientes criterios:

1. Años de Servicio, los aspectos relevantes sobre este indicador son los siguientes:

- Período de reemplazo planeado (en ejecución): 7 años aproximadamente,
- Período de depreciación establecido: 5 años.
- Período Recomendado de Reemplazo: 5 años en razón de

la eficiencia operativa y costos de mantenimiento, el período de depreciación y la cobertura parcial que las aseguradoras establecen para unidades de mayor edad, por lo que los riesgos no cubiertos deben ser asumidos por ETESA.

Para poder armonizar el período de reemplazo planeado con el recomendado se requiere realizar una inversión mucho mayor por año en el período 2012-2021, la cual depende de las prioridades del sector, por ahora se mantiene en 7 años. A partir del año 2022 se podrá realizar los reemplazos a 5 años.

2. Kilometraje. Se categorizan los vehículos en rangos de kilometraje, dándosele prioridad a los vehículos que tienen un promedio mayor a 150,000 kilómetros. Actualmente la empresa cuenta con 79 vehículos que están en esta categoría.

3. Condiciones mecánicas, evaluadas técnicamente, influyen en las variables de costo y tiempo perdido. En adición, el rendimiento óptimo del combustible se ve comprometido si las condiciones mecánicas son pobres por los años de servicio y las condiciones mecánicas.

4. Costo, las reparaciones de tipo correctivo que se realizan están limitadas exclusivamente a mantener en operación el vehículo, reparaciones mayores o cambio de partes importantes no se consideran para no consumir recursos en unidades que requieren ser reemplazadas. Se establece el valor promedio del costo del mantenimiento para los vehículos



que tienen un kilometraje de 150,000 o más y se identifica aquellas unidades que exceden dicho costo promedio para completar la evaluación de su reemplazo

5. Impacto en la operación, diferir el programa de reemplazo incide negativamente en la eficiencia de atención de los programas de mantenimiento y de los eventos del sistema de líneas de transmisión. La ubicación de las torres y de algunas de las subestaciones implica disponer de vehículos en buen estado y sin problemas de posibles fallos en razón de su condición y años de servicio.

6. Adiciones, consideradas mayormente en razón de la entrada en operación de la tercera línea en el 2016 que representó un aumento en la dimensión de la operación de ETESA, Para el 2017 incluyó principalmente el reforzamiento en el área de camiones especializados con grúas en el área de líneas y de camiones especiales de lavado de aisladores.

7. Seguros, la política de las aseguradoras establece que después de 5 años los vehículos al estar depreciados totalmente, no son objeto de cobertura completa, sólo reconocen daños a terceros, así que parte de los riesgos relativos a accidentes están excluidos teniendo ETESA que afrontar los mismos.

8. Basado en los parámetros anteriores se determinó que una vez se compraran los camiones especializados de líneas se procedería al reemplazo de la flota más crítica de 101 vehículos identificados inicialmente para ser

reemplazados en los siguientes períodos:

- Se compraron 9 camiones especializados para líneas con costos promedio de 75K\$, 4 reemplazos de la flota normal y un camión especializado de 93K\$.
- El valor promedio de cada año varía dependiendo de la mezcla del costo de reemplazo usado para cada año. Se usó el valor reflejado en Panamá Compras de principio del 2017.

9. Vale la pena señalar que el análisis presentado en esta sustentación ha dejado por fuera el resto de la flota (86 unidades) que a la fecha de este reporte no cumplía con los parámetros de reemplazo pero que en el transcurso de este período 2017-2021 empezará a cumplir con los mismos. A continuación, se desglosa el número de vehículos que deberán ser también contemplados en el próximo plan de expansión 2018-2022, en adición a los vehículos identificados en el punto 8, para lograr que la flota esté actualizada para finales del 2021.

4. Taller de S/E Panamá II Y S/E Veladero

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos equipos de las subestaciones de ETESA han cumplido su vida útil y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reposición basados en la obsolescencia, mal funcionamiento de los dispositivos u otra causa que justifiquen su reemplazo.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la construcción de dos talleres nuevos a un costo de US\$0.53 millones de dólares para la subestación Panamá II y Veladero; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

Generales

La subestación Panamá II se encuentra ubicada en el área de Rana de Oro en la Provincia de Panamá y la subestación de Veladero se ubica en el área de Tolé en la provincia de Chiriquí, ambas subestaciones tienen una gran cantidad de equipos instalados desde más de 20 años. A la Subestación Veladero llega la energía generada en el área occidental del país y es transportada por las líneas de transmisión hacia los grandes centros de cargas ubicadas en la ciudad capital.

La Subestación Panamá II tiene como función principal reducir los niveles de voltaje a la que se transporta la energía eléctrica para ser entregada a la distribuidora del área este de la provincia de Panamá, además que le llega parte de la energía generada por el plantel de 115 KV desde la provincia de Colón.

Problema

Por lo general, el personal de subestaciones de la gerencia de Operaciones y Mantenimiento de ETESA requiere realizar trabajos a los equipos de las subestaciones bajo su responsabilidad. Algunos de estos trabajos consisten en desmontar el equipo y trabajarlos en un área con condiciones controladas. Es necesario para estos

trabajos el uso de grúas y herramientas especializadas.

En la actualidad las subestaciones Panamá II y Veladero no cuentan con un lugar adecuado para realizar este tipo de mantenimiento.

Propuestas

Objetivo General

Construir y equipar dos talleres para la subestación Panamá II y Veladero para que el personal de Subestaciones pueda ejecutar los diferentes mantenimientos a los equipos de las subestaciones.

Objetivos Específicos

- construir dos talleres, uno para la subestación Panamá II y Otro para la subestación Veladero.
- habilitar con las herramientas y equipos necesarios para la ejecución de los mantenimientos de los equipos en los talleres.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de contar con talleres dentro de las subestaciones de ETESA.

Propuesta

Construir y habilitar dos talleres para realizar trabajos de mantenimiento para las subestaciones Panamá y Veladero.

Justificación económica

A continuación, se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

Costo de inversión

Inversión	
Costo directo de Inversión	B/. 424,000.00
Suministro	B/. 212,000.00
Materiales y Accesorios	B/. 79,500.00
Montaje y Desmontaje	B/. 26,500.00
Obra Civil	B/. 106,000.00
Costos Indirectos de Inversión	B/. 79,500.00
Diseño	B/. 21,200.00
inspección	B/. 15,900.00
Ingeniería	B/. 21,200.00
administración	B/. 21,200.00
Gastos Financieros	
Contingencia	B/. 26,500.00
Total	B/. 530,000.00

(*) Debido a la configuración de interruptor y medio del patio 115KV de la subestación Caldera, se considera, para este estudio, que el reemplazo de los transformadores de voltaje será programado de uno a uno por la Gerencia de Operación y Mantenimiento, de forma tal que no conlleve el pago de generación obligada por libranzas y mantenimientos.

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de activos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos responden a porcentajes promedios obtenidos de la lista de precios de la última licitación adjudicada asociada al reemplazo de interruptores de potencia.

Conclusión

A partir del análisis técnico-económico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el siguiente periodo la construcción de dos talleres para las Subestaciones Panamá II y Veladero fundamentado en la acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

5. Salón de Reuniones Valbuena

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos equipos de las subestaciones de ETESA han cumplido su vida útil y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reposición basados en la obsolescencia, mal funcionamiento de los dispositivos u otras causas que justifiquen su reemplazo.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la construcción de un salón de reuniones en las oficinas de ETESA en Valbuena a un costo de 80,000.00 dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

Generales

La Gerencia de Operaciones y Mantenimiento de ETESA atiende el sistema de transmisión en todo el territorio Nacional por tal motivo cuenta con sedes regionales en Panamá, Aguadulce y David.

En las oficinas de David, ubicadas en Valbuena se realizan reuniones con los diferentes agentes del mercado y proveedores de las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro, en estos momentos no se cuenta con un salón para realizar estas actividades.

Problema

Por lo general, las sedes regionales cuentan con las infraestructuras y equipos necesarios para atender a los diferentes proveedores, agentes y personal interno



para realizar juntas, presentaciones de productos, capacitaciones internas, entre otras actividades que reúnan un grupo de personas.

En la actualidad estas actividades se deben realizar dentro de las oficinas de los colaboradores teniendo como inconvenientes la falta de espacio, implementos para presentaciones, mobiliario de oficina para atender a grupos de personas, por estos inconvenientes no se desarrollan adecuadamente las actividades donde se reúnan un grupo de personas.

Propuestas

Objetivo General

Construir y habilitar un salón de reuniones en las oficinas de ETESA ubicadas en Valbuena.

Objetivos Específicos

- Construcción de un salón de reuniones.
- Habilitación del salón de reuniones con mobiliario de oficina y equipos informáticos que permitan desarrollar reuniones, capacitaciones y teleconferencias con las diferentes sedes de ETESA.

Propuesta

Justificación Técnica

La Construcción y habilitación de un salón de reuniones en las oficinas de ETESA ubicadas en Valbuena permitirían lo siguiente:

- Una adecuada retroalimentación de los trabajos de mantenimiento realizados por la Gerencia de

operaciones y Mantenimiento de ETESA.

- Atención adecuada de proveedores o agentes del mercado externos por temas operativos del Sistema Integrado Nacional.
- Realizar reuniones para la discusión y coordinación de proyectos de ETESA ejecutados por las diferentes unidades de la empresa.
- Realizar capacitaciones de grupos pequeños del personal de ETESA y evitando el desplazamiento fuera de la oficina de ETESA.

Justificación económica

A continuación, se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

Costo de inversión

Inversión	
Costo directo de Inversión	B/. 64,000.00
Suministro	B/. 32,000.00
Materiales y Accesorios	B/. 12,000.00
Montaje y Desmontaje	B/. 4,000.00
Obra Civil	B/. 16,000.00
Costos Indirectos de Inversión	B/. 12,000.00
Diseño	B/. 3,200.00
inspección	B/. 2,400.00
Ingeniería	B/. 3,200.00
administración	B/. 3,200.00
Gastos Financieros	
Contingencia	B/. 4,000.00
Total	B/. 80,000.00

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de activos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos responden a porcentajes promedios obtenidos de la lista de precios de la





última licitación adjudicada asociada al reemplazo de interruptores de potencia.

Conclusión

A partir del análisis técnico-económico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el siguiente periodo la Construcción de un Salón de Reuniones de ETESA en las oficinas de Valbuena fundamentado en el criterio de seguridad; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

6. Mejoras S/E Panamá 230/115 KV

Se requiere realizar una mejora integral a la infraestructura de la SE Panamá, debido al alto deterioro que presenta la misma por la gran cantidad de contratistas que han desarrollado proyectos en la misma.

Estas mejoras incluyen los siguientes aspectos:

- Retiro y reemplazo de piedra de río por piedra #4 en la bahía de 115 KV.
- Canaletas y drenajes para el manejo de las aguas de lluvia.
- Construcción de calle central pavimentada e internas en carpeta asfáltica con capacidad para los equipos de carga q operan eventualmente, bajo tráfico.
- Retiro y reemplazo de la cerca perimetral por muro perimetral de seguridad con portón eléctrico y garita de control de acceso.
- Reparación de techo, pintura de completa de todos los

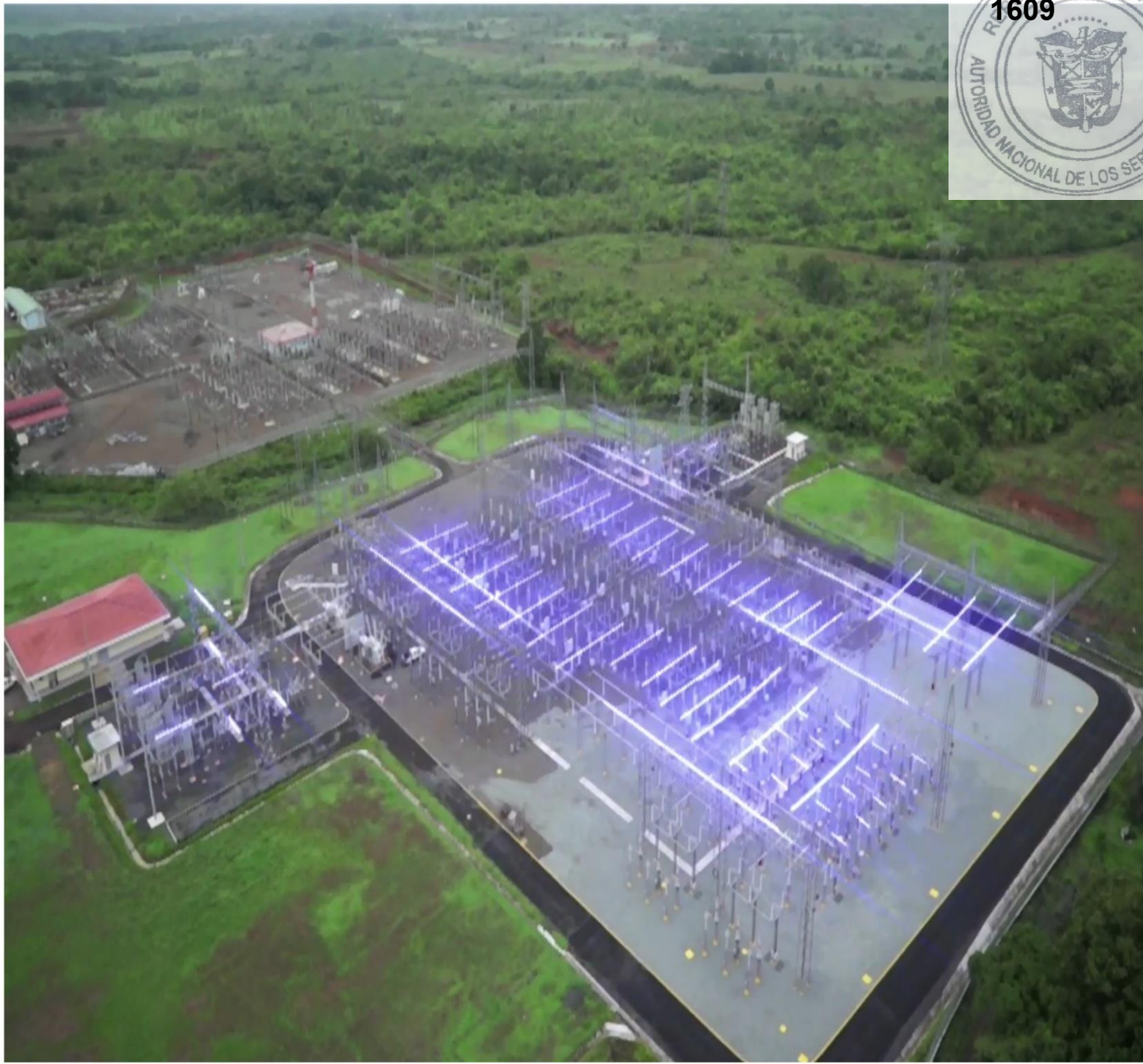
- edificios, bases de estructuras, cordones, iluminación.
- Ampliación del área de almacén para repuestos y equipos que deben mantenerse bajo techo y condiciones climatizadas.
- Replanteo de la iluminación de los patios y los accesos.
- Ampliación del sistema de video vigilancia.
- Suministro e Instalación de Sistema contra incendios automáticos en áreas de mayor riesgo.
- Área de seguridad para observación para visitantes autorizados.
- Áreas verdes donde las condiciones lo permitan, dentro del perímetro.
- Demolición, retiro y limpieza de materiales de cercas internas y estructuras no funcionales existentes.
- Pavimentación de andenes internos con iluminación baja donde se requieran.
- Remodelación del área actual de trabajo para el Supervisor y el personal de mantenimientos, y demás requerimientos de oficinas de área técnica.
- Cualquier otro que usted considere debe contar una instalación de esta naturaleza adecuada a las exigencias actuales.

El costo estimado de estas mejoras asciende a la suma de B/. 500,000.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 16

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 16

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta de ampliaciones de conexión.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
 PLAN DE INVERSIÓN
 PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
 (MILES DE B./.)

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta													TOTAL
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
104	SISTEMA DE CONEXIÓN		13,000	3,214	25,722	7,673	56,074	0	0	0	6,334	0	0	0	0	112,017
105	S/E EL COCO 230 KV 2 NAVES						8,696									8,696
106	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE										6,334					6,334
107	S/E PACORA 230 KV 1 NAVE						4,348									4,348
108	GANA LT COSTA NORTE 230 KV						41,138									41,138
109	S/E LLANO SANCHEZ BARRA 34.5 KV						1,892									1,892
110	NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV		164	1,781	21,478	6,180										29,603
111	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	GG-084-2013	4069													4,069
112	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	GG-084-2013	4069													4,069
113	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	GG-069-2016 S, 134-2017 M	3746	323												4,069
114	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	GG-089-2019	0	488	3974	1,493										5,955
115	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 34.5 KV	OC-38167	350	150												500
116	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV		50	45												95
117	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV		100	41												141
118	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	OC-37987	24	24												48
119	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 34.5 KV		56	32												88
120	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV		47	48												95
121	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV		56	12												68
122	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	GG-121-2017	269	270	270											809

1. Nueva Subestación Burunga 230 KV GIS

La empresa EDEMET ha confrontado problemas en los últimos años en el suministro de energía al área occidental de su sistema de distribución de la provincia de Panamá Oeste, especialmente el área de Arraiján y demás sectores aledaños. Por este motivo construyeron una nueva subestación ubicada en el área de Burunga con un patio de 34.5 KV. Esta nueva subestación de distribución está conectada actualmente a la línea 230-12A mediante una derivación o Tap.

Para la conexión definitiva de esta subestación de distribución, ETESA construirá el patio de 230 KV de la misma, seccionando las líneas 230-12A y 230-13A. Esta subestación será encapsulada (GIS), en esquema de interruptor y medio, debido a la falta de terrero. La misma contará inicialmente con tres (3) naves, dos (2) naves serán de tres (3) interruptores para la conexión de las líneas 230-12A y 230-13A y una nave de dos (2) interruptores para la conexión del transformador T1 de EDEMET. Será necesario la instalación de torres de anclaje, para la entrada a la subestación por medio de cables subterráneos (2 cables por fase), ya que la torre más cercana (Torre No. 115) es de suspensión. Se debe dejar espacio suficiente para la adición de por lo menos tres (3) naves adicionales, para ampliaciones futuras, tales como la conexión de un segundo transformador de EDEMET y/o posibles entradas/salidas de líneas.

Contratos: por licitar
Fase del Proyecto: diseñada
Inicio de Operación: junio de 2021
Costo estimado: B/. 29,603,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la

diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El 3 de julio de 2017, se publica en el portal de Panamácompra la LP No.2017-2-78-0-15-LP-008787, SUMINISTRO, MONTAJE, COMISIONADO, PUESTA EN SERVICIO Y OBRAS CIVILES PARA LA SUBESTACIÓN BURUNGA 230KV.
- El 29 de septiembre de 2017, se recibieron propuestas para la LP No.2017-2-78-0-15-LP-008787.
- El 27 de octubre de 2017, se emite la resolución de Adjudicación a favor de ELeonor, S.A, por un monto de B/.9,773,665.43.
- El 5 de diciembre de 2017, Se envía el contrato GG-143-2017, para refrendo a la Contraloría General de la República de Panamá, Tramite No. 2-78-0-5242346-2017 (SCAFID 5242346).
- El Contrato se encuentra para subsanación desde el 23 de marzo de 2018, hasta tanto ETESA suministre el título de propiedad de la finca donde se construirá la subestación objeto del Contrato.
- Este mes (septiembre de 2019) se logró concretar el Título de propiedad de la finca requerida.

Reemplazo de Transformadores

En los resultados de las pruebas rutinarias realizadas a los diferentes transformadores de ETESA se detectó un nivel de deterioro en la condición del Autotransformador T1 de la Subestación de Llano Sánchez y T2 de Chorrera y el transformador de aterrizaje TT2 de Chorrera. Debido a esto y al costo de estos equipos, el cual ya tienen más de 35 años de operación, se contrató una compañía externa para que repitiera las pruebas en dos ocasiones diferentes para tener mejores elementos de juicio al momento de tomar una decisión. Los

resultados obtenidos por la compañía externa mostraron una situación crítica del equipo, el nivel total de furanos indica que el aislamiento celulósico se ha deteriorado y debilitado mecánicamente al punto que esta unidad debe ser considerada poco confiables, ya que podría fallar repentinamente. Por lo tanto, este laboratorio certificado recomendó seguir realizando pruebas de manera inmediata para identificar y manejar los altos niveles de furanos y concluyó que debemos realizar una evaluación acerca de reemplazar, reparar o rebobinar esta unidad.

La falta del Autotransformador T1 de S/E Llano Sánchez y del T2 de Chorrera nos llevaría a quedar sin respaldo en caso de la pérdida por cualquier evento de otro de los autotransformadores de la subestación lo que conllevaría a que se quedara sin servicio eléctrico parte de los clientes de las provincias centrales o de Panamá Occidente.

En vista de lo expresado anteriormente, es necesario reemplazar lo antes posible estos equipos ya que las pruebas realizadas muestran un gran deterioro en su parte más importante como lo es su aislamiento, aunado a que ya este transformador ha completado su vida útil garantizada por el fabricante.

Cabe resaltar que si se tiene indisponible el autotransformador T1 y se da un daño de alguno de los otros dos autotransformadores se interrumpiría parte del suministro eléctrico al área de provincias centrales, con graves consecuencias por energía no servida, lo que podría resultar en penalizaciones a ETESA, además de que la imagen de la empresa se vería afectada, por no poder transportar la energía eléctrica que abastece a ese sector de la población. Igualmente, con la falla del autotransformador T2 de Chorrera, quedaría interrumpido parte del

suministro eléctrico al sector de Panamá occidente.

Las pruebas realizadas al autotransformador T2 de la Subestación Llano Sánchez demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y tiene capacidad de 70/60/30 MVA en sus embobinados de 230, 115 y 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la subestación Llano Sánchez, a la gran cantidad de proyectos de generación solar fotovoltaica que han informado su interés de conectarse en esta subestación en los próximos años y las condiciones actuales en que se encuentra este transformador, el mismo deberá reemplazarse por uno con capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

2. Reemplazo del Autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez

La Subestación Llano Sánchez cuenta actualmente con tres autotransformadores, dos de ellos (T1 y T2) de 230/115/34.5 KV con capacidad de 42/56/70 MVA y un tercero (T3) de 230/115 KV y 100MVA.

El autotransformador T1 de Llano Sánchez se deberá reemplazar por uno de 230/115/34.5 KV con capacidad de 100 MVA en sus embobinados de 230, 115 KV y 34.5 KV.

Contratos: GG-084-2013

Fase del Proyecto: en ejecución

Entrada en operación: septiembre de 2019 (en operación en julio de 2019)

Costo estimado: B/. 4,069,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la

diferencia se debe a los siguientes motivos:

- La concepción inicial del proyecto, era la de instalar el nuevo autotransformador en la misma ubicación del autotransformador existente, la cual conllevaba serias repercusiones operativas y de confiabilidad por lo que se realizaron modificaciones en sitio que dio como consecuencia una adenda de costos para realizar la instalación del nuevo T2 en una nueva ubicación física.
- Esta adenda involucraba las adiciones de equipos primarios tales como: estructuras metálicas, sección de barras tubulares, seccionadores motorizados, alambrado de control. Al igual civilmente se realizó las construcciones de nuevas plataformas y fundaciones del vigaducto de 34.5 kV.
- El tiempo de retraso se fundamenta principalmente en el tiempo de suministro de los seccionadores que fue alrededor de 5 meses, otros 3 meses en su respectiva instalación dando un total de 8 meses.
- Aunado a lo anterior se realizó una coordinación con el CND, para la ejecución de los trabajos de comisionado y puesta en servicio del nuevo T2, la cual tomaría 19 días de ejecución. Esta planificación se vio afectada alrededor de 3 meses por los trabajos que se realizaban paralelamente en el T1 SE Llano Sánchez objeto de este contrato también, debido a que operativamente no se puede tener 2 transformadores fuera de servicio en el SIN.
- T1 de Llano Sánchez fue energizado el 28 de Julio de 2019 y el T2 de SE

Chorrera fue energizado el 30 de agosto de 2019.

3. Reemplazo del Autotransformador T2 y TT2 de S/E Chorrera

La Subestación Chorrera cuenta con dos autotransformadores (T1 y T2) de 230/115/34.5 KV con capacidad de 30/40/50 MVA. La S/E Chorrera también cuenta con dos transformadores de aterrizaje.

El autotransformador T2 de Chorrera será reemplazado por uno de 230/115/34.5 KV con capacidad de 100 MVA en sus embobinados de 230, 115 KV y 34.5 KV. El transformador de aterrizaje TT2 ya fue reemplazado por uno de igual capacidad al existente, 34.5 KV, 19.9 MVA, el cual ya s e encuentra operando.

Contratos: GG-084-2013

Fase del Proyecto: en ejecución

Entrada en operación: septiembre de 2019 (en operación en agosto de 2019)

Costo estimado: B/. 4,069,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- La concepción inicial del proyecto, era la de instalar el nuevo autotransformador en la misma ubicación del autotransformador existente, la cual conllevaba serias repercusiones operativas y de confiabilidad por lo que se realizaron modificaciones en sitio que dio como consecuencia una adenda de costos para realizar la instalación del nuevo T2 en una nueva ubicación física.
- Esta adenda involucraba las adiciones de equipos primarios tales como: estructuras metálicas, sección de barras tubulares, seccionadores motorizados, alambrado de control.

Al igual civilmente se realizó las construcciones de nuevas plataformas y fundaciones del vigaducto de 34.5 kV.

- El tiempo de retraso se fundamenta principalmente en el tiempo de suministro de los seccionadores que fue alrededor de 5 meses, otros 3 meses en su respectiva instalación dando un total de 8 meses.
- Aunado a lo anterior se realizó una coordinación con el CND, para la ejecución de los trabajos de comisionado y puesta en servicio del nuevo T2, la cual tomaría 19 días de ejecución. Esta planificación se vio afectada alrededor de 3 meses por los trabajos que se realizaban paralelamente en el T1 SE Llano Sánchez objeto de este contrato también, debido a que operativamente no se puede tener 2 transformadores fuera de servicio en el SIN.
- T1 de Llano Sánchez fue energizado el 28 de Julio de 2019 y el T2 de SE Chorrera fue energizado el 30 de agosto de 2019.

4. Reemplazo del Transformador T2 de la S/E Llano Sánchez

Las pruebas realizadas al autotransformador T2 de la Subestación Llano Sánchez demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 70/60/30 MVA en sus tres embobinados. Debido al crecimiento de carga en la subestación Chorrera este autotransformador deberá reemplazarse por uno de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

También habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Con el reemplazo del autotransformador T1, se cumplirá con el Criterio de Seguridad N-1 en esta subestación, por lo que podrá seguir operando correctamente, brindando el adecuado suministro de energía a los circuitos de distribución de la empresa Gas Natural Fenosa, que alimentan la Provincia de Coclé y permitirá la conexión de proyectos solares fotovoltaicos.

Contratos: GG-069-2016 Suministro y GG-134-2017 Montaje
Fase del Proyecto: en ejecución
Inicio de Operación: junio de 2020
Costo estimado: B/. 4,069,000

5. Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Chorrera

Las pruebas realizadas al autotransformador T1 de la Subestación Chorrera demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 50 MVA en sus tres embobinados. Debido al crecimiento de carga en la subestación Chorrera este autotransformador deberá reemplazarse por uno de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

Con el reemplazo de este autotransformador será necesario también reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Contratos: por licitar
Fase del Proyecto: diseñada
Inicio de Operación: marzo de 2021
Costo estimado: B/. 5,955,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El 26 de septiembre de 2018, se publicó en Panamacompra la LP No. 2018-2-78-0-15-LV-010560, para SUMINISTRO, MONTAJE, COMISIONADO, PUESTA EN SERVICIO Y OBRAS CIVILES PARA EL REEMPLAZO DEL AUTOTRANSFORMADOR T1 EN LA S/E CHORRERA
- El 3 de marzo de 2019 se recibieron las propuestas, el acto fue adjudicado el 6 de abril de 2019
- El 3 de septiembre de 2019, Se envió a refrendo el Contrato GG-089-2019.
- Proyecto actualmente se encuentra en etapa de refrendo Tramite No. 2-78-0-8101530-2019 (SCAFID 8101530).

6. Adquisiciones

Según lo establecido en el artículo 188, numeral d donde se indica que “Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso. El financiamiento de la adquisición se realizará a un costo de capital igual a la tasa de rentabilidad regulatoria reconocida a ETESA. La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes. Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la

vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte del sistema conexión.”, ETESA debe adquirir los siguientes bienes:

- S/E El Coco 230 KV, 2 Naves
- S/E 24 de diciembre 230 KV, 1 Nave
- S/E Pacora 230 KV, 1 Nave
- GANA LT Costa Norte 230 KV
- S/E Llano Sánchez Barra 34.5 KV

Estas adquisiciones tienen un costo total de aproximadamente B/. 62,408,000, a realizarse entre los años 2023 a 2027.



CAPÍTULO 17

PLAN ESTRATÉGICO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 17

PLAN ESTRATÉGICO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de plan estratégico.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
 PLAN DE INVERSIÓN
 PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
 (MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
133	PLAN ESTRATEGICO		0	1,374	3,435	2,062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,871
134	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV		0	1,374	3,435	2,062										6,871

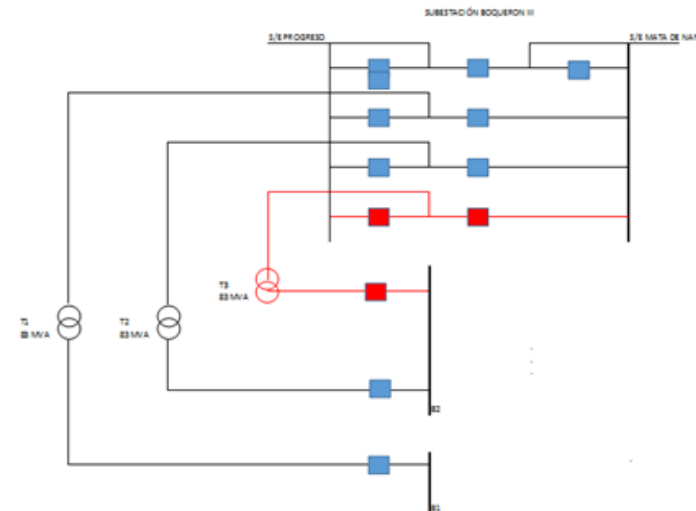
1. Adición Transformador T3 S/E Boquerón III 230/34.5 KV

Este proyecto consiste en la adición de un tercer transformador T3 de Boquerón III de 230/34.5 KV, 83 MVA, con el objetivo de brindar la seguridad y confiabilidad a las distintas plantas generadoras conectadas a las barras de 34.5 KV de esta subestación.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Adición de una cuarta (4ta) nave de interruptor y medio con dos (2) interruptores de 230 KV, para la conexión del transformador T3.
- Adquisición de un transformador T3, 230/34.5 KV, con capacidad de 83 MVA.
- Adición de un (1) interruptor de 34.5 KV para la conexión de este transformador a la barra B patio de 34.5 KV, quedando de esta forma operando en paralelo con el transformador T2. A la vez servirá de respaldo al Transformador T1.

Esquema del Proyecto



Contrato: Por Licitar
 Estado del Proyecto: en diseño
 Inicio de Operación: junio de 2023
 Costo estimado: B/. 6,871,129



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 18

CONCLUSIONES

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 18 CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Se presenta déficit de reserva reactiva en el Sistema Interconectado Nacional y restricción en la capacidad de transmisión en sentido Occidente-Oriente durante el periodo lluvioso.

Esta condición operativa impide que se logre el despacho económico, ya que para operar el sistema de manera segura se requiere de generación obligada (térmica) en el centro de carga.

La condición permanecerá hasta que se tenga disponible el 3er circuito entre la S/E Panamá y S/E Cáceres, la repotenciación de los 2 circuitos entre la S/E Guasquitas – Veladero (línea 2) y S/E Mata de Nance – Veladero (Línea 1), el Proyecto Frontera – Mata de Nance, la disponibilidad de la compensación reactiva instalada en la actualidad y la nueva compensación requerida, es muy importante la entrada del STATCOM ya que el mismo aportaría la compensación reactiva requerida al presentarse alguna contingencia en el SIN y que no puede ser aportada en su totalidad por las plantas de generación instaladas.

Año 2019:

Para este año el sistema de transmisión permitirá el aumento en los límites de flujo desde occidente, producto de la entrada en operación del STATCOM en la S/E Llano Sánchez y nuevos bancos de capacitores en la S/E Panamá II.

Se deben realizar los esfuerzos necesarios para garantizar la disponibilidad de toda la compensación reactiva instalada en la actualidad.

Para este año queda por resolver las restricciones de transmisión que producen no contar con el 3er circuito entre Panamá y Cáceres, temporalmente se ha recomendado al CND la operación de un Esquema de Desligue de Carga asociado a la falla de algún circuito en este corredor.

El proyecto Frontera – Mata de Nance es de mucha importancia para solventar las restricciones de generación que mantiene el sistema actual debido a la sobrecarga que se pudiera dar en la línea 230-9a ante la falla de la línea 230-25

El aprovechamiento de la potencia hidroeléctrica de occidente sería del 81%.

Año 2020:

Para este año se espera aumentar las reservas reactivas que permitirían progresivamente eliminar las restricciones por inestabilidad del sistema ante fallas del SIN.

Se debe mantener operativo el EDCxPAN_CAC con la finalidad de disminuir la cantidad de generación obligada que debe mantenerse en la Zona Atlántica (115KV).

A pesar de esto no se cumpliría con el despacho económico en la época lluviosa y solo se aprovecharía el 93% de la generación hidroeléctrica instalada en occidente.

Año 2021:

Para este año entra en operación el 3er circuito entre Panamá y Cáceres por lo que no sería necesario mantener operativo el EDCxPAN_CAC y se

eliminaría la restricción de transmisión de este corredor.

De no mantener generación en la Zona Atlántica (115KV), los voltajes en el área estarían en el límite inferior permitido, por lo que se debe mantener generación obligada en esa área para aumentar el mismo.

Con el proyecto Frontera – Mata de Nance se pudiera aprovechar al máximo la generación conectada en la SSEE Dominical, Progreso y Boquerón III.

El aprovechamiento de la generación hidroeléctrica en occidente ascendería al 95%.

Año 2022:

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema opera de manera confiable sin romper el despacho económico, tanto en época seca como en lluviosa, para todos los bloques de demanda.

Periodo de Largo Plazo

Para el periodo de largo plazo se debe mantener suficiente margen de reserva reactiva para soportar grandes volúmenes de transferencia desde occidente.

Sin duda la operación de la 4LT aumentaría la confiabilidad del SIN, brindando garantías del cumplimiento del Criterio de Seguridad.

Dentro de las ventajas de la 4LT, el SIN tendría suficiente capacidad de transmisión que permitiría a ETESA programar de forma eficiente las obras de mantenimiento.

Tomando en cuenta la proyección de demanda con la 4LT no se necesitarían nuevas inversiones hasta el año 2028 donde se debe construir un nuevo circuito

entre Panamá y Panamá 3, un banco de capacitores en Santa Rita.

La entrada en operación de la 4LT permitiría disminuir las pérdidas del SPT por lo que el costo de las mismas se reduciría beneficiando a los usuarios finales.

En el análisis del Escenario Renovable se demostró que con la 4LT el sistema tendría suficiente capacidad de transmisión y reserva reactiva para garantizar que toda la demanda regulada (Empresas de Distribución) se abastecida con fuentes renovables, abaratando significativamente el costo de energía

Los análisis sin la 4LT demuestran que el SIN operaría con restricciones debido a la falta de reserva reactiva por lo que existen dos alternativas que solucionarían esta situación.

La primera alternativa sería operar el SIN con generación obligada, esta opción no permitiría a ETESA realizar de forma eficiente las labores de mantenimiento por lo que el SPT se vería deteriorado con el tiempo.

La segunda alternativa sería la instalación de nuevos bancos de capacitores y un STATCOM en la S/E Panamá 3, con suficiente capacidad para aumentar la reserva reactiva del SIN.

Cabe mencionar que el sistema requeriría de toda la compensación reactiva conectada, los STATCOM operarían muy cercano al máximo de su capacidad.

Desde el punto de vista operativo, operar el Sistema con grandes volúmenes de compensación reactiva (Bancos de Capacitores) representaría una disminución del margen de maniobra, de darse alguna contingencia.

El SIN pudiera presentar condiciones de sobre voltajes post-contingencia que



podiesen comprometer los niveles de aislamiento de los equipos existentes sin mencionar que las protecciones de estos equipos podiesen provocar falsos disparos.

De igual forma ante grandes volúmenes compensación reactiva despachada se dificultaría la operación del Sistema considerando las variaciones horarias de la carga. Dicho sea de paso, que para la demanda media y mínima no se requerirá del uso de la totalidad de la compensación instalada lo cual supone un uso excesivo de las cuchillas que conectan los bancos de capacitores lo que reduciría la vida útil de estos equipos, requiriendo planes de reposición acelerados.

Por otra parte, se debe considerar la cantidad de armónicos que produciría la operación de tanta compensación reactiva en el sistema que pudiera llevar a incumplimientos a lo establecido en el Reglamento de Transmisión Artículo 126.

Además, sin la 4LT, se tendría que repotenciar líneas en la Zona Occidente, Fortuna – Guasquita, Guasquita – Cañazas y con la entrada en operación del proyecto Changuinola II, el circuito Cañazas – Chiriquí Grande.

Sin la 4LT y eventualmente ante un alto grado de penetración de fuentes renovables no convencional, el sistema presentaría restricciones, dicho comportamiento no permitiría escenarios de abastecimiento total de la demanda regulada con fuentes renovables

Es muy importante indicar que de no aumentarse la capacidad de transmisión estaríamos incumpliendo lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional.





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





CAPÍTULO 19

RECOMENDACIONES

AP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco





Capítulo 19

RECOMENDACIONES

En el corto plazo entrarán en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciarán próximamente su ejecución.

Tabla 18. 1 Plan de Expansión de Transmisión 2019, Periodo de Estudio

No	DESCRIPCIÓN	FECHA PESIN2019
1	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	09/30/2019
2	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	09/30/2019
3	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	12/31/2019
4	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC	04/30/2020
5	ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	03/31/2020
6	ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	03/31/2020
7	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	04/30/2020
8	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	04/30/2020
9	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	05/31/2020
10	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	05/31/2020
11	ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV	05/31/2020
12	STATCOM S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-120 MVAR	06/30/2020
13	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	06/30/2020
14	STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	06/30/2020
15	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	06/30/2020
16	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	06/30/2020
17	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	06/30/2020
18	NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	12/31/2020
19	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	03/31/2021
20	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	05/31/2021
21	NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	06/30/2021
22	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV 305 KM	07/31/2021
23	LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO.	08/31/2021
24	SUBESTACIÓN CHEPO 230 KV	08/31/2021
25	SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	10/31/2021
26	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	11/30/2021
27	SUBESTACION SABANITAS 230 KV	11/30/2021
28	LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV	06/30/2022
29	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - LLANO SANCHEZ 230 KV 110 KM	06/30/2022
30	ADICION BANCO CAPACITORES 20 MVAR STA. RITA 115 KV	07/31/2022
31	SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	08/31/2022
32	LÍNEA SABANITAS - PANAMÁ III 230 KV	08/31/2022
33	LÍNEA TELFERS - SABANITAS 230 KV	01/31/2023
34	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 LLANO SÁNCHEZ - EL HIGO 230 KV 82 KM	04/30/2023
35	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 EHI - PAN 230 KV	03/31/2024
36	LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	07/31/2024
37	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV	01/31/2028
38	LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	07/31/2030

Nota. Fechas marcadas en rojo representa la fecha de proyectos que ya entraron en operación



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

Comentarios y Observaciones – Consulta Pública

Gerencia de Planificación

JUNIO 2020

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3

Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etsa.com.pa



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials is located in the bottom right corner of the page.

Contenido

- Comentarios de INKIA CAYC BU MANGMENT, INC. (Nota: KOI-2020-007)
- Comentarios de SINOLAM SMARTER ENERGY LNG POWER CO, INC
- Comentarios de AES – Gas Natural Atlántico (Nota: AES-DC-035-20)
- Comentarios de Parque Eólico Laudato SI´ (Nota: UEPII 004-20 ASEP)
- Comentarios de Pedregal Power Company S. de R.L. (Nota: PPC 005-20 ASEP)
- Comentarios de ENSA (Nota: VI-043-2020)





KOI-2020-007

Panamá, 3 de febrero de 2020

Licenciado
Armando Fuentes Rodríguez
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
Ciudad.

Asunto: Comentarios a la Consulta Pública No. 012-19-Elec.

Respetado Licenciado Fuentes,

En atención a lo dispuesto en la Resolución AN No. 15903-Elec Panamá, 27 de diciembre de 2019, sometemos para vuestra consideración los comentarios de KANAN OVERSEAS I, INC. sobre la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019.2033 (PESIN 2019), presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Comentarios Generales:

1- Horizonte de ejecución de proyectos en área de Colón:

El plan propuesto considera el desarrollo de varios proyectos que buscan aumentar la capacidad de la red de transmisión, que servirán para evacuar de forma confiable toda la generación actual y futura de las plantas de energía ubicadas en Colón.

- Línea de Transmisión Sabanitas - Panamá III 230 KV – mayo de 2022
- Nueva Subestación Sabanitas 230 KV – noviembre de 2020
- Nueva Subestación Panamá III 230 KV GIS - noviembre de 2021

Verificando las fechas propuestas de entrada en operación de estos proyectos, observamos que las mismas parecen ser muy ambiciosas, lo cual parece muy positivo, pero al mismo tiempo poco realistas. Es información general, que el acto público No.2019-2-78-0-03-LP-011271 cuya descripción es el "Suministro, montaje, obras civiles y puesta en operación para la construcción de la línea de transmisión de 230kv Sabanitas-Panamá III y subestaciones asociadas" (en adelante la "Licitación") convocado por ETESA, con un precio de referencia de B/.98,500,000.00, a la fecha no ha sido adjudicado. Es más, la Dirección General de Contrataciones Públicas mediante las Resoluciones No.DF-047-2020 de 17 de enero de 2020; No. DF-052-2020 de 20 de enero de 2020 y No.DF-058-2020 de 21 de enero de 2020 resolvió admitir sendas acciones de reclamo en contra de la Licitación



inkia

y en todas las resoluciones esta Dirección ordenó la medida de suspensión (-nótese que las resoluciones indicadas se encuentran publicadas en el Sistema Electrónico de Contrataciones Públicas "PanamaCompra"-). Esta decisión afecta considerablemente la ejecución de estos proyectos, provocando retrasos que deberían ser considerados en el PESIN.

2- Plan Indicativo de Generación

Queremos hacer referencia a los proyectos de Gas to Power Panama y Panama NG Power ya que es conocido en el sector eléctrico, que la Línea Sabanitas – Panamá III es fundamental para permitir el ingreso en operación de las plantas de estas plantas de una forma confinable en el Sistema, con lo cual su ingreso no sería viable como lo establece el mismo Plan de Expansión de ETESA. Con esto en mente, consideramos que al momento de evaluar los diferentes escenarios del plan indicativo de generación deben considerarse solamente aquellos proyectos que realmente tienen un alto grado de certeza en cuanto a su desarrollo/construcción y entrada en operación. Tanto los escenarios de referencia como los escenarios alternativos consideran la entrada en operación de proyectos que a día de hoy no han siquiera iniciado trabajo alguno. Para el caso de los proyectos de gas que suman más de 1000 MW, es por todos conocidos que los mismos no han iniciado los trabajos de construcción y las experiencias del sector eléctrico nos demuestran que la construcción de proyectos de esa naturaleza toma no menos de 36 meses para su puesta en operación por lo consideramos muy optimista que los mismos puedan estar operativos para las fechas indicadas y deben ser reconsiderados.

- Gas To Power Panamá GTPP – 458 MW – Enero de 2022,
- Panamá NG Power, S.A – 670 MW – Enero de 2023

Sin otro particular, agradecemos la atención a nuestros comentarios.

Atentamente,



Eduardo de la Guardia
Gerente General
Kanan Overseas I, Inc.



**COMENTARIOS DE
SINOLAM SMARTER ENERGY LNG POWER CO, INC.**

Resolución AN No. 15903-Elec de 27 de diciembre de 2019

Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.012-19 para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019-2033 (PESIN 2019), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Luego de evaluar el contenido del Plan de Expansión sometido a consulta pública, a continuación aportamos nuestros comentarios a efectos de que sean considerados por la ASEP en su evaluación final:

1. Por instrumento de la Ley No. 6, ETESA tiene la obligación de preparar el plan de expansión del sistema interconectado nacional, el cual debe *atender las necesidades proyectadas del sistema, ya sea en su modernización, mantenimiento, ampliaciones, entre otros, modelando las soluciones más factibles para solventarlas en tiempo y forma.*
2. Precisamente por las variaciones en las proyecciones y la necesidad imperante de atender el crecimiento del sector eléctrico y garantizar la capacidad de acceso de futuros agentes o existentes, dicho plan debe actualizarse o bien revisarse de forma anual, ante cambios importantes en las premisas, proyecciones y criterios que lo soportan.
3. El artículo 67 de la ley 6 claramente establece que ETESA es el responsable directo de elaborar y planificar la expansión de la red de transmisión y la construcción de nuevas facilidades, ampliaciones o repotenciaciones de la red de transmisión, analizando el impacto de nuevas instalaciones, tales como nueva generación, como es la entrada en operación de SSE y sobre lo cual debemos comentar lo siguiente:
 - a. A SSE se le fue otorgada una viabilidad de conexión permanente en la futura Subestación Sabanitas, subestación que se había contemplado como parte del plan de Expansión de ETESA desde el año 2015 (momento en el cual SSE resultó adjudicada de 3 contratos de suministro), inicialmente como una inversión a largo plazo, en conjunto con otras facilidades de transmisión requeridas (Subestación Panamá III y Línea de Transmisión Panamá III – Sabanitas).
 - b. En el Plan de Expansión de ETESA para el año 2017, se identifica que estos activos de transmisión son reconocidos como obras a ejecutar en corto plazo, de carácter prioritario y que para los efectos de ejecución, de obligatorio cumplimiento, conforme fue aprobado por la ASEP a través de la Resolución AN No. 13131-Elec de 15 de febrero de 2019, conforme fuese modificación a través de la Resolución AN No. 13194-Elec de 18 de marzo de 2019.
 - c. ETESA con la formulación de este nuevo plan de expansión propone que dichos activos sean construidos y puestos en operación para el mes de agosto de 2022 (de manera integral), lo cual no sería una estimación realista considerando que:
 - i. El 20 de junio de 2019 fue publicado en el Portal Panama Compra, el documento de Licitación Pública No. 2019-2-78-0-03-LP-011271 para el Suministro, Montaje, Obras Civiles y puesta en Operación para la Construcción de la Línea de Transmisión de 230kV Sabanitas – Panamá III y Subestaciones Asociadas.
 - ii. Dicho acto de licitación ha sufrido diversas modificaciones desde su publicación, incluyendo cambios en la fecha de recepción de ofertas, como consecuencia de diversas acciones de reclamo interpuestas.



- iii. Se tenía previsto la recepción de propuestas para el 21 de enero de 2020; sin embargo, producto de la recepción de al menos tres (3) acciones de reclamo del acto público no se llevo a cabo en la fecha prevista, lo que motivará consecuentemente que se fije una nueva fecha para la recepción de propuestas.
 - iv. El término de entrega de la obra se fija a 945 días calendario, lo que se traduce en aproximadamente 2 años y 9 meses para la puesta en operación de este proyecto.
 - v. Siendo así las cosas, definir que la Subestación Sabanitas estará disponible para la conexión de SSE en el mes de marzo de 2022, no es correcto.
4. Conscientes de que el punto de conexión permanente en 230kV no estará disponible para la entrada en operación comercial de SSE prevista para el mes de marzo de 2022, se idearon dichas alternativas de conexión identificando como valida la conexión de la planta en la línea de 115kV, para lo cual se desarrolló un estudio de viabilidad y que contando con la intervención de la ASEP, se ordenó a ETESA a que otorgase a SSE la conexión temporal en el punto identificado hasta tanto estuviese disponible la Subestación Sabanitas.

Ahora bien con relación a dicha conexión, se han planteado un sin número de intervenciones con miras a limitar la conexión de nuestro proyecto en dicho punto, haciendo ver una serie de afectaciones; No obstante, se observa como parte del plan elaborado por ETESA, lo siguiente:

- a. El Plan de Expansión de corto plazo implica que la subestación Sabanitas resolvería los problemas de evacuación de la potencia de las plantas de gas natural del área de Colón. Sin embargo, no podemos estar de acuerdo con esta aseveración ya que, como el plan también lo indica, las demás plantas del área de Colón o bien serán desplazadas por ineficiencias (costo variable), dejando un corredor de 4 líneas de transmisión en 115kV recientemente repotenciadas que no se les daría el uso eficiente que merecen dichos activos y con la necesidad de realizar inversiones adicionales para colocar bancos de capacitores en la Subestación Santa Rita para atender un problema de reactivo producto de la sub-utilización de dicho corredor.
- b. El plan de expansión es sumamente contradictorio. Por un lado indica que el corredor de 115 kV se queda sin generación y por el otro indica que no hay como evacuar la generación de las grandes plantas de gas natural. Precisamente por ello es que SSE ha propuesta y así ha sido reconocido por la ASEP, en realizar una conexión en la línea 115KV, aprovechando al máximo el corredor de Panamá a Colón, y cuya conveniencia para el Sistema Interconectado Nacional a largo plazo se debería analizar a la luz de los inconvenientes que presentaría el hecho muy probable de quedar desplazado el que antes fuera el principal centro termoelectrico del país.

Lo anterior se afirma en el Tomo III – Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, página 71, en donde ETESA reconoce que al entrar el Gas Natural Licuado (GNL), todo el sistema de 115Kv queda desplazado. Con la entrada de la S/E Panamá III y la S/E Sabanitas (unifilares Anexo III-2), se concretarían todos los requerimientos que tiene el SIN para garantizar la evacuación de toda la energía generada con las plantas térmicas de GNL que estén disponible en el área de Colón, *lo que desplazaría las plantas conectadas al área de 115 KV de la provincia de Colón y significaría que esta área se quedaría sin soporte de reactivo lo cual debe ser subsanado con la instalación de capacitores en la S/E Santa Rita.*

- c. Si es ya conocido, y claramente lo afirma el Plan de Expansión de ETESA, que van a salir o quedarán desplazadas las unidades del plantel de generación que utiliza el corredor de las cuatro líneas de 115kV entre Panamá y Colón (dos de las cuales fueron completamente repotenciadas), y que la salida de dichas unidades va a provocar problemas de reactivo que este plan propone resolver con una inversión innecesaria y poco eficiente, está claro que este plan debe ser vuelto a revisar considerando positiva la conexión de SSE al corredor de 115 kV, y analizando los efectos de su conexión en calidad temporal como posiblemente



permanente en un futuro. ETESA debe evaluar el costo beneficio de la permanencia o no de SSE en la línea 115kV.

5. En el mes de diciembre de 2019, SSE solicitó a la ASEP una modificación a la fecha de inicio de operación comercial para el mes de marzo de 2022, motivo por el cual se deberá ajustar toda referencia a enero 2022 incorporada en el Plan de Expansión.
6. En las sensibilidades que realiza ETESA (Tomo II - Plan Indicativo de Generación, página 214), se observa que la sensibilidad H consistió en evaluar el impacto que supone que no se han llevado a término la central GTPP y la central Telfers, de modo que se evalúe el impacto. El resultado muestra que al no concretarse el ingreso de estas centrales, el Costo Marginal del Sistema (CMS) presentaría un aumento considerable a partir de los años donde no se cuenta con la energía esperada de éstas centrales.

Esto se explica debido a que al no estar presente la planta en el despacho de generación, sería suplantada por plantas térmicas, con un costo variable mucho mayor. Inclusive, afirma ETESA que el impacto que se tendría en el CMS es preocupante hasta cierto modo, debido a que se requieren de estas centrales para satisfacer la demanda proyectada para todo el periodo y para mantener unos costos marginales medios, motivo por el cual debe ser garante de la conexión de SSE.



Edificio Business Park, Torre V,
Piso 11, Paseo Ave. La Rotonda,
Costa del Este, Parque Lefevre,
Apartado Postal 0816-01990
Panamá, República de Panamá
Tel. Pmá.: (507) 206 2600

AES-DC-035-20

Panamá, 21 de febrero de 2020

146747

R. Rodríguez
alm
30/1/20

Licenciado

Armando Fuentes Rodríguez

Administrador General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos ("ASEP")

Ciudad

Asunto: Comentarios a la Consulta Pública No. 012-19

Respetado Licenciado Fuentes,

De acuerdo a lo solicitado en la Resolución AN No. 15903-Elec Panamá, 27 de diciembre de 2019, adjuntamos los comentarios de AES PANAMÁ, S.R.L. sobre la Consulta Pública No. 012-19 para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019-2033 (PESIN 2019), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. ("ETESA").

Sin otro particular, agradecemos la atención a nuestros comentarios.

Cordial saludo,

Miguel Bolinaga Serfaty

Representante Legal - Gas Natural Atlántico S., de R. L.

Adjunto: Comentarios a la Consulta Pública No.012-19

Página 1 de 7

RSEP RECEP, 30ENE'20 PM 1:24



Anexo Nota AES-DC-035-19 de GAS NATURAL ATLÁNTICO, S. DE R. L.

Asunto: Comentarios a la Consulta Pública No.012-19 para considerar propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al Año 2019-2033 (PESIN 2019), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Tomo II – Plan Indicativo de Generación

Comentarios:

1. Entendemos importante que la base de datos para las simulaciones del plan indicativo de generación esté disponible para todos los agentes del sistema. Solicitamos al regulador instruir a ETESA a suministrar la base de datos del SDDP en modo operativo coordinado (con información de todos los sistemas que conforman el MER) a los agentes panameños que así lo soliciten. Todas las simulaciones del plan indicativo de generación deben poder ser replicadas por los agentes del mercado, lo que actualmente no es posible puesto que sólo se suministra información del mercado panameño.
2. Proyectos de Almacenamientos de Energía.
 - En los últimos años la implementación de aplicaciones de almacenamiento de energía basado en baterías (SAE_b) han jugado un rol preponderante en la cadena de suministro de la industria eléctrica, pues permite una diversidad de aplicaciones que ayudan a optimizar el uso de los recursos de generación y de las infraestructuras de la red eléctrica, incrementando la confiabilidad del sistema, además de estar sujetos a un proceso de madurez tecnológica que le ha permitido convertirse en una solución costo-efectiva.
 - Los SAE_b permiten la adopción de varias tendencias en los sistemas de potencia a nivel global, tanto para los servicios de generación, transmisión y distribución. Por ejemplo, diversas aplicaciones permiten la integración de mayores niveles de energías renovables no convencionales e intermitentes como son la solar y eólica, ofreciendo alta flexibilidad para operar en conjunto con otras soluciones energéticas para facilitar la transición hacia mercados con mayores niveles de energías limpias. Además, permiten la provisión de una diversidad de servicios complementarios, que van desde aporte a la regulación primaria y secundaria de frecuencia, aporte de reserva rodante, aumento de la eficiencia energética, liberación de capacidad, soporte de tensión, seguimiento de carga, arranque en negro, mitigación de potencia máxima en horas de punta, liberación de capacidad de congestión bajo contingencia N-1, diferimiento de inversión en transmisión y/o distribución, control de reactivo, en términos de líneas de distribución y transmisión, permiten ofrecer a los clientes una alternativa de servicio eléctrico para puntos muy retirados en las líneas mientras se identifican y solucionan averías o fallas, entre otras aplicaciones conexas.
 - En Panamá ya se ha empezado a discutir los cambios regulatorios necesarios para la incorporación de proyectos de almacenamiento de energía basado en baterías. Prueba de ello fue que desde el año pasado el Comité Operativo aprobó una propuesta de modificación al Reglamento de Operación que tiene como objetivo incluir Sistemas de



Almacenamiento de Energía basado en baterías como parte de los servicios auxiliares de una central de generación capaz de aportar la Reserva Rodante (RR) y los servicios de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

- A nivel regional la CRIE a través de la Consulta Pública 07-19 ha propuesto modificación al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), a efecto de establecer las normas adecuadas de diseño de instalaciones de la Red de Transmisión Regional y para la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER), relacionadas con aquellas unidades de generación que por su tecnología o diseño no pueden contribuir directamente con la regulación primaria de frecuencia tengan la opción de aportar dicho requerimiento por medio de un sistema de almacenamiento de energía.
 - Por lo anterior, creemos que los Proyectos de Almacenamiento de Energía en Panamá y en la Región serán una realidad a corto plazo que deben ser considerados en los Planes de Expansión del SIN.
3. En la tabla 5.13. corregir las unidades de consumo específico de combustible por cada tecnología, ya que se indica gal/MWh, sin embargo, en el caso de los proyectos con gas natural debe ser BTU/MWh. De igual manera en dicha tabla se indica que los valores de consumo específico esta basados en el LCV (Lower Calorific Value) pero hacemos la salvedad que en el caso de la Central de Generación Costa Norte el consumo específico de combustible está en HHV (High Heating Halue).

Por lo anterior, solicitamos la revisión de los consumos específicos de los proyectos Gas to Power Panama y Telfers, para que los consumos específicos de combustibles sean comparables.

4. Capítulo 7, Escenario de Expansión:

- Escenario de Referencia, tabla 7.3. considerando los avances de construcción del Proyecto Gas To Power Panamá GTPP considerar alta probabilidad de retraso de entrada en operación de dicho proyecto. De igual manera a la fecha no hay una definición concreta del estado de la licencia de generación del Proyecto Telfers por lo que se sugiere se revise la fecha de entrada en operación del mismo.
- Por lo anterior, es importante que ETESA identifique y haga público el tamaño máximo permitido de unidades que puedan operar en el SIN, de modo que la instalación de una central de generación no afecte la confiabilidad de la operación o en última instancia no pueda operar o se mantenga limitada por restricciones de seguridad del SIN.
- Se observa un número considerable de proyectos eólicos y solares como parte del plan de expansión de generación. Se sugiere revisar los proyectos con criterios de factibilidad de ejecución y operación, ya que se requerirá la necesidad de implementación de sistemas de almacenamiento de energía para aporte de servicios auxiliares, dentro del cual se destaca el aporte de la regulación primaria de frecuencia exigidos en el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER.



- Escenarios Alternativos.
 - En atención a lo indicado numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER los proyectos eólicos y solares dentro de su plan de inversión deben considerar sistemas complementarios como sistema de almacenamiento de energía para el aporte de la regulación primaria de frecuencia.
 - Deben considerar un escenario que considere el potencial retraso de entrada en operación del Proyecto Gas To Power Panamá GTPP.

- Análisis de las Sensibilidades
 - Sólo analizan, del escenario de referencia, una sensibilidad de retraso de entrada en operación del Proyecto Gas To Power Panamá GTPP para el año 2023, y otra que sale.

Tomo III Plan de Expansión de Transmisión

Comentarios:

1. Capítulo 4. Criterios Técnicos

- En la Tabla 4.2 de la página #34, la descripción corresponde a la central Costa Norte en lugar de Gas To Power Panamá (GTPP).
- Criterios de Despachos. Considerando el gran tamaño de las unidades del Proyecto Telfers en la configuración presentada, se sugiere que a nivel operativo ETESA y el CND evalúen la factibilidad operativa del ciclo combinado en todas sus configuraciones, lo cual cambiaría el consumo específico analizados en los escenarios de estudios.

Por otro lado, confirmar con los promotores de proyectos, los mínimos operáticos presentados en las tablas 4.8 y 4.9, ya que en el caso del Ciclo Combinado Costa Norte Tabla 4.10 debe corregirse a los siguientes valores operativos acorde con la información suministrada al CND.

Configuración	CC Costa Norte	
	Potencia Mínima - MW	Potencia Máxima Neta - MW
CN1+1 CC	110.00	118.02
CN2+1 CC	149.89	250.25
CN3+1 CC	227.95	381.00

2. Capítulo 7. Análisis del Sistema de Transmisión de Corto Plazo.

- En la práctica se han detectados deficiencias en la operación del SIN por falta de previsión y ejecución en el Plan de Expansión de Transmisión, particularmente por falta de capacidad de transporte y déficits de reactivo. En este sentido, solicitamos un Diagnostico de Corto que evalúe y presente los límites de transferencias en las redes, y determine el listado de nuevas inversiones necesarias para evitar congestiónamiento en la red con un horizonte mayor de dos (2) años, de modo que le permita a ETESA identificar inversiones requeridas con suficiente antelación para evitar potenciales limitaciones en la capacidad de transporte.

Handwritten mark

Handwritten mark



- Considerando las necesidades de incorporar el nuevo circuito subterráneo Panamá – Cáceres 115 KV, bancos de capacitores en la S/E Panamá II y los STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II, para mejorar la estabilidad del sistema, reducir las obligadas e incrementar mejorar el flujo de occidente. Sería conveniente de parte de ETESA, adelantar cualquier gestión que permita anticipar la entrada prevista de estos proyectos, a sabiendas que se están contemplando un atraso de 21 meses para la segunda línea subterránea Panamá – Cáceres 115 KV. Si la urgencia es claramente observada en los análisis realizados, conseguir reducir en alguna medida esta restricción al adelantar estos proyectos, será muy beneficioso para la operación del SIN.
 - Se indica que la entrada oportuna del tercer circuito entre Panamá y Cáceres eliminaría por completo la generación obligada a causa de las restricciones en occidente, sin embargo hasta la fecha, el proyecto de un segundo circuito paralelo ha presentado atrasos significativos por problemas de servidumbres, por lo que se sugiere que ETESA analice otras opciones como un Proyecto Interconexión de la Red 230/115 kV en la Zona Atlántica de Colón utilizando uno de los circuitos de la Línea de Transmisión (230-54) con la S/E Monte Esperanza. Se ha demostrado a través de estudios de prefactibilidad que de dicha interconexión se obtienen beneficios como: reducción de pérdidas de transmisión y distribución; eliminación de generación obligada por problemas de oscilaciones de voltajes; eliminación de sobrecargas en la LT 115-37 entre las SE Panamá – Cáceres; diferimiento de inversión en Banco de Capacitores; integración de las áreas eléctricas COLON- PANAMÁ; diferimiento o eliminación del Banco de Capacitores en la SE Santa Rita; soporte de reactivos y mayor confiabilidad a la planta potabilizadora del IDAAN, al contar con doble vinculo para su alimentación.
3. Capítulo 8. Plan de Expansión de Corto Plazo.
- Costo de inversión de Proyectos incluidos en el Plan del Sistema de Transmisión.
Los nuevos proyectos de transmisión deben considerar no sólo la parte técnica de costo de la inversión de transmisión, sino también aspectos asociados a la adquisición y formalización de servidumbres, financiamientos durante construcción y aspectos ambientales.
 - Repotenciación y Construcción de Nuevas Líneas de Transmisión.
La capacidad térmica de las 3 líneas existentes suma más de 2,000 MW, sin embargo, su uso no supera el 60%. En términos generales estamos de acuerdo que es necesario que se incremente la capacidad de transmisión del occidente al centro de carga del país, sin embargo, por la inversión que requiere un cuarto circuito, ETESA debe realizar la factibilidad técnica y económica de repotenciar las líneas LT1 y LT2 vs la construcción de una Cuarta Línea de Transmisión. En esta sección ETESA ha indicado que los estudios realizados han demostrado que para aumentar la eficiencia de la LT1 y LT2, la capacidad de la misma debe ser aumentada a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, utilizando un conductor que permita reducir las pérdidas, por lo que parece que técnicamente es factible la repotenciación de las 2 primeras LT.
4. Capítulo 9. Análisis del Sistema de Transmisión de Largo Plazo

*WA**AB*



- Se recomienda que ETESA incluya un escenario que considere sin la Cuarta Línea de Transmisión (“sin 4LT”) incluyendo la repotenciación de las LT1 y LT2 proveniente del occidente al centro de carga del país, con esto se podría hacer un análisis comparativo más objetivo de los flujos del occidente de los escenarios analizados.
5. Capítulo 10. Plan de Expansión de Largo Plazo
- Numeral 4. Proyecto Telfers – Sabanitas 230 KV.*
- Coincidimos que lo indicado para el proyecto Telfer – Sabanitas 230kV, relacionado al Art. 173 del Reglamento de Transmisión, se aplicará del mismo modo a la Línea de Transmisión Eléctrica 230kV doble circuito Costa Norte – T4A, justificándola como Sistema Principal de Transmisión (SPT), en función al uso de dicho equipamiento por dos (2) usuario a esta línea. De igual manera entendemos que en el caso que se conecte un segundo usuario en la LT doble circuito Costa Norte - Sabanitas 230 KV, dichos activos también formarían parte del Sistema Principal de Transmisión en función del uso de dicho equipamiento en la red de transmisión por dos (2) usuarios conectados a través de la misma.
 - Reiteramos que la Línea de Transmisión 230kV doble circuito Costa Norte – Torre 4A se construyó bajo las características técnicas solicitadas por ETESA: nivel de tensión, número de circuitos, criterios de seguridad y operatividad, propias de un activo del SPT y que difieren en gran medida de los requerimientos iniciales, que garantizaban de igual manera el correcto despacho de la energía del Proyecto Costa Norte hacia el Sistema.
 - Tomando en cuenta la ubicación final de la Subestación Sabanitas, se deben incorporar los costos asociados a los trabajos de seccionamiento de los dos circuitos de LT Costa Norte – Torre de Remate T4A 230 kV, incluyendo, pero sin limitarse cualquier tramo de línea, estructuras, interruptores GIS y costos por generación desplazada para la interconexión de las líneas 230-54 y 230-55 en la Subestación Sabanitas.
6. Capítulo 16. Plan de Ampliaciones de Conexión.
- Unificar el nombre de GANA LT COSTA NORTE 230 KV a “LT 230 kV Costa Norte – Torre de Remate 4A”.
 - Entendemos que la LT 230 kV Costa Norte – Torre de Remate 4A de acuerdo a lo establecido en el numeral 6. Adquisiciones, será adquirida por parte de ETESA como parte del Sistema Principal de Transmisión fundamentado en el ART. 188 del Reglamento de Transmisión, para que sea ETESA quien la administre, y garantice que pueda ser utilizada por otros usuarios, como medio de interconexión al Sistema Interconectado Nacional.
 - Referente a lo indicado en la Tabla del PLAN DE AMPLIACIÓN DE CONEXIÓN en la página 207:

M

B



Específicamente en el renglón cuarto donde estiman el costo para la LT 230 kV *Costa Norte – Torre de Remate 4A*, por la suma de CUARENTA Y UN MILLONES CIENTO TREINTA Y OCHO MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.41,138,000.00), se solicita revisar el monto señalado para esta Línea de Transmisión que será adquirida por ETESA; toda vez que dicho monto de inversión difiere la estimación de costos requeridos para el proyecto, el cual ha sido informado a ETESA en varias ocasiones durante el desarrollo del proyecto.

En concordancia con el acuerdo entre partes desarrollado con ETESA para la construcción de la Línea de Transmisión referida, incluye costos de ingeniería, estudios, diseño, supervisión, construcción, ambientales, costos administrativos, costos asociados por indemnización e inscripción de servidumbres, costos de financiamiento y honorarios legales, ascendiendo a la fecha, a un total de: CINCUENTA Y SIETE MILLONES QUINIENTOS CINCUENTA MIL SEISCIENTOS DIECISEIS CON 02/100 (B/.57,550,616.02). Cabe destacar que este monto no incluye los costos asociados al contrato de reembolso por la adquisición del activo por parte de ETESA.

7. Tomo III – Anexo-1 “Plan de Inversiones 2019- 2030” muestra las nuevas fechas de entrada en operación de los diferentes proyectos de expansión del sistema de transmisión, donde se observa que cada año los PESIN presentan atrasos significativos. En este sentido se solicita que se incluya una sección que muestre el cronograma de ejecución de dichos proyectos, especialmente los de corto plazo que deben ser de estricto cumplimiento.

Además, se solicita un plan de aceleración de los proyectos de adición de capacidad reactiva que permitirían transportar la totalidad de generación producidas por las plantas localizadas en el occidente al centro de carga en la ciudad de Panamá.

8. Se solicita se incluya una sección que describa la implementación del Proyecto del Sistema de Protecciones por Acciones Remediales (SPEAR), la cual no se menciona en el PESIN 2019.
9. Se solicita que anexo al Plan de Expansión de Transmisión se incluya una sección indicativa que muestre la tendencia de la tarifa asociada a los costos de transmisión para el nuevo plan de inversión aprobado.

Esperamos que nuestros comentarios contribuyan a fortalecer la adecuación del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional del periodo 2019 – 2033.

MS

AB

Licenciado
Armando Fuentes Rodríguez
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
E. S. D.

ORIGINAL

Asunto: Comentarios de Parque Eólico Laudato Si' (UEP Penonomé II, S.A.) en la Consulta Pública No. 012-19 Elec, para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019 – 2033 (PESIN 2019), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Respetado Licenciado Fuentes:

En atención a lo indicado en la Resolución AN No. 15903-Elec del 27 de diciembre de 2019, en la que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) aprueba la celebración de la Consulta Pública No.012-19, que considera la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019 – 2033 (PESIN 2019), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), adjunto encontrará los comentarios del agente UEP Penonomé II, S.A. (UEPII) para la consideración de la Autoridad Reguladora.

Reciba un saludo cordial.

Atentamente,


Ing. Jamilette Guerrero
Gerente General

Parque Eólico Laudato Si' (UEP Penonomé II, S.A.)
E-mail: jamilette@ieh-panama.com

Adjunto: Lo indicado.

COMENTARIOS AL PESIN 2019 2033

TOMO II – PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

1. En la sección “Sistema de Generación Futura”, “Proyectos Eólicos”, tabla 5.10: Proyectos Eólicos Considerados, se observa que se indica que el proyecto denominado “Penonomé III” tiene como promotor al agente UEP Penonomé II, S.A.

Al respecto, tenemos a bien indicarle que los proyectos Nuevo Chagres Etapa 2 y Portobelo Etapa 2 no forman parte de los desarrollos proyectados de nuestra empresa, ya que los mismos se han cedido a la empresa UEP Penonomé III, S.A. como lo establecen las Resoluciones **AN No.11865-Elec** del 22 de enero de 2018 y **AN No. 12036-Elec** del 1 de diciembre 2017.

2. Los resultados del escenario de referencia consideran un aumento en la participación térmica, como consecuencia de la introducción de plantas a base de GNL a partir del año 2022. Además, muestra que la participación renovable tiene muy poco o ningún crecimiento a lo largo del horizonte de planificación. Esto queda en evidencia en los resultados del gráfico 7.3: “Porcentaje de participación de generación del escenario referencia”. Al respecto quisiéramos señalar que los resultados del escenario de referencia parecieran contradecir la planificación realizada por la Secretaría de Energía en el Plan Energético Nacional (PEN) 2015-2050, que señalaba que a mediano y largo plazo la matriz energética deberá contar con un aumento en la participación de fuentes renovables.

TOMO III – PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

1. Es de notar que en el Capítulo 3, “Descripción del Sistema de Transmisión Actual” ETESA señala que:

“Las otras once son subestaciones reductoras, Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, San Bartolo, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola, además el Sistema Principal de Transmisión cuenta con tres subestaciones que no son propiedad de ETESA, estas son la S/E El Coco, S/E Bella Vista y la S/E 24 de diciembre.” (El subrayado es nuestro).

UEP Penonomé II, S.A. comparte el criterio de ETESA de catalogar la S/E El Coco parte del Sistema Principal de Transmisión. Nuestro criterio tiene su base en el Artículo 173 del Reglamento de Transmisión y su Capítulo 1.4: “Abreviaturas y Definiciones”, que define el concepto de “Sistema Principal de Transmisión o Sistema Principal” como:

“Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, equipamiento de subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica perteneciente al Sistema de Transmisión, que son utilizadas en operación normal por dos o más agentes del mercado”



Por su función de subestación transformadora, en la actualidad sirve de nodo de conexión a los agentes generadores UEP Penonomé I, S.A. (propiedad de Goldwind Americas) y UEP Penonomé II, S.A. (propiedad de InterEnergy Holdings), a futuro también será nodo de conexión de los agentes EDEMET (2 circuitos de media tensión) y Avanzalia Panamá (P.S. Penonomé – 120 MW). Además, dos de sus naves seccionan el troncal de la línea 2 (Guasquitas – Panamá II) que transportan la energía de las centrales localizadas al occidente del país.

2. Notamos que el proyecto “Telfers – Sabanitas 230 kV”, según el Capítulo 10 “Plan de Expansión de Largo Plazo” se cataloga parte del Sistema Principal de Transmisión, basados en el siguiente criterio:

“Tal como se establece en el Artículo 173 del Reglamento de Transmisión, esta línea se justifica como parte del Sistema Principal de Transmisión, en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión, además de que existirían dos agentes conectados a través de la misma.” (subrayado es nuestro).

Sin embargo, en el Capítulo 16 “Plan de ampliaciones de conexión”, punto No. 6 “Adquisiciones”, ETESA muestra la adquisición de 2 naves de la S/E El Coco en 230 kV, como parte del sistema de conexión. Por lo anterior, y siendo cónsono con el criterio de ETESA para catalogar un proyecto como parte del Sistema Principal de Transmisión, solicitamos que la adquisición de la S/E El Coco sea considerada parte del Sistema Principal, en concordancia con lo normado en el Artículo 173 del Reglamento de Transmisión, debido al uso compartido que en la actualidad tiene la subestación, y conforme a lo descrito por ETESA que aplica para el proyecto “Telfers – Sabanita 230 kV”, basado en el principio básico de trato no discriminatorio que debe regir en el Mercado Eléctrico Nacional.



Panamá, 03 de febrero de 2020

PPC 005-20 ASEP

ORIGINAL

Licenciado

Armando Fuentes Rodríguez

Administrador General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

E. S. D.

Asunto: Consulta Pública No. 012-10 Elec, sobre el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019-2033

Respetado Licenciado Fuentes:

En atención a lo indicado en la Resolución AN No. 15903-Elec del 27 de diciembre de 2019, en la que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) aprueba la celebración de la Consulta Pública No.012-19, que considera la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2019 – 2033 (PESIN 2019), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), adjunto encontrará los comentarios del agente Pedregal Power Company, S. de R.L. (Pedregal) para la consideración de la Autoridad Reguladora.

Reciba un saludo cordial.

Atentamente,

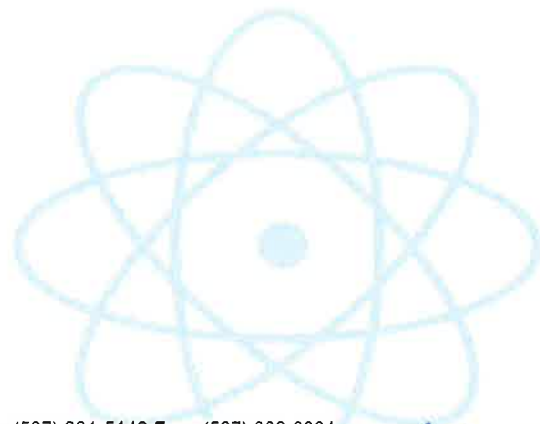


Jamilette Guerrero

Gerente General

Pedregal Power Company S. de R.L.

jamilette.guerrero@pedregalpower.com



Handwritten notes:
Newydd
3/12/2020
3:12

COMENTARIOS AL PESIN 2019 - 2033

TOMO II – PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

1. En el Escenario Alternativo I, que cuenta con mayor participación renovable, ETESA señala lo siguiente:

“Cabe destacar que para garantizar el suministro confiable de la demanda de energía se tendría la necesidad de contar con plantas de respaldo.

Esto se debe a que estas tecnologías se caracterizan por ser variables y fuertemente dependiente de las condiciones climáticas diarias, por esto no pueden proveer electricidad de manera continua, por lo que requiere el complemento de otras tecnologías que permitan una rápida respuesta ante contingencias, y compensar las oscilaciones poco predecibles de la generación renovable no convencional.” (El subrayado es nuestro)

En adición, en la tabla 7.6: “Plan de expansión del escenario Alternativo I”, sólo se muestra el retiro de 100 MW, en tres (3) unidades a base de Diesel para el año 2019, quedando así el resto del plantel termoeléctrico a base de Carbón, Diesel y Bunker C “disponible” para el resto del horizonte de planificación.

Al respecto, deseamos informar a ETESA que el plantel termoeléctrico actual a base de Carbón, Diesel y Bunker C, culmina su periodo de contratación entre los años 2020 y 2021; y es evidente que toda la capacidad que hoy está disponible, en el corto plazo no contará con un sustento financiero que permita estar disponible. Así pues, tenemos que es posible que se dé una reducción en la capacidad de respaldo y firmeza del sistema, ante la pérdida de capacidad instalada térmica de Carbón, Bunker C y Diesel, ante la incertidumbre actual que se tiene en el sector eléctrico y falta de contratación a dicho plantel.

Por lo anterior, no retirar unidades de respaldo térmicas convencionales introduce una distorsión en la planificación, máxime si el escenario analizado incluye mayor participación renovable no convencional.

2. En el Escenario Alternativo II, que modela el retiro de 1,012 MW de unidades térmicas a partir del año 2023, se observa en la tabla 7.10: “Plan de expansión del Escenario Alternativo II” la inclusión del proyecto “Telfers” de 670 MW a partir del año 2023. Al respecto, quisiéramos consultar a ETESA si ha realizado un análisis de sensibilidad al Escenario Alternativo II, considerando un retraso en el proyecto “Telfers”, manteniendo el retiro de las unidades térmicas de Carbón, Diesel y Bunker en las fechas señaladas en la tabla 7.10. Agradecemos señalar sobre este escenario de sensibilidad sobre el Escenario Alternativo II lo siguiente:
 - a. Costos Operativos del Sistema.
 - b. Costo de Déficit (si existe).
 - c. Intercambios con Centro América (tanto importación como exportación).
 - d. De existir déficit, plan de contingencia que se podría adoptar ante esta eventualidad.
3. Es de observar que se realizaron análisis de sensibilidad únicamente al Caso de Referencia y que en la Sensibilidad “H” se asume que no ingresan los proyectos de GNL. No obstante, se mantiene el plantel de generación térmico de Carbón, Diesel y Bunker, quienes según el gráfico 7.53: “Participación de



generación de la sensibilidad H” muestran aportes en el suministro de energía durante el periodo de estudio.

Lo anterior, es un indicador de que el plantel existente debería mantenerse en el sistema ante posibles retrasos en la entrada de los proyectos de GNL (como queda en evidencia según la tabla 7.43: “Proyectos de generación con retrasos en sus fechas de operación”) y debido al ingreso de mayor generación renovable no convencional. Sin embargo, como ya se ha expuesto, el plantel térmico culmina su periodo de contratación en el corto plazo, por lo que se darán retiros de unidades térmicas “tradicionales” en el corto y mediano plazo, si estas no consiguen un sustento financiero para sustentar su disponibilidad.

De presentarse el escenario descrito, y con base a los resultados de la Sensibilidad “H” pareciera indicar que puede darse una situación de dependencia energética de Centro América (importaciones) o en el peor de los casos existir déficit en la atención de la demanda del sistema en el corto plazo, ya que la participación Térmica a base de Carbón, Bunker y Diesel que informa la gráfica 7.53 no se tendría disponible.

TOMO III – PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

1. Notamos que el proyecto “Telfers – Sabanitas 230 kV”, según el Capítulo 10 “Plan de Expansión de Largo Plazo” se cataloga parte del Sistema Principal de Transmisión, basados en el siguiente criterio:

“Tal como se establece en el Artículo 173 del Reglamento de Transmisión, esta línea se justifica como parte del Sistema Principal de Transmisión, en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión, además de que existirían dos agentes conectados a través de la misma.” (subrayado es nuestro).

Sin embargo, en el Capítulo 16 “Plan de ampliaciones de conexión”, punto No. 6 “Adquisiciones”, ETESA muestra la adquisición de 1 naves de la S/E Pacora en 230 kV, como parte del sistema de conexión. Por lo anterior, y siendo cónsono con el criterio de ETESA para catalogar un proyecto como parte del Sistema Principal de Transmisión, solicitamos que la adquisición de la S/E Pacora sea considerada parte del Sistema Principal, en concordancia con lo normado en el Artículo 173 del Reglamento de Transmisión, debido al uso compartido que en la actualidad tiene la subestación, y conforme a lo descrito por ETESA que aplica para el proyecto “Telfers – Sabanita 230 kV”, basado en el principio básico de trato no discriminatorio que debe regir en el Mercado Eléctrico Nacional.

Panamá, 3 de febrero de 2020
VI-043-2020



Licenciado
Armando Fuentes Rodríguez
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
Ciudad de Panamá


Referencia: Consulta Pública No. 012-19-Elec

Estimado Licenciado Fuentes:

En atención a la Consulta Pública No. 012-19-Elec, convocada para recibir los comentarios sobre el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al período 2019-2033 (PESIN 2019), presentado por ETESA, tenemos a bien remitir nuestros comentarios en el anexo adjunto a esta nota.

Sin otro particular.

Atentamente,


Mariana Herrera
Vicepresidenta de Ingeniería



COMENTARIOS DE ENSA
PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2019, PRESENTADA POR ETESA

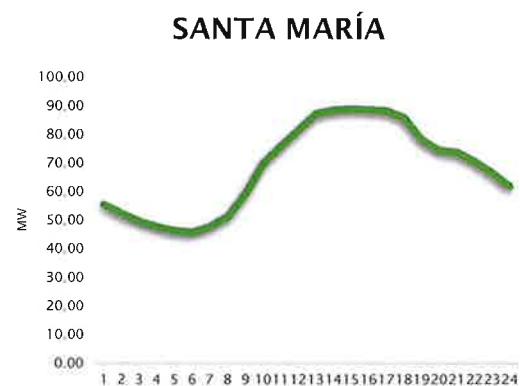
➤ **TOMO I – ESTUDIOS BÁSICOS**

● **Curvas Típicas**

- i. Página 124, Gráfico 6.15. La curva típica de la S/E Santa María, presentada en el Tomo I, no está asociada con la curva típica generada por los datos que almacena ENSA, referentes a la carga del 2 de mayo de 2019. Se presentan ambas curvas debajo.



Gráfico 6. 15: Curva Típica De Carga – Santa María.



Curva Típica de Carga - Santa María

● **Desagregación por Barra**

- i. Página 133, Tabla 7.1. Analizando la tabla presentada, en donde se refleja la repartición de carga en el SIN, durante el período 2019-2033, se hace la salvedad que dichos valores están desactualizados y no reflejan la última proyección estimada, la cual fue enviada en los adjuntos con la nota VI-423-2019, en respuesta a la nota ETE-DI-GPL-279-2019, donde fue solicitada esta información. Adicionalmente, se debe actualizar el año de entrada de las subestaciones Santa Rita y Cativá, y a su vez desestimar la entrada de las subestaciones Argos y Brisas del Golf.





➤ TOMO III – PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- **Anexo III-2. Diagramas Unifilares a Corto Plazo**
 - i. En los diagramas unifilares del sistema de transmisión Occidente-Panamá Centro, no están incluidas las barras de las subestaciones 24 de Diciembre, Bayano y Pacora.
 - ii. Contemplando que el plan a corto plazo tabulado en el Tomo III del Plan de Expansión incluye la puesta en marcha de las subestaciones Chepo y Sabanitas en 230 kV, opinamos que estas subestaciones también deben ser mostradas en los diagramas unifilares a corto plazo.
 - iii. Con la construcción de la subestación Sabanitas 230 kV, se debe presentar un diagrama unifilar de Colón en 230 kV.

- **Anexo III-6. Reportes de Cortocircuito (Corto Plazo) y Anexo III-11. Reportes de Cortocircuito (Largo Plazo)**
 - i. En los reportes de cortocircuito, sólo se presentan escenarios anuales de época lluviosa. Consideramos que también se deben presentar los escenarios anuales de época seca, toda vez que en esta época típicamente se presentan los mayores niveles de cortocircuito en el sistema.
 - ii. Se recomienda presentar los resultados de cortocircuito, obtenidos en las simulaciones, de forma tabular, tomando como referencia el formato utilizado en el Anexo III-4, para mejor legibilidad y análisis de estos.
 - iii. Similar al Anexo III-2, no se presentan resultados de cortocircuito de las barras de las subestaciones 24 de Diciembre, Bayano y Pacora.



ETEESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033

Respuesta a Comentarios y Observaciones de la Consulta Pública

Gerencia de Planificación

JUNIO 2020

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3

Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etsa.com.pa



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

Contenido

Respuesta a Comentarios de INKIA CAYC BU MANGMENT, INC. (Nota: KOI-2020-007).....	4
Respuesta a Comentarios de SINOLAM SMARTER ENERGY LNG POWER CO, INC.	4
Respuesta a Comentarios de AES – Gas Natural Atlántico (Nota: AES-DC-035-20).....	5
Respuesta a Comentarios de Parque Eólico Laudato SI´ (Nota: UEPII 004-20 ASEP).....	9
Respuesta a Comentarios de Pedregal Power Company S. de R.L. (Nota: PPC 005-20 ASEP).....	10
Respuesta a Comentarios de ENSA (Nota: VI-043-2020).....	11

Respuesta a Comentarios de INKIA CAYC BU MANGMENT, INC. (Nota: KOK 2020-007).

1. Las fechas de entrada en operación indicadas por KANAN en sus comentarios para los proyectos S/E Sabanitas (noviembre 2020), S/E Panamá III (noviembre 2021) y la línea Sabanitas – Panamá III (mayo 2022) no concuerdan con las fechas propuestas en el PESIN2019. En el documento en consulta pública estos proyectos tienen las siguientes fechas: S/E Panamá III: agosto de 2022, S/E Sabanitas: noviembre de 2021 y LT Sabanitas – Panamá III: agosto de 2022. Estas fechas se actualizarán en la nueva versión del PESIN2019 a entregar a la ASEP.

Con respecto a la licitación para la construcción de la S/E Sabanitas, S/E Panamá III y la línea Sabanitas – Panamá III la misma se encuentra en el proceso de adjudicación.

2. Se acepta el comentario y se realizará el análisis y de ser necesario se incluirá en la próxima revisión del Plan de Expansión.

Respuesta a Comentarios de SINOLAM SMARTER ENERGY LNG POWER CO, INC.

Con relación a los comentarios enumerados 1 a 3, en los mismos citan artículos de la Ley 6, por lo que no tenemos comentarios a lo relacionado a la Ley 6. Con respecto a la Licitación de la LT Sabanitas – Panamá III y las subestaciones Sabanitas y Panamá III, este acto se encuentra pendiente de su adjudicación. En la versión actualizada del PESIN 2019 a entregar a la ASEP se han actualizado las fechas de estos proyectos para agosto de 2023.

4. Con respecto a la fecha de entrada en operación de los proyectos necesarios para la evacuación de la generación a base de GNL conectados en la provincia de Colon, tenemos a bien informarle que ETESA está tomando todas las medidas pertinentes para tener disponible los proyectos necesarios para la conexión de dicha generación.

Respecto al punto de conexión propuesto por Sinolan para la planta Martano, tal como lo indica su comentario el mismo se considera de forma temporal siempre y cuando ETESA no construya a tiempo la S/E Sabanitas, tomando en cuenta el comentario anterior ETESA está tomando medidas para cumplir con esta premisa.

Si bien el PESIN2019 indica que con la entrada en operación de las plantas de GNL conectadas a la S/E Sabanitas, la generación conectada en la Zona Atlántica 115kV se vería desplazada, ETESA como empresa responsable debe

mantener la disponibilidad del sistema de transmisión para todas las plantas conectadas en dicha zona, como bien su estudio de conexión demostró que la conexión de Martano en 115kV restringiría la generación de energía en la Zona Atlántica.

De igual forma para la confección de PESIN2019 se considera los puntos de conexión definitivo de todas las plantas, como bien indica su comentario la planta Martano mantiene viabilidad de conexión definitiva en la S/E Sabanitas 230kV, si bien se consideró una conexión temporal en el área 115kV de la Zona Atlántica la misma estaba condicionada a la firma del acuerdo de conexión que a la fecha de elaboración del PESIN2019 no ha sido firmado todavía.

5. Con relación a su comentario sobre la fecha de inicio de operación comercial para marzo 2022 solicitada a la ASEP, esta nueva fecha de inicio de operación comercial se tomará en cuenta en el próximo plan de expansión.
6. No se cuestiona que los costos variables de las centrales de gas natural, son considerablemente menores que los de las térmicas tradicionales. No obstante, se tiene mucha incertidumbre en cuanto a la fecha de entrada en operación de las mismas, toda vez que no se observa un avance significativo de las mismas.

Respuesta a Comentarios de AES – Gas Natural Atlántico (Nota: AES-DC-035-20).

Tomo II - Plan Indicativo de Generación

1. Le informamos que la base regional utilizada por ETESA, para la elaboración del Plan Indicativo de Generación 2019-2033, es proporcionada por el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), este organismo está conformado por las empresas eléctricas que los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá tengan atribuida por su ley local. ETESA al ser miembro del CEAC guarda acuerdos de Confidencialidad que le impiden proporcionar esta base.

La base de datos del CEAC tiene un costo simbólico, y la misma puede ser adquirida por cualquier agente, por si se tiene el interés con mucho gusto ETESA puede facilitarles los contactos, de modo que realicen su gestión con Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) para la adquisición de la base.

Sin embargo, le informamos que para la elaboración del Plan Indicativo de Generación 2020-2034, ETESA utilizara la base Regional del Ente Operador Regional, esta base tiene otros requerimientos administrativos para que se pueda suministrar, los cuales se les indicaran en su momento.

2. Concordamos que el uso de sistemas de almacenamiento de energía pronto serán una realidad en nuestros sistemas y su estudio es necesario, sin embargo hasta el momento no hemos recibido información de algún proyecto de este tipo en Panamá, para modelarlo en nuestro sistema.

De igual forma, hasta el momento los cambios regulatorios que indica referente a estos sistemas, no se han dado, por lo cual no son parte de la normativa nacional. También debemos señalar que el Plan de Expansión es un estudio de un horizonte de 15 años, y las etapas de análisis son mensuales, lo que imposibilita analizar los tiempos de operación de estos equipos, los cuales son de unas cuantas horas, no obstante no descartamos que en futuros Planes de Expansión, podamos analizar estos sistemas.

3. El comentario que hace referencia a la Tabla 5.13 donde se indica que las unidades deben ser MMBTU/MWh para proyectos de gas natural, se acepta el comentario y se realizará el análisis y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.

En cuanto al comentario de los consumos específicos el mismo será revisado y de ser requerido se ajustará en las próximas revisiones del Plan de Expansión.

4. Le recordamos a AES Panamá, S.R.L., que el sector generación es un sector no regulado, como se indica en la regulación vigente, y ETESA no está facultada para indicar cuál es el tamaño de las unidades un agente debe instalar.

Cabe aclarar que ETESA siempre cumple y seguirá cumpliendo con lo dispuesto en la normativa vigente, y dentro de estas disposiciones está la de evaluar la conexión de nuevas instalaciones al SIN, para lo cual ETESA solo aprobará la conexión de estas instalaciones si cumplen con estudios del Sistema de Transmisión, como se indica el Artículo 42 de Reglamento de Transmisión que dice:

“Artículo 42 ETESA deberá analizar la Solicitud de Acceso o Interconexión y verificar lo siguiente:

- a) El cumplimiento de lo requerido en el Artículo 39 y 40 del Reglamento de la Ley.
- b) Que el diseño y especificaciones generales de las instalaciones cumplen con las Normas de Diseño del Sistema de Transmisión y Calidad de Servicio del presente Reglamento.

c) Que se ha demostrado a través de los estudios del Sistema de Transmisión que las nuevas instalaciones cumplen con los requisitos establecidos en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación, de la siguiente manera:

- (i) No se afectará de manera adversa al sistema de transmisión actual; no representando un riesgo para la operación del sistema ni de las personas, dentro de los márgenes de seguridad definidos.
- (ii) El Sistema de Transmisión operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento.”

Con respecto a su comentario referente a los proyectos eólicos y solares, como se explicó anteriormente, el Plan de Expansión es un estudio de un horizonte de 15 años, y las etapas de análisis son mensuales, lo que imposibilita analizar los tiempos de operación de estos equipos, los cuales son de unas cuantas horas, no obstante, no descartamos que, en futuros Planes de Expansión, podamos analizar estos sistemas.

En cuanto a su comentario de a los atrasos de los proyectos de gas natural, y sensibilidades sobre estas, el plan de expansión busca evaluar la robustez del sistema de forma integral, y no evaluar una planta en particular. Y en función de esa evaluación integral se plantean los escenarios y sensibilidades presentadas.

Tomo III - Plan de Expansión de Transmisión

1. Capítulo 4 Criterios Técnico.
 - Se ajustará en el documento.
 - El orden de mérito considera las diferentes configuraciones de todos los ciclos combinados a base de GNL con su respectivo costo operativo, en cuanto a las condiciones mínimas del CC Costa Norte, se utilizó la información actualizada al momento de la elaboración del PESIN2019, en el próximo plan del año 2020 se actualizará los valores mínimos informados.
2. Capítulo 7, Análisis del Sistema de Transmisión de Corto Plazo.
 - Como ente encargado de la operación del SIN el CND es el encargado de realizar el diagnóstico operativo de sistema, mediante la elaboración del Informe de Diagnóstico Actual y de muy Corto Plazo que abarca los dos primeros años (2020 y 2021) se identifican las condiciones del SIN tomando en cuenta la disponibilidad de las plantas y elementos de



transmisión, ETESA para el periodo de corto plazo ya tiene identificado los refuerzos necesarios para solventar las falta de compensación reactiva y eliminar las restricciones de transmisión que impiden aumentar la capacidad de transporte.

- ETESA en forma responsable está realizando las gestiones necesarias para disponer de todos los proyectos de transmisión necesarios para aumentar la capacidad de transporte, con la finalidad de aumentar el flujo desde la S/E Panamá a la S/E Cáceres, implemento un Esquema de Desligue de Carga que permite un flujo máximo de hasta 225 MVA hasta que se tenga disponible el 2do circuito subterráneo entre estas dos subestaciones.
 - ETESA está realizando las gestiones necesarias para la construcción del proyecto Panamá – Cáceres, en el próximo plan del año 2020 se analizarán otras alternativas de expansión tal como las que usted menciona.
3. Capítulo 8, Plan de Expansión de Corto Plazo
- El costo de inversión considera todos los costos asociados a la construcción del mismo, menos los costos asociados a la generación obligada producto de las libranzas necesaria para la construcción.
 - En cuanto a los proyectos de repotenciación, la repotenciación de la Línea 1, además de ser necesaria para el aumento de capacidad de transmisión, es requerido ya que la misma sobrepasa su periodo de vida del conductor (cuenta con más de 35 años de operación). También, con la finalidad de aumentar la eficiencia de las líneas desde occidente a centro de carga se debe aumentar la capacidad de la Línea 2.
 - En el Capítulo 9, se desarrolló en análisis de largo plazo consideran la construcción o no de la 4 Línea, en dicho análisis se considera la repotenciación de la línea 1 y 2.
4. Capítulo 9, Análisis del Sistema de Transmisión de largo plazo
- En el Capítulo 9, se desarrolló el análisis de largo plazo considerando la construcción o no de la 4ta Línea, en dicho análisis se considera la repotenciación de la línea 1 y 2.
5. Capítulo 10, Plan de Expansión de Largo Plazo
- La ASEP es la entidad encargada de determinar si un activo conectado al SIN es parte del Sistema Principal de Transmisión o Activo de Conexión, por lo que se tendría que someter el activo en mención a la evaluación de la ASEP para ser defina como tal.
 - De acuerdo con su comentario, ver nuestra respuesta anterior.
 - Los costos indicados se consideran en el costo de la conexión de la S/E Sabanitas, a excepción del costo de generación desplazada.

6. Capítulo 16, Plan de Ampliaciones de Conexión
 - Se ajustará en el documento
 - La ASEP es la entidad encargada de determinar si un activo conectado al SIN es parte del Sistema Principal de Transmisión o Activo de Conexión, por lo que se tendría que someter el activo en mención a la evaluación de la ASEP para ser defina como tal.
 - El monto final a reconocer a AES será al que se llegue cundo culmine las negociaciones al respecto, esto será revisado en el próximo Plan 2020.
7. Tomo III - Anexo 1 “Plan de Inversiones 2019-2030”
 - En el anexo 1 se incluye el cronograma básico de ejecución del proyecto, donde se detalla el periodo comprendido desde el diseño, contratación y construcción de cada proyecto.
8. En el periodo de elaboración del PESIN no se tenía suficiente información del proyecto SPEAR, el mismo se encontraba en un proceso de estudios y análisis, por otra parte, ETESA evalúa de forma eficiente las ampliaciones necesarias para operar el Sistema de Transmisión sin la necesidad de desconectar carga en caso de presentarse alguna contingencia del SPT.
9. Realizar el cálculo de las tarifas representa la simulación de gran cantidad de escenarios que tomando en cuenta el tiempo de elaboración del PESIN no sería suficiente para calcular la misma. Además, se le informa que el próximo año se estará actualizando los cargos de transmisión correspondiente al próximo periodo tarifario.

Respuesta a Comentarios de Parque Eólico Laudato SI’ (Nota: UEPII 004-20 ASEP).

TOMO II - PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

1. Se acepta el comentario y se realizará la corrección en la versión final a entregar a la ASEP.
2. Se debe mencionar que la comparación realizada con el Plan Energético Nacional (PEN) 2015-2050) no tiene sentido lógico, puesto que estamos hablando de un estudio realizado en 2015, y con datos del año 2014, y con una serie de premisas totalmente diferentes (Demanda, precios de combustibles, etc), a las utilizadas en el Plan Indicativo de Generación 2019 – 2020(cuatro años después). Más teniendo en cuenta que la base para el Plan Energético Nacional (PEN) 2015-2050), fue el plan de expansión de ese año y en el cual ETESA participó activamente.



Para la realización del Plan de Expansión, el equipo técnico de ETESA y la Secretaría Nacional de Energía están en constante comunicación, máxime que es la Secretaría Nacional de Energía la que dicta los criterios y políticas para la elaboración del Plan de Expansión.

TOMO III - PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

1. La ASEP es la entidad encargada de determinar si un activo conectado al SIN es parte del Sistema Principal de Transmisión o Activo de Conexión, por lo que se tendría que someter el activo en mención a la evaluación de la ASEP para ser definida como tal.
2. Como lo indica el comentario anterior la ASEP se encarga de definir los activos pertenecientes al SPT. En el PESIN2018 la ASEP definió la subestación el Coco como activo de conexión.

Respuesta a Comentarios de Pedregal Power Company S. de R.L. (Nota: PPC 005-20 ASEP).

TOMO II - PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

1. Debemos señalar que mediante la Nota ETE-DTR-GPL-044-2019 fechada 15 de enero de 2019, se consultó si en el horizonte de los 15 años de estudio del PESIN2019, se tendría algún cambio en su planta, y su respuesta mediante nota No. PPC 001-19 ETESA indicaron que no tendrían ningún cambio en ese horizonte y que se mantenía la información del año 2018. Por lo cual no podíamos considerar el retiro de su planta si no se informó de manera oportuna.
2. Se acepta el comentario y se realizará el análisis y de ser necesario se incluirá en la próxima revisión del Plan de Expansión.
3. Tal como se indico anteriormente si no se recibe la información, de los generadores de que se retiran, y los mismos indican que se mantiene en el sistema por los proximos 15 años, no podemos cuestionar lo informado. No obstante se realizará el análisis y de ser necesario se incluirá en la próxima revisión del Plan de Expansión.

TOMO III - PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

1. La ASEP es la entidad encargada de determinar si un activo conectado al SIN es parte del Sistema Principal de Transmisión o Activo de Conexión, por lo que se tendría que someter el activo en mención a la evaluación de la ASEP para ser definida como tal.

Respuesta a Comentarios de ENSA (Nota: VI-043-2020).

TOMO I – ESTUDIOS BÁSICOS

- **Curvas Típicas.**
 - i. Se acepta el comentario y se realizará el análisis y se corregirá en la versión final a entregar a la ASEP.
- **Desagregación por Barra.**
 - i. En diciembre de 2019, mediante la nota ETE-DI-GPL-279-2019, se solicitó información para la elaboración del PESIN 2020, y efectivamente se dio respuesta mediante nota VI-423-2019. Sin embargo, el documento que está comentando es el PESIN2019, y la información que se tomó en cuenta para la revisión 2019 de plan de expansión fue suministrada por ENSA mediante VI-031-2019 del 31 de enero de 2019.

TOMO III - PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

Anexo III-2 Diagramas Unifilares a Corto Plazo

- Los unifilares solicitados serán considerados en futuras ediciones del Plan de Expansión del SIN.

Anexo III-6 Reporte de Corto Circuito (Corto Plazo) y Anexo III-11 Reporte de Corto Circuito (Largo Plazo)

- Los niveles de cortocircuito de la época seca serán considerados en futuras ediciones del Plan de Expansión del SIN.
- En las próximas ediciones del PESIN se incluirá una tabla con los niveles de cortocircuito.
- El PESIN solo considera evaluar los niveles de cortocircuito de las subestaciones propiedad de ETESA, en futuras ediciones del PESIN se incluirán las subestaciones indicadas.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



**Comentarios y Observaciones al
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2019 – 2033**

Gerencia de Planificación

OCTUBRE 2019

PANAMÁ



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten mark or signature is visible in the bottom right corner of the page.

Tabla de Contenido

Comentarios:

- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
→ DSAN 2323-2019
- Electrogeneradora del Istmo & Caldera Energy Corp.
→ Nota EGI-MENDRE2-C19-07-060
→ Nota CE-MENDRE-C19-07-098

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
(Nota No. DSAN 2323-2019)

Panamá, 7 de agosto de 2019
Nota DSAN No.2323-2019
Ref 141410

Ingeniero
CARLOS MOSQUERA
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Ciudad

Ingeniero Mosquera:

Esta Autoridad ha realizado una primera revisión del plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019-2033 (PESIN 2019) remitido por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) mediante notas ETE-DTR-GPL-169-2019 de 28 de junio de 2019 y ETE-DTR-GPL-239-2019 de 19 de julio de 2018. Como resultado de la ya citada revisión se evidencia que el PESIN 2019, a diferencia de otros planes, carece de algunos sustentos que permitan analizar, en un mejor, contexto las afirmaciones y decisiones tomadas por ETESA.

Dicho lo anterior, enumeramos nuestras observaciones específicas:

- En la tabla 8.7 Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote del Tomo I Estudios Básicos 2019-2033 se muestra el porcentaje sobre los costos de los equipos de transformación y regulación; en la descripción se indica que se plantea una metodología para el cálculo de los porcentajes presentados en la tabla 8.7, dicha metodología debe anexarse al presente documento.
- En la descripción del ítem anterior se hace una referencia de la siguiente manera: "...su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras", al revisar el listado de referencias, no aparece ninguna descripción con esa numeración, favor revisar.
- En la página 27 del Tomo I Estudios Básicos 2018-2032 se hace una breve descripción de los escenarios alto, medio y bajo, en estos escenarios se indica que se consideran los incrementos futuros de demanda de energía en ejecución. Se



recomienda anexar tablas que contemplen los proyectos tomados en cuenta así como también la proyección correspondiente.

- De la lectura general del Tomo II Plan Indicativo de Generación 2019-2033 se puede observar que ha variado significativamente respecto al PESIN 2018, lo que conllevaría a afectar los proyectos de transmisión asociados, sin embargo sólo se optó por revisar la viabilidad técnica de los proyectos ya aprobados en el PESIN 2018 ajustando las fechas de entrada en operación. Lo anterior adquiere mayor relevancia toda vez que, la proyección de demanda entre los planes de expansión, ha variado. Siendo esto un cambio de parámetros sumamente importante y que se traduciría en ajustes en las obras plasmadas en Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, se solicita a ETESA realizar una revisión de la situación descrita.
- Es importante mencionar que con respecto al Plan de Expansión 2018, muchas obras han sido postergadas, siendo estos atrasos más significativos, lo que podría causar problemas operativos. Por esto se solicita revisar el contenido del plan y actualizar las fechas en el PESIN 2019, así como también incluir los sustentos necesarios que justifiquen los nuevos atrasos en las obras.
- Para todos los casos analizados por ETESA en los análisis de corto y largo plazo se deben presentar las gráficas correspondientes de factor de potencia, así como también las salidas de PSSE en un anexo.
- Respecto al análisis del Sistema de Transmisión de Largo Plazo presentado en el Capítulo 9, no se presentan análisis que respalden las propuestas recomendadas en el Capítulo 10. El Capítulo 9 sólo se limita a comentar las bondades de la Cuarta Línea de Transmisión, no así de los demás proyectos del largo plazo, se debe incluir el análisis de los mismos.

Por otro lado con respecto a proyectos en específico, y en aras de que se demuestre la fecha óptima de entrada en operación de aquellos más significativos como por ejemplo la Cuarta Línea de Transmisión, esta Autoridad ve conveniente que se considere lo siguiente:

- Debe actualizarse la Demanda en los nuevos escenarios. A diferencia de planes anteriores, por la magnitud del proyecto cuarta línea, los estudios deben realizarse para tres (3) escenarios de demanda: bajo, moderado y alto. Para cada escenario debe desarrollarse el estudio completo del proyecto considerando como vinculante en las decisiones de expansión de la red de transmisión, es decir estableciendo una relación directa entre el nivel de Demanda, la infraestructura de transmisión existente y las obras de transmisión requeridas.

A handwritten signature or set of initials is located in the bottom right corner of the page.



- Realizar la proyección de la generación actualizada (Plan Indicativo de generación) considerando la viabilidad e incertidumbre de nueva generación en el occidente del país, utilizando tres (3) escenarios: máxima, media y mínima. Para cada escenario, se deberá evaluar el impacto en el plan de expansión, considerando que existe una relación directa entre el nivel de crecimiento de la generación nueva y las obras de transmisión requeridas, mismo que es vinculante en las decisiones de expansión de la red de transmisión que se adopten.
- Considerar todos los equipos de compensación reactiva (Capacitores, Reactores y SVCs) comprometidos en planes anteriores, como operativos y funcionando conforme a las condiciones bajo los cuales fueron concebidos y aprobados.
- ETESA debe consensuar con el Centro Nacional de Despacho los criterios de operación que rigen en el sistema para que la planificación refleje una realidad operativa y no un escenario ideal que no pueda ser llevado a la práctica.
- Evaluar si considerando los Esquemas de Desconexión de Carga, Generación, así como iniciativas como el Proyecto SPEAR, que permitan operar el sistema a niveles de transmisión más altos se podrían postergar las inversiones de la cuarta línea.
- Formular y evaluar técnica y económicamente un conjunto de alternativas suficientes considerando los intereses del sistema en su conjunto, evitando la discrecionalidad respecto de los intereses de ETESA. Las diferentes alternativas estudiadas deberán evaluar el impacto respecto de la conveniencia de retrasar o no el proyecto de la cuarta línea: i) uno (1), ii) dos (2), iii) cinco (5) años.
- Para definir la entrada en operación del proyecto en 230 kV ETESA deberá analizar en particular el impacto en el sistema, el año en que se propone el inicio de operación, así como los dos años anteriores y los dos posteriores, considerando la situación con y sin proyecto.
- Con respecto a la fecha de elevar la tensión de operación a 500 kV, ETESA deberá analizar el año propuesto y los dos subsiguientes considerando que no se de tal cambio. Debe indicarse claramente la justificación por la cual se debe dar este cambio (por ejemplo si se requiere por la entrada de nueva generación, si es en específico por Changuinola II, o por generación renovable, u otra, o si es por confiabilidad, en cuyo caso los estudios presentados deberán corroborar esto). En caso de que los estudios determinen que es posible postergar la fecha de elevar el nivel de operación a 500 kV, deberá indicarse desde un principio los equipos y adecuaciones necesarias para cada nivel de tensión, de forma de identificar a priori los costos involucrados



- ETESA argumentó en el PESIN2018 que gran parte del beneficio económico de la Cuarta Línea consiste en un ahorro por disminución de pérdidas; sin embargo, para que estos supuestos tengan validez, deberán actualizarse y presentar los estudios eléctricos, donde demuestre que para situaciones similares de flujo, la situación con proyecto presenta niveles más bajos de pérdidas. Adicionalmente debe presentar el análisis de esta supuesta disminución de pérdidas, en comparación con el costo total anual estimado para el proyecto Cuarta Línea en un horizonte de 35 años de vida útil.
- Integrar los análisis regionales, realizando estudios de sensibilidad e indicar, por ejemplo, qué sucedería si se concreta la Interconexión Panamá – Colombia, versus la inversión realizada en el corredor Occidente – Oriente.

Una vez realizados los estudios anteriores, ETESA deberá justificar la necesidad de contar con la Cuarta Línea, en qué año debe entrar en operación, así como las características de voltaje de operación considerando 230 kV y 500 kV.

Las observaciones realizadas, deben considerarse en una nueva revisión para poder someter el Plan a Consulta Pública. La misma deberá ser remitida a esta Autoridad en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario, contados a partir del recibido de la presente nota.

Otro aspecto que ETESA debe considerar no sólo son los proyectos recomendados en el corto y largo plazo, sino también la fecha óptima de ejecución de los proyectos identificados en el Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones, Plan de Reposición de Corto Plazo, Plan de Reposición de Largo Plazo y Plan de Planta General.

El tema confiabilidad debe ser abordado, incluyendo en el PESIN 2019 una sección relativa a este apartado, no limitándose al criterio N-1, sino analizando en toda su dimensión el tema de la confiabilidad del sistema y efectuando las recomendaciones necesarias.

Atentamente,

ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General



Electrogeneradora del Istmo & Caldera Energy Corp.
(Nota EGI-MENDRE2-C19-07-060)
(Nota CE-MENDRE-C19-07-098)



ELECTROGENERADORA DEL ISTMO

Avenida Samuel Lewis, Torre HSBC, Piso 11
Apartado 0816-00290 Panamá, Rep. de Panamá

Tel.: (507) 305-1350 Fax: (507) 305-1351

1675



Panamá, 15 de julio de 2019
No./Ref.: EGI-MENDRE2-C19-07-060

Ingeniero
Antonio Guelfi
Director de Transmisión
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Ciudad.-

Estimado Señor Director:

En atención a la nota ETE-DTR-GPL-224-2019 del 4 de julio de 2019, indicamos que en el estudio básico del plan de expansión sería recomendable incluir la adquisición de un segundo transformador de potencia de 115KV a 34.5KV en la Subestación Caldera, debido a que el equipo de 62.5MVA que está actualmente en operación está cubierto al 85% de su capacidad por las centrales conectadas a este nodo.

En el documento 'Respuesta a Comentarios y Observaciones al Tomo I – Estudios Básicos - Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018 – 2032' (adjunto para su referencia) la dirección a su cargo índico sobre dicho tema, en respuesta a comentario previo de nuestra empresa (EGI-MENDRE2-C18-04-020 con fecha 7 de mayo de 2018), lo siguiente:

Se acepta el comentario y se considerará en la próxima revisión del Plan de Expansión, ya que se requiere de más estudios, para poder estimar la magnitud de los impactos que se puedan ocasionar.

Entendiendo que la próxima revisión de dicho Plan de Expansión ya ha sido efectuada, amablemente solicitamos a su despacho (i) compartirnos los resultados de su evaluación de dicha solicitud – ya que no hemos logrado constatar referencias a la evaluación del tema dentro del Plan de Expansión 2019 recientemente publicado, y (ii) reconsiderar incluir dicha solicitud dentro del Plan de Expansión.

Es importante recalcar que nuestra solicitud del segundo transformador se basa bajo el Criterio de Seguridad descrito en la Sección VI.1.1 - Artículo 89 y Artículo 90 del Reglamento de Transmisión:

- Artículo 89: El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio n-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple. Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor.



- Artículo 90: En Operación normal la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente. Durante una contingencia la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite de sobrecarga térmico del equipamiento correspondiente, para la duración máxima estimada del evento.

Agradecemos su oportuna atención a nuestra solicitud y nos encontramos a su disposición para abordar la misma en mayor detalle a su conveniencia.

Atentamente,

ELECTROGENERADORA DEL ISTMO, S.A.


Juan Ramón Brenes
Presidente

JRB/mdc





CALDERA ENERGY CORP.

Ave. Samuel Lewis, Torre Banistmo, Piso No.11
Apartado 0816-00290 Panamá, Rep. de Panamá

Teléfono: (507) 305-1350 Fax: (507) 305-1350

1677



Panamá, 15 de julio de 2019
No./Ref.: CE-MENDRE-C19-07-098

Ingeniero
Antonio Guelfi
Director de Transmisión
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Ciudad.-

Estimado Señor Director:

En atención a la nota ETE-DTR-GPL-187-2019 del 4 de julio de 2019, indicamos que en el estudio básico del plan de expansión sería recomendable incluir la adquisición de un segundo transformador de potencia de 115KV a 34.5KV en la Subestación Caldera, debido a que el equipo de 62.5MVA que está actualmente en operación está cubierto al 85% de su capacidad por las centrales conectadas a este nodo.

En el documento 'Respuesta a Comentarios y Observaciones al Tomo I – Estudios Básicos - Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018 – 2032' (adjunto para su referencia) la dirección a su cargo índico sobre dicho tema, en respuesta a comentario previo de nuestra empresa (CE-MENDRE C18-04-026 con fecha 7 de mayo de 2018), lo siguiente:

Se acepta el comentario y se considerará en la próxima revisión del Plan de Expansión, ya que se requiere de más estudios, para poder estimar la magnitud de los impactos que se puedan ocasionar.

Entendiendo que la próxima revisión de dicho Plan de Expansión ya ha sido efectuada, amablemente solicitamos a su despacho (i) compartirnos los resultados de su evaluación de dicha solicitud – ya que no hemos logrado constatar referencias a la evaluación del tema dentro del Plan de Expansión 2019 recientemente publicado, y (ii) reconsiderar incluir dicha solicitud dentro del Plan de Expansión.

Es importante recalcar que nuestra solicitud del segundo transformador se basa bajo el Criterio de Seguridad descrito en la Sección VI.1.1 - Artículo 89 y Artículo 90 del Reglamento de Transmisión:

- Artículo 89: El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio n-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple. Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor.



- Artículo 90: En Operación normal la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente. Durante una contingencia la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite de sobrecarga térmico del equipamiento correspondiente, para la duración máxima estimada del evento.

Agradecemos su oportuna atención a nuestra solicitud y nos encontramos a su disposición para abordar la misma en mayor detalle a su conveniencia.

Atentamente,

CALDERA ENERGY CORP.


Juan Ramón Brenes
Presidente

JRB/mdc

LWA




ETE SA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Respuesta a Comentarios y Observaciones al PESIN 2019

Gerencia de Planificación

OCTUBRE 2019

PANAMÁ



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

Tabla de Contenido

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ASEP (NOTA NO. DSAN 2323-2019) 1
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ELECTROGENERADORA DEL ISTMO (NOTA EGI-MENDRE2-C19-07-060) & CALDERA ENERGY CORP. (NOTA CE-MENDRE-C19-07-098) 6



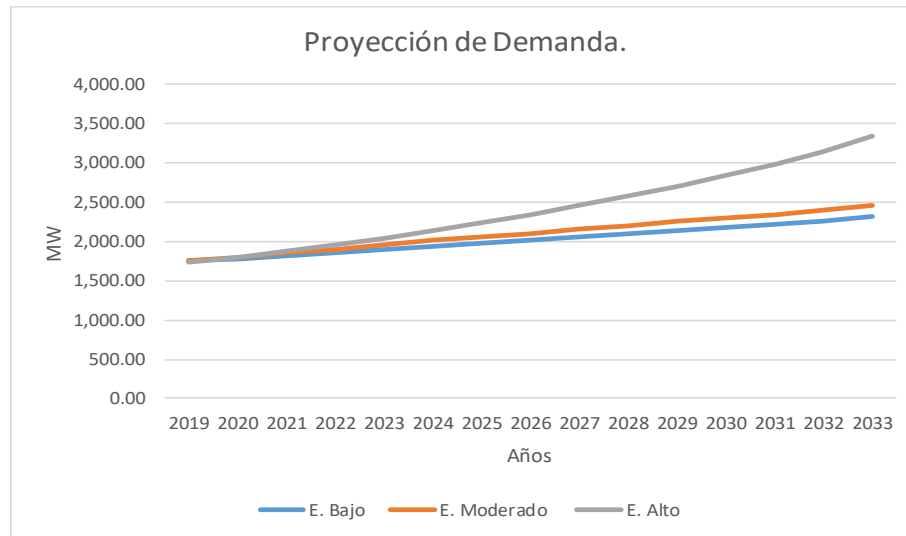
RESPUESTA A COMENTARIOS RECIBIDOS AL PESIN 2019

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ASEP (Nota No. DSAN 2323-2019)

1. Se acepta el comentario. Se agrega la metodología para el cálculo de los porcentajes presentados en la tabla 8.7, Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote, en la versión final del Tomo I Estudios Básicos 2019 – 2033.
2. Se acepta el comentario. Se hizo la corrección en la versión final del documento.
3. Se acepta el comentario. Se adjunta en la versión final del documento, un nuevo anexo (Anexo Tomo I -6 Información de Mega Proyectos) el cual contempla la demanda de los proyectos tomados en cuenta, así como también la proyección correspondiente.
4. Para la elaboración del presente PESIN y según lo dicta la norma se deben actualizar con respecto al PESIN aprobado en este caso el PESIN 2018. ASEP debe tomar en cuenta que los proyectos identificados en el periodo de corto plazo, en gran parte ya se encuentran en ejecución, además dichos proyectos solventarían necesidades para la operación del SIN en la actualidad.
5. En el documento final se incluye la justificación de las nuevas fechas del PESIN 2019, en comparación con el PESIN 2018. Se debe recordar que la mayoría de estos proyectos se encuentran ya en ejecución o están próximos a licitarse.
6. Las gráficas de factor de potencia presentados en el PESIN 2018 fueron parte de un análisis del estado actual (en su momento) donde se presentaban las condiciones y consecuencias del incumplimiento del Factor de Potencia en el voltaje y los flujos desde occidente. Este análisis no fue incluido en el PESIN 2019, ya que en reuniones sostenidas con la ASEP se determinó utilizar el factor de potencia real en los puntos de entrega de las distribuidoras. Con respecto a que se deben presentar las salidas del PSS/E en un anexo, no entendemos este comentario de la ASEP, ya que en el Plan se incluyen 10 anexos con todos los resultados de los análisis realizados con el programa PSS/E. Estos son los siguientes anexos:
 - a. Tomo III – Anexo 2 – Diagramas Unifilar - Corto Plazo: donde se prestan los resultados de los flujos de potencia para el corto plazo.
 - b. Tomo III – Anexo 3 – Despachos de Generación - Corto Plazo: donde se presentan los despachos de las unidades generadoras utilizadas en los casos de flujos de potencia.



- c. Tomo III – Anexo 4 – Reportes de Voltajes - Corto Plazo: donde se presentan los resultados de los voltajes de las distintas barras del sistema de los casos de flujos de potencia.
 - d. Tomo III – Anexo 5 – Reportes de Estabilidad Dinámica - Corto Plazo: donde se presentan los resultados de los análisis de estabilidad transitoria de los casos del Plan de Expansión.
 - e. Tomo III – Anexo 6 – Reportes de Corto Circuito - Corto Plazo: donde se presentan los resultados de los análisis de corto circuito, falla trifásica y monofásica, en las distintas barras del sistema de transmisión.
 - f. Tomo III – Anexo 7 – Diagramas Unifilar – Largo Plazo: donde se prestan los resultados de los flujos de potencia para el largo plazo.
 - g. Tomo III – Anexo 8 – Despachos de Generación – Largo Plazo: donde se presentan los despachos de las unidades generadoras utilizadas en los casos de flujos de potencia.
 - h. Tomo III – Anexo 9 – Reportes de Voltajes – Largo Plazo: donde se presentan los resultados de los voltajes de las distintas barras del sistema de los casos de flujos de potencia.
 - i. Tomo III – Anexo 10 – Reportes de Estabilidad Dinámica – Largo Plazo: donde se presentan los resultados de los análisis de estabilidad transitoria de los casos del Plan de Expansión.
 - j. Tomo III – Anexo 11 – Reportes de Corto Circuito – Largo Plazo: donde se presentan los resultados de los análisis de corto circuito, falla trifásica y monofásica, en las distintas barras del sistema de transmisión.
7. Se incluirán los análisis pertinentes de los demás proyectos de largo plazo.
8. Se incluye lo solicitado en el documento final. Con respecto al escenario de demanda baja. Al revisar la data se puede apreciar que la diferencia entre el escenario bajo y el escenario moderado es mínima, como se puede observar a continuación.



Debido a lo antes expuesto, se concluye que un estudio del escenario de demanda baja no presentará hallazgos importantes con respecto al escenario de demanda moderado, que infieran en los resultados del Plan de Expansión.

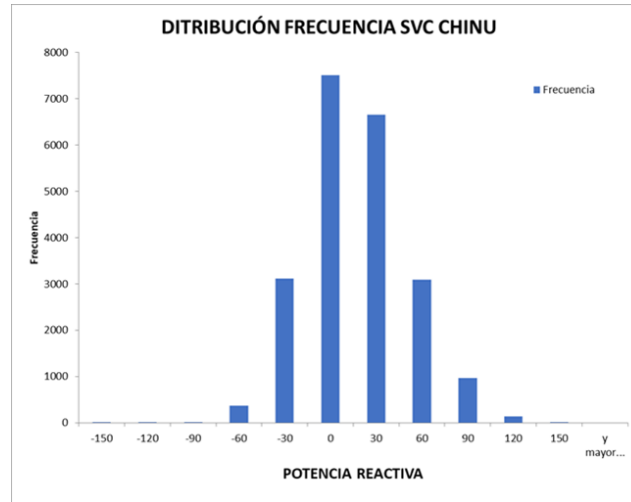
9. Se incluyen los análisis solicitados en el documento final.
10. No entendemos este comentario de la ASEP puesto que todos los equipos de compensación reactiva (bancos de capacitores, STATCOMs y reactores), han sido considerados de acuerdo a las fechas estimadas de entrada en operación y se considera su operación de acuerdo a las condiciones para las cuales fueron concebidos. Como se ha indicado en reiteradas ocasiones ETESA, desde la conceptualización del proyecto, investigó, consultó y analizó cómo es la operación óptima de estos equipos, y en base a esto se modela el funcionamiento de los mismos en el Sistema Interconectado Nacional.

A continuación, se presenta a manera de ejemplo, cómo operan estos equipos en el sistema colombiano, y que corresponde con la forma en la que ETESA modela los STATCOMS en sus simulaciones:

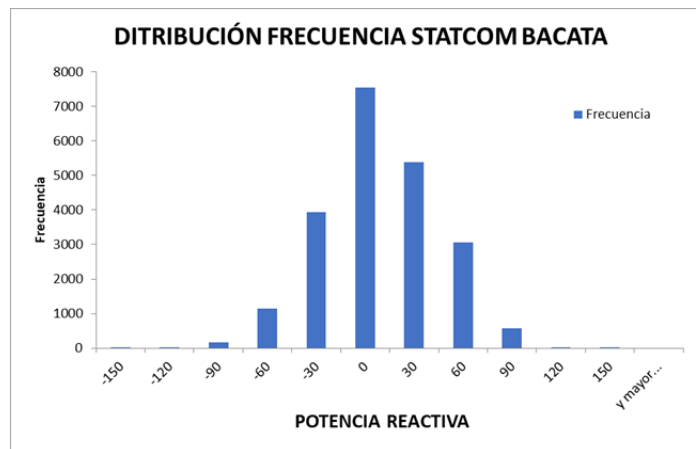
“En el sistema colombiano se cuenta con 3 SVC y un STATCOM que operan en condiciones normales en un rango de flotación alrededor del punto medio de su capacidad, lo que permite tener la máxima reserva dinámica de potencia reactiva para enfrentar contingencias que generen desbalances en el sistema.

En la siguiente gráfica se muestra la frecuencia de operación del SVC de Chinu durante los últimos 15 meses. Chinu es una Subestación a 500 kV que hace parte de la interconexión entre el interior del país y el área Caribe. Si bien este equipo cuenta con una capacidad de 150 MVAR inductivos y 250

MVAR capacitivos, su punto normal de operación es de ± 30 MVAR, procurando que este tenga el máximo margen de respuesta ante pérdidas de generación o de enlaces de interconexión entre las dos áreas.



En la siguiente gráfica se muestra la frecuencia de operación del STATCOM de Bacata durante los últimos 15 meses. Bacata es una Subestación a 500 kV que hace parte de la interconexión de una de las principales áreas del sistema colombiano con el resto del sistema, al ser esta la única entrada a nivel de 500 kV por medio del enlace Primavera – Bacata 500 kV. Este equipo debe mantener siempre un margen de respuesta ante eventos, y es por esto que se observa que su punto normal de operación es de ± 30 MVAR, no obstante el equipo cuenta con una capacidad de 200 MVAR inductivos y 200 MVAR capacitivos.”



- El Plan de Expansión se desarrolla cumpliendo con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión (RT) y el Reglamento de Operación (RO). No entendemos el comentario de la ASEP de "... consensuar con el CND los criterios de operación que rigen en el sistema para que la planificación refleje una realidad operativa ...". Pareciera entonces que existen unos criterios

para la operación del sistema, distintos a los que se establece en las normativas vigentes. La base de datos utilizada para los análisis del año actual (2019) es la misma del Centro Nacional de Despacho, actualizada en cuanto a los datos de la demanda de acuerdo al pronóstico desarrollado por ETESA.

Si bien es cierto que el CND utiliza algunos criterios de operación que se enmarcan dentro de los criterios establecidos en el RT y RO, nos necesariamente pueden ser los utilizados en planificación, ya que el CND opera el sistema actual (año 2019) mientras que en planificación se analiza la situación futura del sistema, hasta el año 2033, por lo que es imposible saber qué criterio de operación utilizará el CND en esos años futuros.

Es por esto que ETESA siempre ha cumplido, cumple y seguirá cumpliendo con la normativa vigente. Todos los análisis contenidos en el Plan se cumplen con todos los criterios en las distintas reglamentaciones vigentes a la fecha.

Dicho lo anterior, si el regulador considera que los criterios que exige la normativa vigente no son los adecuados, es el regulador quien debe realizar o gestionar las modificaciones necesarias para que los mismos cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad que el sistema requiere.

12. Los distintos esquemas de desconexión de carga existentes, tales como desligue de carga por baja frecuencia, desligue de carga por bajo voltaje, etc. se consideran en los análisis del PESIN 2019. Con relación al proyecto SPEAR, este no es considerado ya que no se cuenta en estos momentos con una manera de simular su operación en el PSS/E.
13. Se hicieron los análisis sugeridos por la ASEP de retrasar la Cuarta Línea de transmisión por uno, dos o cinco años. Estos se presentan en el documento final.
14. Se realizó el análisis de la Cuarta Línea sugerido por la ASEP considerando la entrada en operación a partir del 2023, a pesar de que el cronograma de ejecución no permitiría finalizar la construcción de la misma hasta mediados del 2024 El análisis realizado contempla el comportamiento del SIN con y sin proyecto. Esto se incluye en el documento final.
15. Con respecto a la elevación a 500 kV de la Cuarta Línea, se incluyó el análisis solicitado por la ASEP en el documento final. Con respecto a los costos de las opciones de 230 kV y elevación a 500 kV. Estos costos están identificados y se presentan en el documento.
16. Lo solicitado por la ASEP respecto a la disminución de pérdidas por la Cuarta Línea se presenta en el documento final.

17. Se incluyen los análisis regionales solicitados.

Con respecto al comentario de la ASEP de considerar la fecha óptima de ejecución de los proyectos identificados en el Plan de Expansión de Comunicaciones, Reposición de Corto Plazo, Reposición de Largo Plazo y Planta General, en cada uno de los capítulos correspondientes se incluye la justificación de los proyectos de estos planes. La mayoría, como su nombre lo indica, es reposición de equipos eléctricos, tales como interruptores, cuchillas, PTs, CTs, pararrayos, equipos de protecciones o de comunicaciones, hilos de guarda, OPGW, etc, que ya lleva muchos años de operación y ha cumplido con creces su vida útil, por lo que es inminente su reemplazo, antes de que ocurran fallas en el sistema debido a estos.

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ELECTROGENERADORA DEL ISTMO (Nota EGI-MENDRE2-C19-07-060) & CALDERA ENERGY CORP. (Nota CE-MENDRE-C19-07-098)

Con relación a la nota EGI-MENDRE2-C19-07-060 enviada por Electrogeneradora del Istmo, S.A. (EGISA) y nota CE-MENDRE-C19-07-098 enviada por CALDERA ENERGY CORP.(CEC), a la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), en la cual se presenta como recomendación la adquisición de un segundo transformador de potencia de 115 kV a 34.5 kV en la Subestación Caldera; se presentan los siguientes comentarios.

ETESA acepta el comentario y se considerará en la próxima revisión del Plan de Expansión. La inclusión de un segundo transformador de potencia implica estudios tales como verificar la cargabilidad actual de los circuitos de 115 kV para los distintos escenarios de despacho y ante condicionales normales y condiciones de contingencia en los años de duración que comprende el Plan de Expansión, así como los estudios del espacio físico disponible en la subestación. Esto afecta también la transformación en la Subestación Mata de Nance, por lo que habría que hacer un estudio integral de esta área. Dicho estudio requiere de un análisis extenso en vías de cumplir con el Criterio de Seguridad ofreciendo así confiabilidad al sistema y manteniendo en óptimas condiciones los activos de ETESA.