



**ETE SA**

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

**Plan de Expansión del Sistema  
Interconectado Nacional 2016 – 2030**

**Tomo III  
Plan de Expansión de Transmisión**

**Gerencia de Planeamiento**

**ETE-DTR-GPL-395-2016**

**8 de agosto de 2016**

**Panamá**



**ETESA**  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## Contenido

|             |  |    |
|-------------|--|----|
| CAPITULO 1  | RESUMEN EJECUTIVO .....                                  | 3  |
| CAPITULO 2  | INTRODUCCIÓN.....  | 9  |
| CAPITULO 3  | DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISION ACTUAL .....      | 11 |
| CAPITULO 4  | CRITERIOS TÉCNICOS .....                                 | 19 |
| CAPITULO 5  | METODOLOGÍA.....   | 25 |
| CAPITULO 6  | COMPOSICIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ...      | 27 |
| CAPITULO 7  | ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO.....  | 35 |
| CAPITULO 8  | PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO .....                   | 41 |
| CAPITULO 9  | ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO ..... | 51 |
| CAPITULO 10 | PLAN DE EXPANSION DE LARGO PLAZO.....                    | 75 |
| CAPITULO 11 | PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES .....    | 83 |
| CAPITULO 12 | PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO .....                  | 85 |
| CAPITULO 13 | PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO.....                   | 87 |
| CAPITULO 14 | PLAN DE PLANTA GENERAL .....                             | 89 |
| CAPITULO 15 | PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN.....                    | 91 |
| CAPITULO 16 | CONCLUSIONES.....  | 93 |
| CAPITULO 17 | RECOMENDACIONES.....                                     | 97 |

## **ANEXOS**

- Anexo III-1** Resultados de Simulaciones Dinámica
- Anexo III-2** Diagnóstico del Sistema y de las principales alternativas
- Anexo III-3** Análisis de las Alternativas
- Anexo III-4** Análisis Dinámico Alternativa 1A
- Anexo III-5** Análisis Dinámico Alternativa 1B
- Anexo III-6** Análisis Dinámico Alternativa 2B
- Anexo III-7** Plan de Inversiones 2016-2030

# CAPITULO 1 RESUMEN EJECUTIVO

## OBJETIVO

De acuerdo con lo establecido en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, a ETESA le corresponde elaborar el Plan de Expansión, de acuerdo a los criterios y políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía. Igualmente, de acuerdo al Capítulo V del Reglamento de Transmisión establecido por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Eléctrico para un horizonte de corto y largo plazo.

En respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión de Transmisión. El Plan del Sistema de Transmisión evita las congestiones actuales y futuras, 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 2016 - 2026 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, entregado a la ASEP en abril de 2016. La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2015. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores, 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 2016 – 2026, se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en junio de 2016. 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, el cual es el Plan de Expansión del 2015, aprobado por la ASEP de

acuerdo a la Resolución AN No.9515 –30 de diciembre de 2015 y a los que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con un total de 306 barras, 155 líneas, 138 transformadores de 2 devanados y 50 transformadores de 3 devanados, y 146 generadores y 197 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación (incluyendo las futuras).

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, Caldera, Changuinola, Cañazas, Guasquitas, Veladero, Llano Sánchez y Chorrera, así como las subestaciones Panamá, Panamá II, Cáceres y Santa Rita.

La información de detalle para el modelo de confiabilidad tuvo como base las estadísticas de salidas por fallas o mantenimiento programado de líneas y transformadores de ETESA, así como también de las unidades generadoras propiedad de los agentes del mercado.

## 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 SISTEMA ACTUAL

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 dos deficiencias en el SIN: falta de capacidad de transporte de energía eléctrica de las líneas de transmisión y déficit de reactivo en el sistema, afectando en los primeros años del corto plazo, dicha capacidad de transferencia. Se observa que el corredor 1 y 2, ya no son suficientes para traer dicha energía ya que se sobrecargan. Unido a esto, la falta de compensación reactiva impide en gran manera aumentar la transferencia; trayendo como consecuencia generación obligada.

Otra limitación que se observa en el área de Occidente, es la línea 230-9A (Boquerón 3-Mata de Nance) en donde no hay capacidad en dicha L/T para traer toda la generación conectada en la S/E Boquerón 3. Para esto se requieren líneas con mayor capacidad de transmisión.

En el área capital las LL/TT entre las SS/EE 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 requiere generación obligada en el área Atlántica.

La falta de refuerzo en las líneas 230-5B y 6B (Mata de Nance- Veladero), es otra de los refuerzos que hay que realizar el cual impide traer la energía total de occidente al centro de carga, provocando generación obligada.

El gran crecimiento en Panamá centro, indica que se necesitan nuevos transformadores para suplir así a la demanda para las S/E Panamá y Panamá II. Además, se deben 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.

La falta de reactivo en los primeros años del corto plazo provoca el uso del desligue de carga al entrar al despacho las generadoras Bahía las Minas y Panam, siendo así las contingencias más severas. Es necesario mencionar que la Empresa de Transmisión Eléctrica ha ejecutado refuerzos al sistema de transmisión con el fin de mitigar la condición operativa citada. Entre los proyectos ejecutados y operativos en la actualidad se tiene el aumento en la capacidad de transporte de la línea 1 (Mata de Nance – Panamá) llevándole a 247 MVA por circuito y la adición de bancos capacitivos en las Subestaciones de Llano Sánchez, Panamá y Panamá II. No obstante, a los refuerzos ejecutados, la condición operativa permanecerá hasta que ingrese la tercera línea de transmisión y la compensación requerida (bancos capacitivos y SVC), para aumentar las reservas reactivas del SIN.

## CONCLUSIONES

Se presenta déficit de reserva reactiva en el sistema 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 dé el ingreso de la tercera línea de transmisión y la compensación reactiva que eleve las reservas del SIN para operar en un punto de estabilidad en caso de contingencias (N-1).

## 2016

Se adicionan 80MW de capacidad instalada en generación al sistema entre generación hidroeléctrica y solar. Además, se refuerza el sistema con la capacidad de transformación para así suplir la demanda sin sobrecargas en los transformadores, en cambio se observa un déficit tanto en las líneas de transmisión como en reserva reactiva para el sistema impidiendo así traer generación más barata de occidente.

## 2017

Se espera el ingreso de aproximadamente 580MW de los cuales 193MW son renovables y el resto es de Punta Rincón la cual es tecnología a base de carbón.

En este año se observa la entrada completa de la Tercera Línea, pero aún se observan ciertas restricciones de transmisión por falta de capacidad de transporte en el SIN. Podemos mencionar la línea 230-5B y 6B (Mata de Nance – Veladero) y la LT 115-37 y 12 (Panamá-Cáceres). Además, aunque se agrega el tercer corredor de transmisión y algunos bancos de Capacitores en Chorrera y Panamá II, sigue siendo necesaria la inyección de más reactivo al SIN para traer toda la energía de occidente.

## 2018

Con la entrada esperada de 532MW al SIN, donde 151MW pertenecen a generación renovable y el resto es de la central generadora a base de GAS Costa Norte y los refuerzos realizados en transmisión disminuyen las restricciones en transmisión, pero aun así están presentes en Mata de nance –Veladero, y en Cáceres.

Para la época lluviosa se tiene la entrada de los SVC los cuales ayudan al sistema en estabilidad ante contingencias críticas como la del carbón de Bahía las Minas.

## 2019

Se adicionan 349 MW donde 181MW son de renovable y el resto de Bahía las Minas con un Nuevo GAS el cual por orden de mérito entra primero que muchas centrales térmicas y ayuda a la estabilidad del Sistema y evita la generación obligada ya que aporta desde el área Atlántica.

No se presentan restricciones ni falta de reactivo para ninguna de las dos épocas, siendo así una condición favorable, segura y confiable para el sistema.

Se realiza el cambio de conductor en la línea 230-5B y 6B (Mata de Nance-Veladero) el cual era un inconveniente en el año anterior.

Se cumple con el orden de mérito establecido y con todos los criterios de calidad y seguridad establecidos en el Reglamento de Transmisión.

### **CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE LARGO PLAZO (AÑOS 2020 – 2025)**

Resultados similares al año 2019 se observan en el año 2020, como era de esperarse, que se ve incrementada la

generación en el occidente debido a la incorporación de nueva generación principalmente hidráulica en el escenario de lluvioso, y por otro lado es de notar la importancia en el escenario de seca, la generación en la zona de Colón, norte de la ciudad de Panamá

Si se analiza el año 2023, se aprecia un notable incremento de generación despachada (económica, tipo ciclos combinados) en la zona de Colón respecto del año 2020. Esto se observa no solamente en el escenario de seca, sino también en el escenario lluvioso. Dado que no hay nuevas incorporaciones importantes en el occidente no se generan incrementos en el año 2023 por sobre el año 2020.

Finalmente, para el año 2026 se observa como resultado último una destacada incorporación de generación térmica de bajo costo que determina la generación despachada por zona. Destacando que no hay nueva generación en el occidente y todas las incorporaciones están vinculadas a combustibles fósiles en el oriente, inclusive en el escenario lluvioso.

## **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. En largo plazo se plantean los proyectos en base a los análisis de los capítulos anteriores:

### **AÑO 2016**

- Doble circuito Panamá II – Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV.
- Adición del transformador T5 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV).
- Reemplazo del conductor 636 kcmil de tipo ACSR, en la línea

115-3y4 (Las Minas – Panamá) en 115 KV, por un conductor de alta temperatura, calibre 605 kcmil, tipo ACSS/AW (24/7).

- Adición del transformador T3 en Subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).
- Tercera línea de transmisión Tramo Veladero-Llano Sánchez, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito.

### **AÑO 2017**

- Tercera línea de transmisión tramo Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV.

### **AÑO 2018**

- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas
- Nueva línea 230 KV doble circuito Mata de Nance-Progreso-Frontera, con conductor DRAKE ACCC con capacidad de 770 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Reemplaza la línea existente de circuito sencillo (uno de los circuitos será directo de Mata de Nance a Progreso).
- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC por sus siglas en inglés). Uno en Subestación Llano Sánchez y otro en Subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV, con capacidad de +120 MVAR.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo

230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.

- Aumento de capacidad a la línea de transmisión Guasquitas – Veladero 230 KV.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres en 115 kV, circuito sencillo.

### **AÑO 2019**

- Aumento de capacidad de la línea de transmisión Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito mediante cambio de conductor de alta temperatura 714 DOVE ACCC.
- Nueva línea de transmisión de integración del Darién. El proyecto contempla la construcción de una nueva Subestación Chepo para alimentación de carga y conexión de futuros proyectos de generación y una línea simple en 230 kV Chepo – Metetí.
- Adición del T2 en Subestación Changuinola.
- Nueva Subestación Panamá III.
- Adquisición S/E La Esperanza.
- Adquisición S/E Cañazas

### **AÑO 2020**

- Subestación Burunga 230 KV.
- Línea doble circuito Sabanitas – Panamá III 230 KV y S/E Sabanitas 230 KV.
- Línea de doble circuito Chiriquí Grande – Panamá III (operada inicialmente en 230 KV).
- Aumento de Capacidad de la Línea 1 (LT1): Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 KV.
- Aumento de Capacidad de la Línea 2 (LT2): Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV.
- Adquisición S/E 24 de Diciembre.

## **AÑO 2021**

- Reactor de 10 MVAR S/E Metetí 230 KV.
- Reparación de Transformadores de S/E Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Chorrera.
- Adquisición S/E El Coco

## **AÑO 2022**

- Banco de Capacitores 20 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV.
- Reembolso a AES de repotenciación Líneas 115-1,2,3 y 4.

## **AÑO 2023**

- Adquisición de Línea de Transmisión Costa Norte 230 KV.
- Adquisición de línea Progreso – Burica – Portón – Dominical.

## **AÑO 2024**

- Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV.
- Energización en 500 KV de Línea Chiriquí Grande – Panamá III.
- Adquisición de línea Bocas del Toro – Chiriquí Grande 230 KV.

## **AÑO 2025**

- S/E Sabanitas 115 KV y línea 115 KV Sabanitas – Santa Rita.

## CAPITULO 2 INTRODUCCIÓN

La Ley No. 6 del 3 de febrero de 1977 establece en su Artículo 19 que es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., elaborar el Plan de Expansión. 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 respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, el cual evita las congestiones actuales y futuras y a la vez minimiza el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define un programa de inversiones necesarias 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 2016-2026 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.



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPITULO 3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISION ACTUAL

### SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por un conjunto de líneas de transmisión de alta tensión de 230 y 115 KV, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar la energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional.

La longitud total de las líneas de 230 KV en líneas de doble circuito es de 1,765.98 Km, y en líneas de circuito sencillo, de 337.01 Km. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 155.6 Km. y para líneas de circuito sencillo, de 151.3 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 en contingencia.

**Tabla 3.1, Líneas del Sistema Principal de Transmisión**

| LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA |                              |                         |                             |                            |                           |                      |          |          |       |
|---------------------------------|------------------------------|-------------------------|-----------------------------|----------------------------|---------------------------|----------------------|----------|----------|-------|
| LINEAS                          | NUMERACIÓN                   | SUBESTACIONES           | AÑO                         | LONG.                      | CONDUCTOR                 | CAPACIDAD (MVA)      |          |          |       |
|                                 |                              |                         |                             |                            |                           | Normal               | Cont.    |          |       |
| LINEAS DE 230 KV                | DOBLE CIRCUITO               | 230-1A/B,2A             | BAYANO - PACORA - PANAMA II | 1976                       | 68.14                     | 636 ACSR             | 202.0    | 366.0    |       |
|                                 |                              | 230-1C,2B               | PANAMA II - PANAMA          | 1976                       | 12.94                     | 636 ACSS             | 335.0    | 366.0    |       |
|                                 |                              | 230-3A,4A               | PANAMA - CHORRERA           | 1978                       | 39.00                     | 750 ACAR             | 247.0    | 366.0    |       |
|                                 |                              | 230-3B,4B               | CHORRERA - EL HIGO          | 1978                       | 59.69                     | 750 ACAR             | 247.0    | 366.0    |       |
|                                 |                              | 230-3C,4C               | EL HIGO - LL.SANCHEZ        | 1978                       | 82.50                     | 751 ACAR             | 247.0    | 366.0    |       |
|                                 |                              | 230-5A,6A               | LL.SANCHEZ - VELADERO       | 1978                       | 109.36                    | 750 ACAR             | 247.0    | 366.0    |       |
|                                 |                              | 230-5B,6B               | VELADERO - MATA NANCE       | 1979                       | 84.49                     | 750 ACAR             | 247.0    | 366.0    |       |
|                                 |                              | 230-7,8                 | MATA NANCE - FORTUNA        | 1984                       | 37.50                     | 750 ACAR             | 193.0    | 366.0    |       |
|                                 |                              | 230-12A,13A             | EL COCO - PANAMA II         | 2006                       | 135.00                    | 1200 ACAR            | 275.0    | 450.0    |       |
|                                 |                              | 230-12B,13B             | EL COCO - LL. SANCHEZ       | 2006                       | 60.00                     | 1201 ACAR            | 275.0    | 450.0    |       |
|                                 |                              | 230-14,15               | VELADERO - LL. SANCHEZ      | 2004                       | 110.07                    | 1200 ACAR            | 275.0    | 450.0    |       |
|                                 |                              | 230-16,17               | GUASQUITAS - VELADERO       | 2004                       | 84.30                     | 1200 ACAR            | 275.0    | 450.0    |       |
|                                 |                              | <b>TOTAL</b>            |                             |                            |                           | <b>882.99</b>        |          |          |       |
|                                 |                              | <b>TOTAL x CIRCUITO</b> |                             |                            |                           | <b>1,765.98</b>      |          |          |       |
|                                 |                              | LINEAS DE 230 KV        | CIRCUITO SENCILLO           | 230-9A                     | MATA NANCE - BOQUERON III | 1986                 | 27.00    | 750 ACAR | 193.0 |
| 230-9B                          | BOQUERON III - PROGRESO      |                         |                             | 1986                       | 27.00                     | 750 ACAR             | 193.0    | 366.0    |       |
| 230-10                          | PROGRESO - FRONTERA          |                         |                             | 1986                       | 9.70                      | 750 ACAR             | 193.0    | 366.0    |       |
| 230-18                          | GUASQUITAS - FORTUNA         |                         |                             | 2003                       | 16.00                     | 1200 ACAR            | 275.0    | 450.0    |       |
| 230-20A                         | FORTUNA - LA ESPERANZA *     |                         |                             | 2009                       | 97.55                     | 750 ACAR             | 304.0    | 366.0    |       |
| 230-20B                         | LA ESPERANZA - CHANGUINOLA * |                         |                             | 2009                       | 24.11                     | 750 ACAR             | 304.0    | 366.0    |       |
| 230-21                          | CHANGUINOLA - FRONTERA       |                         |                             | 2011                       | 15.00                     | 750 ACAR             | 304.0    | 366.0    |       |
| 230-29                          | GUASQUITAS - CAÑAZAS *       |                         |                             | 2012                       | 44.00                     | 750 ACAR y 1200 ACAR | 275.0    | 366.0    |       |
| 230-30                          | CAÑAZAS - CHANGUINOLA *      |                         |                             | 2012                       | 76.65                     | 750 ACAR             | 304.0    | 366.0    |       |
| <b>TOTAL</b>                    |                              |                         |                             | <b>337.01</b>              |                           |                      |          |          |       |
| <b>TOTAL x CIRCUITO 230KV</b>   |                              |                         |                             | <b>2,102.99</b>            |                           |                      |          |          |       |
| LINEAS DE 115 KV                | DOBLE CIRCUITO               | 115-1A,2A               | CACERES - STA. RITA         | 2004                       | 46.60                     | 636 ACSR y 1200 ACAR | 150.0    | 175.0    |       |
|                                 |                              | 115-1B,2B               | STA. RITA - BLM 1           | 2004                       | 6.20                      | 605 ACSS             | 150.0    | 175.0    |       |
|                                 |                              | 115-15,16               | MATA NANCE - CALDERA        | 1979                       | 25.00                     | 636 ACSR             | 93.0     | 175.0    |       |
|                                 | <b>TOTAL</b>                 |                         |                             |                            | <b>77.80</b>              |                      |          |          |       |
|                                 | <b>TOTAL x CIRCUITO</b>      |                         |                             |                            | <b>155.60</b>             |                      |          |          |       |
|                                 | LINEAS DE 115 KV             | CIRCUITO SENCILLO       | 115-3A                      | PANAMA - CHILIBRE **       | 1972                      | 22.50                | 605 ACSS | 168.0    | 175.0 |
|                                 |                              |                         | 115-3B                      | CHILIBRE - BLM 2 **        | 1972                      | 31.50                | 605 ACSS | 168.0    | 175.0 |
|                                 |                              |                         | 115-4A                      | PANAMA - CEMENTO PANAMA ** | 1972                      | 40.70                | 605 ACSS | 168.0    | 175.0 |
|                                 |                              |                         | 115-4B                      | CEMENTO PANAMA - BLM 2 **  | 1972                      | 16.70                | 605 ACSS | 168.0    | 175.0 |
|                                 |                              |                         | 115-12                      | PANAMA - CACERES           | 1976                      | 0.80                 | 636 ACSR | 120.0    | 175.0 |
|                                 |                              |                         | 115-17                      | CALDERA - LA ESTRELLA      | 1979                      | 5.80                 | 636 ACSR | 93.0     | 175.0 |
|                                 |                              |                         | 115-18                      | CALDERA - LOS VALLES       | 1979                      | 2.00                 | 636 ACSR | 93.0     | 175.0 |
|                                 |                              |                         | 115-19                      | CALDERA - PAJA DE SOMBRERO | 1982                      | 0.50                 | 636 ACSR | 93.0     | 175.0 |
|                                 |                              |                         | 115-25                      | PROGRESO - CHARCO AZUL     | 1988                      | 30.00                | 636 ACSR | 93.0     | 175.0 |
|                                 |                              |                         | 115-37                      | PANAMA - CACERES SUBT.     | 2008                      | 0.80                 | 750 XLPE | 142.0    | 178.0 |
| <b>TOTAL</b>                    |                              |                         |                             | <b>151.30</b>              |                           |                      |          |          |       |
| <b>TOTAL x CIRCUITO 115KV</b>   |                              |                         |                             | <b>306.90</b>              |                           |                      |          |          |       |

\* NOTA: estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.

\*\* NOTA: estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá

ETESA cuenta con un total de catorce subestaciones; dos de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV, Cáceres y Santa Rita, y dos seccionadoras a nivel de 230 KV, Guasquitas y Veladero. Las otras diez, son subestaciones reductoras, Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola.

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. Para servir esta demanda, ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras, 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 y a partir del presente año las nuevas subestaciones de Llano Bonito y 24 de diciembre (en 230 KV), propiedad de ENSA.

Las demás subestaciones de ETESA alimentan áreas del interior del país. La Subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Occidente, 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 3.2, Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión**

| TRANSFORMADORES DE ETESA |               |     |                 |                |                |           |          |               |      |        |             |                      |
|--------------------------|---------------|-----|-----------------|----------------|----------------|-----------|----------|---------------|------|--------|-------------|----------------------|
| No.                      | SUBESTACION   | No. | CAPACIDAD (MVA) |                |                | CAPACIDAD | REDUCTOR | VOLTAJES (KV) |      |        | CONEXION    | ENTRADA EN OPERACIÓN |
|                          |               |     | OA              | FA             | FOA            |           |          | ALTA          | BAJA | TERCI. |             |                      |
| 1                        | PANAMA 2      | 1   | 105             | 140            | 175            | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 13.8   | EST/EST/DEL | 1999                 |
|                          | PANAMA 2      | 2   | 105             | 140            | 175            | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 13.8   | EST/EST/DEL | 1999                 |
| 2                        | PANAMA        | 1   | 105             | 140            | 175            | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 13.8   | EST/EST/DEL | 1993                 |
|                          | PANAMA        | 2   | 105             | 140            | 175            | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 13.8   | EST/EST/DEL | 1974                 |
|                          | PANAMA        | 3   | 210             | 280            | 350            | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 13.8   | EST/EST/DEL | 1981                 |
| 3                        | CHORRERA      | 1   | 30              | 40             | 50             | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 1995                 |
|                          | CHORRERA      | 2   | 30              | 40             | 50             | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 1975                 |
|                          | CHORRERA      | 3   | 60              | 80             | 100            | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 2013                 |
| 4                        | LLANO SANCHEZ | 1   | 42              | 56             | 70             | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 1975                 |
|                          | LLANO SANCHEZ | 2   | 42              | 56             | 70             | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 1995                 |
|                          | LLANO SANCHEZ | 3   | 60              | 80             | 100            | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 2012                 |
| 5                        | MATA DE NANCE | 1   | 42              | 56             | 70             | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 1975                 |
|                          | MATA DE NANCE | 2   | 42              | 56             | 70             | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 2012                 |
|                          | MATA DE NANCE | 3   | 42              | 56             | 70             | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 2003                 |
| 6                        | PROGRESO      | 1   | 30              | 40             | 50             | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 2003                 |
|                          | PROGRESO      | 2   | 30              | 40             | 50             | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 1975                 |
| 7                        | CHARCO AZUL   | 1   | 18              | 24             | 24             | OA/FA     | REDUCTOR | 115           | 4.16 |        | DEL/EST     | 1988                 |
| 8                        | CHANGUINOLA   | 1   | 30              | 40             | 50             | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 115  | 34.5   | EST/EST/DEL | 2009                 |
| 9                        | CALDERA       | 1   | 37.5            | 50             | 62.5           | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 115           | 34.5 |        | EST/DEL     | 2010                 |
| 10                       | BOQUERON III  | 1   | 50              | 66.7           | 83.3           | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 34.4 |        | EST/DEL     | 2010                 |
|                          |               | 2   | 50              | 66.7           | 83.3           | OA/FA/FOA | REDUCTOR | 230           | 34.4 |        | EST/DEL     | 2016                 |
| <b>TOTAL</b>             |               |     | <b>1,265.5</b>  | <b>1,687.4</b> | <b>2,103.1</b> |           |          |               |      |        |             |                      |

#### Subestaciones Seccionadoras

- Cáceres 115 KV
- Santa Rita 115 KV
- Guasquitas 230 KV
- Veladero 230 KV
- El Higo 230 KV
- San Bartolo 230 KV

Para efectos de soporte de reactivo, el sistema cuenta con bancos de capacitores y reactores.

Los bancos de capacitores se encuentran ubicados de la siguiente forma:

- Subestación Panamá (120 MVAR)
  - ✓ 120 MVAR (6x20 MVAR) en el patio de 115 KV.
- Subestación Panamá II (120 MVAR).
  - ✓ 120 MVAR (6x20 MVAR) en el patio de 115 KV.
- Subestación Panamá II (120 MVAR).
  - ✓ 120 MVAR (4x30 MVAR) en el patio de 230 KV.
- Subestación Llano Sánchez (90 MVAR).
  - ✓ 90 MVAR (3x30 MVAR) en el patio de 230 KV.

Los reactores se encuentran distribuidos de la siguiente forma:

- Subestación Llano Sánchez (80 MVAR).
  - ✓ 60 MVAR en el patio de 230 KV (3x20 MVAR).
  - ✓ 20 MVAR en el patio de 34.5 KV.
- Subestación Veladero.
  - ✓ 60 MVAR en el patio de 230 KV (3x20 MVAR).
- Subestación Mata de Nance.
  - ✓ 40 MVAR en el patio de 34.5 KV (2x20 MVAR).

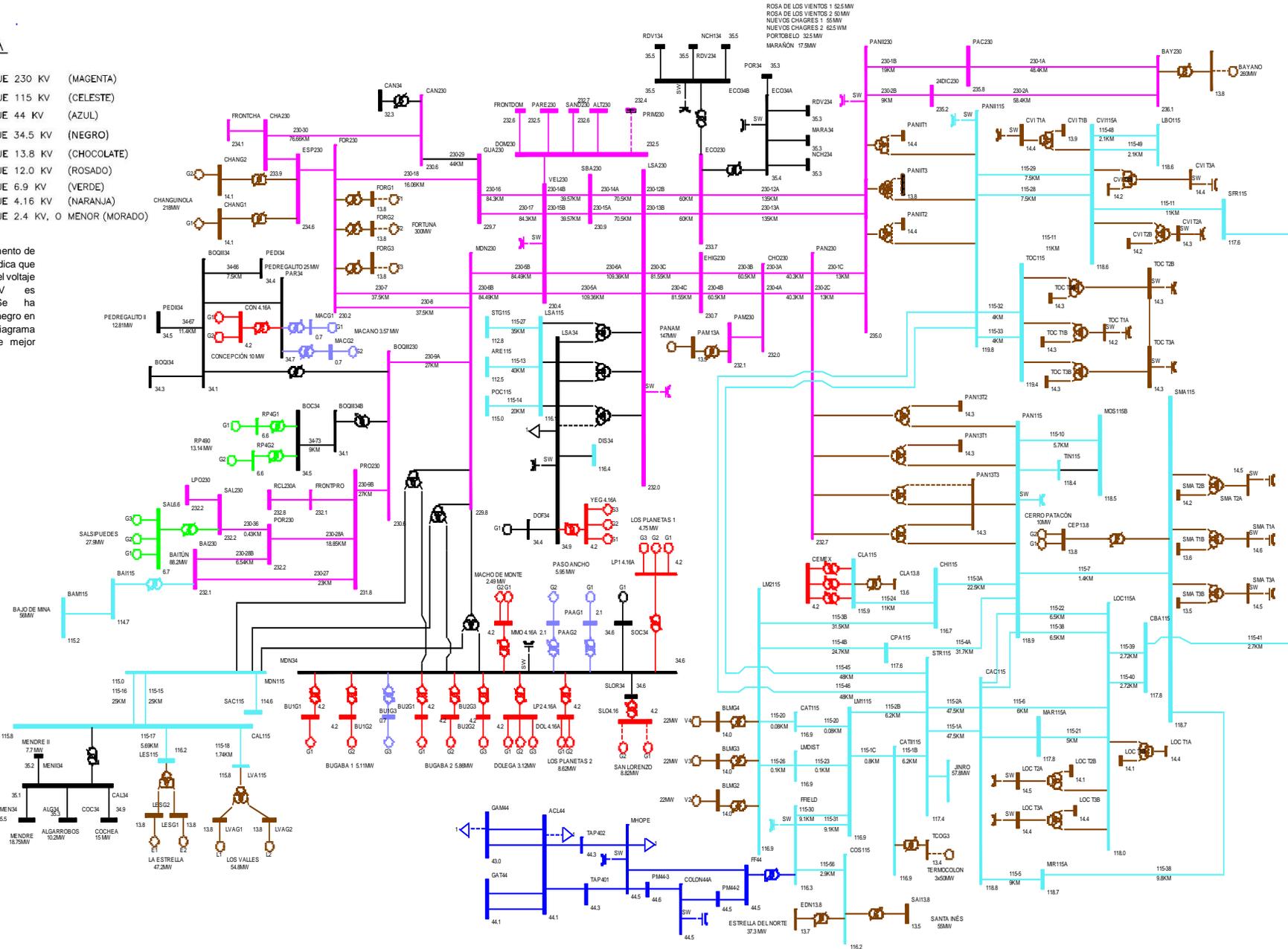
La base de datos de ETESA se encuentra organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión.

A continuación, un diagrama unifilar simplificado del sistema actual.

# LEYENDA

- VOLTAJE 230 KV (MAGENTA)
- VOLTAJE 115 KV (CELESTE)
- VOLTAJE 44 KV (AZUL)
- VOLTAJE 34.5 KV (NEGRO)
- VOLTAJE 13.8 KV (CHOCOLATE)
- VOLTAJE 12.0 KV (ROSADO)
- VOLTAJE 6.9 KV (VERDE)
- VOLTAJE 4.16 KV (NARANJA)
- VOLTAJE 2.4 KV, O MENOR (MORADO)

En el Reglamento de Operación indica que el color para el voltaje de 34.5KV es amarillo. Se ha cambiado a negro en el presente diagrama por tema de mejor visualización.



## ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

Actualmente el Sistema Interconectado Nacional ante una emergencia tiene operando 5 esquemas de desconexión de carga, ante la pérdida del T3 de la S/E Panamá, esquema por baja frecuencia,

por bajo voltaje, dos esquemas ante pérdida de generación (PanAm, BLM).

En las Tablas 3.3 a 3.7 a continuación se presentan los valores actualmente utilizados en los esquemas de control de emergencias:

**Tabla 3.3, Esquema EDCxT3**



### ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PÉRDIDA DEL TRANSFORMADOR T3 DE S/E PANAMA

Fecha de entrada en vigencia:

| ESCALÓN      | APORTE EXIGIDO (MW) | SUBESTACIÓN     | CIRCUITO | AMPERAJE (Amp.) | CARGA (MVA) | CARGA (MW) | TOTAL (MW)    |
|--------------|---------------------|-----------------|----------|-----------------|-------------|------------|---------------|
| 1            | 20.00               | San Francisco   | 2-05     | 393.0           | 9.39        | 8.93       | 34.87         |
|              |                     | San Francisco   | 2-06     | 412.0           | 9.86        | 9.34       |               |
|              |                     | San Francisco   | 2-20     | 361.0           | 4.29        | 3.88       |               |
|              |                     | San Francisco   | 2-17     | 171.0           | 4.09        | 3.88       |               |
|              |                     | San Francisco   | 2-18     | 126.0           | 3.02        | 2.77       |               |
|              |                     | San Francisco   | 2-10     | 269.0           | 6.44        | 6.07       |               |
| 2            | 40.00               | Centro Bancario | CEB-08   | 441.0           | 10.53       | 9.51       | 64.54         |
|              |                     | Centro Bancario | CEB-09   | 417.0           | 9.96        | 9.42       |               |
|              |                     | Centro Bancario | CEB-10   | 292.0           | 6.99        | 6.57       |               |
|              |                     | Centro Bancario | CEB-11   | 374.0           | 8.94        | 8.26       |               |
|              |                     | Centro Bancario | CEB-12   | 0.0             | 0.00        | 0.00       |               |
|              |                     | Centro Bancario | CEB-13   | 0.0             | 0.00        | 0.00       |               |
|              |                     | Centro Bancario | CEB-14   | 391.0           | 9.35        | 8.77       |               |
|              |                     | Centro Bancario | CEB-15   | 281.0           | 6.71        | 6.38       |               |
|              |                     | Centro Bancario | CEB-16   | 256.0           | 6.13        | 5.28       |               |
|              |                     | Centro Bancario | CEB-17   | 395.0           | 9.44        | 8.64       |               |
|              |                     | Centro Bancario | CEB-18   | 0.0             | 0.00        | 0.00       |               |
|              |                     | Centro Bancario | CEB-19   | 74.0            | 1.76        | 1.71       |               |
| 3            | 50.00               | Locería         | 4-28     | 301.0           | 7.19        | 6.85       | 62.45         |
|              |                     | Locería         | 4-29     | 356.0           | 8.51        | 7.84       |               |
|              |                     | Locería         | 4-30     | 243.0           | 5.81        | 5.46       |               |
|              |                     | San Francisco   | 2-15     | 324.0           | 7.75        | 7.42       |               |
|              |                     | San Francisco   | 2-14     | 452.0           | 10.79       | 10.10      |               |
|              |                     | San Francisco   | 2-11     | 353.0           | 8.45        | 8.08       |               |
|              |                     | San Francisco   | 2-22     | 283.0           | 6.76        | 6.41       |               |
|              |                     | San Francisco   | 2-21     | 82.0            | 1.97        | 1.89       |               |
|              |                     | San Francisco   | 2-08     | 382.0           | 9.13        | 8.40       |               |
|              |                     | Locería         | 4-31     | 145.0           | 3.47        | 3.28       |               |
| 4            | 50.00               | Locería         | 4-87     | 355.0           | 8.5         | 8.0        | 54.77         |
|              |                     | Locería         | 4-34     | 290.0           | 6.9         | 6.5        |               |
|              |                     | Locería         | 4-35     | 364.0           | 8.71        | 8.10       |               |
|              |                     | Locería         | 4-89     | 141.0           | 3.38        | 3.20       |               |
|              |                     | Locería         | 4-90     | 394.0           | 9.41        | 9.07       |               |
|              |                     | Locería         | 4-32     | 129.0           | 3.08        | 2.89       |               |
|              |                     | Locería         | 4-33     | 345.0           | 8.25        | 7.34       |               |
|              |                     | Locería         | 4-81     | 275.0           | 6.59        | 6.40       |               |
|              |                     | Marañóm         | 6-53     | 238.0           | 5.70        | 5.40       |               |
| 5            | 50.00               | Marañóm         | 6-54     | 339.0           | 8.11        | 7.73       | 52.46         |
|              |                     | Marañóm         | 6-52     | 401.0           | 9.58        | 9.00       |               |
|              |                     | Locería         | 4-84     | 285.0           | 6.80        | 6.41       |               |
|              |                     | Locería         | 4-85     | 104.0           | 2.48        | 2.36       |               |
|              |                     | Locería         | 4-80     | 246.0           | 5.88        | 5.53       |               |
|              |                     | Locería         | 4-83     | 206.0           | 4.92        | 4.53       |               |
|              |                     | Locería         | 4-82     | 405.0           | 9.68        | 9.04       |               |
|              |                     | Marañóm         | 6-57     | 107.0           | 2.55        | 2.46       |               |
| <b>TOTAL</b> |                     |                 |          |                 |             |            | <b>269.09</b> |

**Tabla 3.4, Esquema EDC x Baja Frecuencia**

**ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA**

Fecha de entrada en vigencia: 29 de agosto de 2013

| ESCALÓN          | FRECUENCIA (HZ) | AGENTE                      | SUBESTACIÓN     | CIRCUITO | AMPERAJE (Amp.) | CARGA (MVA) | CARGA (MW) | TOTAL (MW)    | PORCENTAJE (%) |      |      |       |       |
|------------------|-----------------|-----------------------------|-----------------|----------|-----------------|-------------|------------|---------------|----------------|------|------|-------|-------|
| 1                | 59.30           | EDEMET                      | El Torno        | 16-14    | 288.0           | 6.89        | 6.73       | 51.88         | 3.00%          |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | El Torno        | 16-11    | 465.0           | 11.12       | 10.74      |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Marañón         | 6-47     | 216.0           | 5.16        | 4.94       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Centro Bancario | CEB-05   | 95.0            | 2.28        | 2.23       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Centro Bancario | CEB-07   | 252.0           | 6.02        | 5.66       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Chilibre        | 7-87     | 0.0             | 4.52        | 4.16       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Santa María     | 5-97     | 0.0             | 6.09        | 5.79       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Cerro Viento    | 8-69     | 0.0             | 4.33        | 4.07       |               |                |      |      |       |       |
| 2                | 59.10           | ENSA                        | Tinajitas       | TIN-4    | 0.0             | 7.96        | 7.56       | 49.22         | 3.00%          |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | San Francisco   | 2-16     | 151.0           | 3.60        | 3.45       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-83     | 206.0           | 4.92        | 4.53       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Marañón         | 6-54     | 339.0           | 8.11        | 7.73       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Centro Bancario | CEB-03   | 493.0           | 11.78       | 11.01      |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Coronado        | 15-17    | 114.0           | 2.73        | 2.57       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Tinajitas       | TIN-8    | 0.0             | 6.18        | 5.81       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Tinajitas       | TIN-7    | 0.0             | 6.51        | 6.12       |               |                |      |      |       |       |
|                  | 58.90           | Apertura de la línea 230-25 |                 |          |                 |             |            |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | Apertura de la línea 230-21 |                 |          |                 |             |            |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | Apertura de la línea 230-10 |                 |          |                 |             |            |               |                |      |      |       |       |
| 3                | 58.75           | EDEMET                      | Locería         | 4-81     | 275.0           | 6.59        | 6.40       | 50.43         | 3.00%          |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-32     | 129.0           | 3.08        | 2.89       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-35     | 364.0           | 8.71        | 8.10       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-88     | 148.0           | 3.54        | 3.28       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Centro Bancario | CEB-02   | 165.0           | 3.94        | 3.80       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Juan Demóstenes | JDA01    | 243.0           | 5.81        | 5.74       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Calzada Larga   | CL-130   | 0.0             | 8.18        | 7.69       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Monte Oscuro    | 3-109    | 0.0             | 6.46        | 6.14       |               |                |      |      |       |       |
| 4                | 58.65           | ENSA                        | Santa María     | 5-95     | 0.0             | 6.79        | 6.39       | 167.79        | 10.00%         |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-25     | 450.0           | 10.75       | 9.73       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-31     | 145.0           | 3.47        | 3.28       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-87     | 355.0           | 8.49        | 7.97       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-28     | 301.0           | 7.18        | 6.85       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-84     | 285.0           | 6.80        | 6.41       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-85     | 104.0           | 2.48        | 2.36       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-90     | 394.0           | 9.41        | 9.07       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Locería         | 4-30     | 243.0           | 5.81        | 5.46       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Marañón         | 6-48     | 360.0           | 8.62        | 7.93       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Marañón         | 6-63     | 273.0           | 6.51        | 5.91       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | San Francisco   | 2-23     | 395.0           | 9.44        | 8.77       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | San Francisco   | 2-01     | 486.0           | 11.61       | 11.30      |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | San Francisco   | 2-04     | 450.0           | 10.76       | 9.81       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | Coronado        | 15-24    | 130.0           | 3.10        | 2.88       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | EDEMET                      | San Francisco   | 2-17     | 180.0           | 4.29        | 3.88       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Chilibre        | 7-60     | 0.0             | 3.88        | 3.61       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Bahía Las Minas | 10-2     | 0.0             | 7.06        | 6.57       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Cerro Viento    | 8-67     | 0.0             | 5.11        | 4.91       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | 24 Diciembre    | DIC-5    | 0.0             | 6.96        | 6.61       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Santa María     | 5-96     | 0.0             | 9.26        | 8.80       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | 24 Diciembre    | DIC-4    | 0.0             | 7.96        | 7.56       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Tinajitas       | TIN-2    | 0.0             | 9.15        | 8.69       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Tocumen         | TOC-8    | 0.0             | 7.47        | 7.10       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Cerro Viento    | 8-75     | 0.0             | 6.79        | 6.45       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | ENSA                        | Santa María     | 5-94     | 0.0             | 6.19        | 5.88       |               |                |      |      |       |       |
|                  |                 | 5                           | 58.40           | EDEMET   | Marañón         | 6-53        | 238.0      |               |                | 5.70 | 5.40 | 50.01 | 3.00% |
|                  |                 |                             |                 | EDEMET   | Arraiján        | 19-2        | 357.0      |               |                | 8.52 | 8.44 |       |       |
| EDEMET           | El Torno        |                             |                 | 16-13    | 421.0           | 10.05       | 9.63       |               |                |      |      |       |       |
| EDEMET           | Centro Bancario |                             |                 | CEB-01   | 154.0           | 3.67        | 3.42       |               |                |      |      |       |       |
| EDEMET           | Coronado        |                             |                 | 15-25    | 134.0           | 3.20        | 3.09       |               |                |      |      |       |       |
| ENSA             | Chilibre        |                             |                 | 7-56     | 0.0             | 5.39        | 5.06       |               |                |      |      |       |       |
| ENSA             | Calzada Larga   |                             |                 | CL-131   | 0.0             | 1.40        | 1.33       |               |                |      |      |       |       |
| ENSA             | Santa María     |                             |                 | 5-45     | 0.0             | 7.25        | 6.81       |               |                |      |      |       |       |
| ENSA             | Santa María     | 5-38                        | 0.0             | 7.12     | 6.83            |             |            |               |                |      |      |       |       |
| <b>T O T A L</b> |                 |                             |                 |          |                 |             |            | <b>369.33</b> | <b>22.00%</b>  |      |      |       |       |

**Tabla 3.5, Esquema EDC x Baja Voltaje**
**ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJO VOLTAJE**

Fecha de entrada en vigencia: 13 de diciembre de 2004

| ETAPA             | VOLTAJE (KV)<br>(Ref. 115 KV) | TIEMPO DE<br>DESCONEXIÓN<br>CICLOS | APORTE<br>REQUERIDO<br>(MW) | AGENTE  | SUBESTACIÓN   | CIRCUITO     | CARGA<br>MW  | CARGA<br>MVAR | CARGA<br>MVA |
|-------------------|-------------------------------|------------------------------------|-----------------------------|---------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| 1                 | 105                           | 30                                 | 35                          | EDEMET  | MARAÑÓN       | 6-51         | 8.33         | 3.02          | 8.86         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | 6-52         | 9.00         | 1.74          | 9.17         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | 6-55         | 3.51         | 2.60          | 4.37         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | 6-62         | 7.05         | 1.66          | 7.24         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | 6-60         | 9.34         | 3.42          | 9.95         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | <b>TOTAL</b> | <b>37.23</b> | <b>12.44</b>  | <b>39.58</b> |
| 2                 | 105                           | 54                                 | 20                          | ELEKTRA | CERRO VIENTO  | 8-61         | 2.82         | 0.58          | 2.88         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | 8-62         | 5.58         | 2.13          | 5.97         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | 8-63         | 5.96         | 0.00          | 5.96         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | 8-64         | 4.16         | 0.13          | 4.16         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | 8-65         | 4.74         | 1.37          | 4.93         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | <b>TOTAL</b> | <b>23.25</b> | <b>4.22</b>   | <b>23.90</b> |
| 3                 | 105                           | 180                                | 25                          | EDEMET  | SAN FRANCISCO | 2-11         | 8.08         | 1.98          | 8.32         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | 2-15         | 7.42         | 2.35          | 7.78         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | 2-08         | 8.40         | 1.45          | 8.52         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | 2-22         | 6.41         | 2.63          | 6.93         |
|                   |                               |                                    |                             |         |               | <b>TOTAL</b> | <b>30.31</b> | <b>8.41</b>   | <b>31.56</b> |
| <b>GRAN TOTAL</b> |                               |                                    |                             |         |               |              | <b>90.79</b> | <b>25.07</b>  | <b>95.04</b> |

**Tabla 3.6, Esquema EDCxBLMcarbon**
**ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERACIÓN - BLM  
CARBON**

Fecha de entrada en vigencia: 30 de noviembre de 2013

| AGENTE       | SUBESTACIÓN   | APORTE REQUERIDO (MW) | CIRCUITO | CARGA MVA    | CARGA<br>MW  |
|--------------|---------------|-----------------------|----------|--------------|--------------|
| EDEMET       | Locería       | 45                    | 4-28     | 6.41         | 6.18         |
|              | Locería       |                       | 4-29     | 9.33         | 8.57         |
|              | Locería       |                       | 4-30     | 7.91         | 7.39         |
|              | San Francisco |                       | 2-15     | 7.03         | 6.67         |
|              | San Francisco |                       | 2-14     | 1.58         | 1.51         |
|              | San Francisco |                       | 2-11     | 5.71         | 5.43         |
|              | San Francisco |                       | 2-22     | 9.26         | 8.88         |
|              | San Francisco |                       | 2-21     | 1.46         | 1.46         |
|              | San Francisco |                       | 2-08     | 6.02         | 5.7          |
| <b>TOTAL</b> |               |                       |          | <b>54.71</b> | <b>51.79</b> |

**Tabla 3.7, Esquema EDCxPANAM**
**ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERACIÓN PAN-AM**

Fecha de entrada en vigencia:

| AGENTE | SUBESTACIÓN  | APORTE REQUERIDO (MW) | CIRCUITO | CARGA MVA | CARGA<br>MW  |              |  |
|--------|--------------|-----------------------|----------|-----------|--------------|--------------|--|
| ENSA   | Monte Oscuro | 70                    | 3-101    | 9.78      | 9.3          |              |  |
|        | Monte Oscuro |                       | 3-102    | 6.49      | 6.1          |              |  |
|        | Monte Oscuro |                       | 3-103    | 8.13      | 7.73         |              |  |
|        | Monte Oscuro |                       | 3-104    | 0.69      | 0.67         |              |  |
|        | Monte Oscuro |                       | 3-105    | 4.28      | 4.06         |              |  |
|        | Monte Oscuro |                       | 3-106    | 5.4       | 5.07         |              |  |
|        | Monte Oscuro |                       | 3-107    | 5.36      | 4.99         |              |  |
|        | Monte Oscuro |                       | 3-108    | 5.99      | 5.76         |              |  |
|        | Monte Oscuro |                       | 3-110    | 7.04      | 6.68         |              |  |
|        | Monte Oscuro |                       | 3-111    | 6.79      | 6.45         |              |  |
|        | Tinajitas    |                       | TIN-5    | 7.67      | 7.29         |              |  |
|        | Tinajitas    |                       | TIN-6    | 6.92      | 6.58         |              |  |
|        | <b>TOTAL</b> |                       |          |           | <b>74.55</b> | <b>70.66</b> |  |



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPITULO 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:

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:

### CRITERIOS DE CALIDAD

En condiciones de estado estable de operación, los prestadores del Servicio

**Tabla 4.1, Rangos de Variacion de Voltaje Estado N**

| Nivel de Tensión | Vigencia de la Norma   |  |
|------------------|--|--|
|                  | Periodo 4<br>A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de Diciembre de 2004 | Periodo 5<br>A partir del 1 de mayo 2005 |
| 115 kV           | ± 5.0 %  | ± 5.0 %                                  |
| 230 kV           | ± 3.0 %  | ± 5.0 %                                  |

Además 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.

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:

### CRITERIOS DE SEGURIDAD

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema

**Tabla 4.2, Rangos de Variacion de Voltaje Estado N-1**

| Nivel de Tensión | Vigencia de la Norma   |  |
|------------------|--|--|
|                  | Periodo 4<br>A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de Diciembre de 2004 | Periodo 5<br>A partir del 1 de mayo 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.

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.

### CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente, para los efectos del estudio, se considerará 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, del REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, entre las que se tiene la del 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 4.3, Factor de Potencia de las Cargas**

| HORARIO                                       | Vigencia de la Norma   |  |  |
|---|--|--|--|
|   | Periodo 2<br>A partir del 1 de enero del 2003 hasta el 30 de abril de 2005 | Periodo 3<br>A partir del 1 de mayo del 2005 hasta el 31 de dic. de 2006 | Periodo 4<br>A partir del 1 de enero de 2007 |
| Horas de Valle Nocturno de 10:00 pm a 5:00 am | en 0.90(-)   | Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)                                    | Dentro del rango de 0.97(-) a 0.98 (-)       |
| Resto del Dia                                 | 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).

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**

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 mseg (4 ciclos), y en interruptores de 115 KV en 150 mseg (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. El 5% restante se considerará reserva rodante y es una condición para todas las centrales de generación del SIN independientemente del periodo estacional.

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. Tampoco se podrá disminuir la generación.

Tomar en cuenta la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación en Bayano y Fortuna. En horas de demanda mínima tratar de no despachar a los embalses. Se hace para que estos puedan recuperar algo de su nivel para generar cuando la demanda lo requiera.

Para realizar el despacho de las centrales de gas con ciclo combinado se tomarán en cuenta los siguientes criterios para el modelamiento de las plantas en PSS E.

Ciclo Combinado Gas o Diésel (3+1): la configuración utilizada del ciclo combinado (3+1, 2+1 o 1+1) debe permanecer igual en los tres casos de demandas para una misma época. En caso de que se requiera la configuración 2+1 o 1+1, las otras unidades se pueden despachar como unidades libres, respetando los límites de Reserva

Rodante. Si en un caso de demanda mínima se requiere solo la configuración 1+1, en demanda media y máxima se debe utilizar la misma configuración, pudiendo así, utilizar las otras dos unidades restantes como unidades libres dentro del despacho, si se requieren. Se toma la misma consideración para la configuración 2+1.

Ciclo Combinado Gas o Diésel (2+1): la configuración utilizada del ciclo combinado (2+1 o 1+1) debe permanecer igual en los tres casos de demandas para una misma época. En caso de que se requiera la configuración 1+1, la otra unidad se puede despachar como unidad libre, respetando los límites de Reserva Rodante. Si en un caso de demanda mínima se requiere solo la configuración 1+1, en demanda media y máxima se debe utilizar esta configuración, pudiendo así, utilizar las otras dos unidades restantes como unidad libre dentro del despacho, si se requiere.

La unidad G3 del ciclo combinado de Termo-Colón es una unidad de vapor, la cual depende de los gases de las turbinas de gas G1 y G2. Si las unidades de gas no se encuentran a plena capacidad, no es posible despachar a plena capacidad la unidad de vapor 3. Tampoco es posible despachar de manera independiente (sola) a la unidad de vapor 3, sin que se encuentre en línea alguna de las turbinas de gas del ciclo combinado.

La unidad G9 del ciclo combinado de Bahía las Minas, una unidad de vapor, la cual se utilizará con el vapor producido en la caldera del BLM Carbón junto con las turbinas de vapor G2, G3 y G4. A partir del verano del 2019 la unidad G9 de Bahía las Minas, pasará a ser parte del Ciclo Combinado del Gas. Por lo que su

despacho está asociado con las unidades G10 y G11.

La generación mínima de la central de carbón de Punta Rincón deberá ser igual a la demanda de Minera Panamá. Esta podrá generar hasta el 95% de su capacidad instalada siempre y cuando el sistema lo requiera y respetando el orden de mérito. Si las unidades de Punta Rincón se encuentran despachadas en horas de demanda máxima, éstos no deberán sacarse en horas de demanda media ni demanda mínima ni variar su generación.

La planta térmica de Biogás de Cerro Patacón deberá estar despachada siempre 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 cerca del mínimo en estado estable.

### Periodo Seco

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán tener su generación disminuida muy cerca de la capacidad mínima 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 70% de su capacidad instalada como máximo, para todos los periodos de demanda.
- 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 deberá operar siempre al 95% de su capacidad instalada. En periodo de demanda mínima, se deberá 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 (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 70% de la capacidad instalada en demanda máxima, 50% 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 25% de su capacidad instalada como máximo. Con ello se toma en cuenta la disminución del aporte eólico para el periodo lluvioso y la salida de algunas unidades por mantenimiento, este despacho debe ser considerado en todos los periodos de demanda.
- 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 no deberá disminuir del 75% de su capacidad instalada. La mini-Chan se despachará siempre al 95% de su capacidad instalada.
- La generación solar debe ser despachada al 30% de la capacidad instalada en demanda máxima, 10% en demanda media y 0% en demanda mínima.

## CAPITULO 5 METODOLOGÍA

### METODOLOGÍA DE ESTUDIO

Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta “Power System Simulator Extended” (PSS/E™) 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, no se ha considerado la Interconexión con Colombia ya que se ha pospuesto la fecha de entrada en operación de este proyecto. En los próximos planes de expansión se actualizará esta información, cuando se definan las fechas del mismo.

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.

**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.

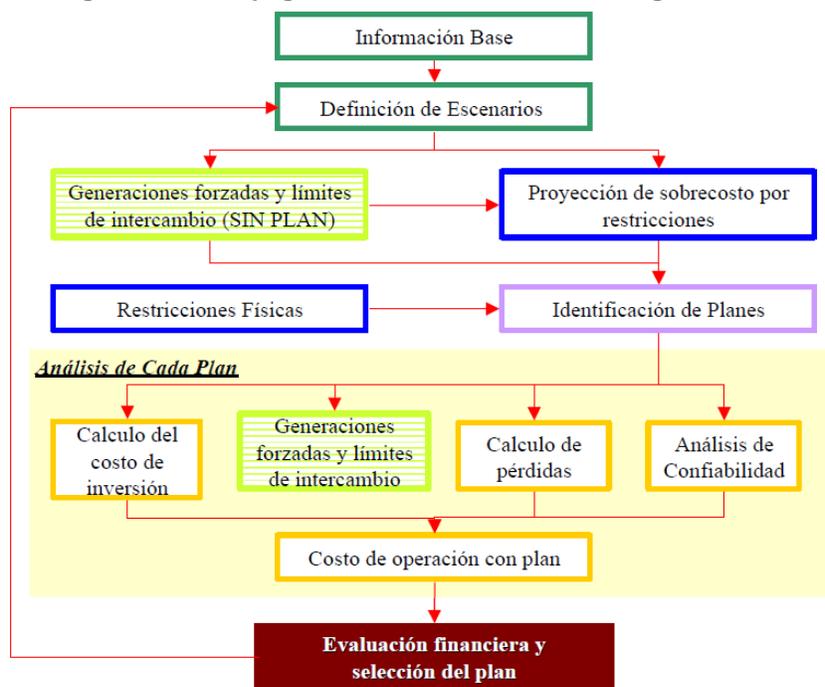
**Estudios de cortocircuito:** Se realizan estudios de falla monofásica y trifásica en los puntos de la red aledaños a la nueva subestación a conectarse. Se verifica que no se superen los niveles de cortocircuito que pueden ser admitidos por las instalaciones y equipos pertenecientes a las estaciones 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 equilibra luego de ocurrido 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 de 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.

Como se sabe, ante un alto crecimiento de la demanda las necesidades de generación se incrementan, lo cual implica mayores inversiones en transmisión.

El poder definir escenarios con buen criterio es una tarea que fija los parámetros de la solución que ha de encontrarse. Entre mejor sustentados sean los escenarios mejor será la calidad en la solución del Plan de Expansión de Transmisión, evitando sobrecostos de inversión innecesarios. 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 2016.

## CAPITULO 6 COMPOSICIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

### PLANTEL DE GENERACIÓN

Con base al escenario de referencia mostrado en el PIGEN 2016, se presentan los proyectos de generación considerados para el periodo de corto plazo y largo plazo.

### GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

En el análisis de corto plazo, para el escenario de generación del caso base, se tomaron en cuenta los proyectos de los cuales se tiene algún grado de certeza de su entrada en operación en el periodo 2016-2019. En este periodo se tienen varios proyectos hidroeléctricos que se encuentran en construcción o que ya están prontos a iniciar. En el Plan Indicativo de Generación 2016, se presentan los proyectos de generación considerados en este periodo.

Se observa una diversificación en el tipo de tecnología a desarrollarse en los próximos años en la matriz energética nacional y una capacidad instalada importante a ingresar.

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 Energía<sup>1</sup> (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, 2020 – 2026, se seleccionaron los proyectos más probables de ejecución y las alternativas de expansión que contemplan candidatos de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con combustible tradicional (Carbón, Bunker, Gas Natural y Diésel). Igualmente, estos se presentan en el Plan Indicativo de Generación 2016.

---

<sup>1</sup> Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

2016, Secretaría Nacional de Energía (SNE).

**Tabla 6.1, Plan de Generación 2016-2026**

| Año  | Mes         | Proyecto                 | Capacidad Instalada      | Punto de Conexión          |
|------|-------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|
| 2016 | 6           | Bajo de Totumas          | 5                        | S/E Boqueron III 34.5 kV   |
|      | 6           | Los Planetas 2           | 8.62                     | S/E Mata del Nance 34.5 Kv |
|      | 6           | Don Felix                | 9                        | EDEMET 34-30A LLS          |
|      | 6           | Solar Fotovoltaica 01    | 10                       | EDEMET 34-35B Parita       |
|      | 7           | Cerro Patacón            | 10                       | S/E Santa María 115 kV     |
|      | 8           | Solar Fotovoltaica 02    | 10                       | EDEMET 34-40 Pocri         |
|      | 9           | San Andres               | 10                       | S/E Dominical 230 kV       |
|      | 9           | Solar Fotovoltaica 03    | 10                       | EDEMET 34-39 La Arena      |
|      | 12          | Farallon Solar           | 8                        | EDEMET 34-7B Farallon      |
|      | 12          | BLM 8                    | (33.50)                  |                            |
|      | 12          | J. Brown G5              | (32.00)                  |                            |
|      | 12          | J. Brown G6              | (32.00)                  |                            |
| 2017 | 1           | Cerro Azul MT XQC1600    | 39.21                    | ENSA S/E 24 Diciembre      |
|      | 1           | Cerro Azul MT PM1360     | 5.44                     | ENSA S/E 24 Diciembre      |
|      | 1           | Energyst El Sánchez      | 44.33                    | S/E Llano Sánchez 34.5 KV  |
|      | 2           | Solar Fotovoltaica 04    | 10                       | S/E Llano Sánchez 34.5 KV  |
|      | 3           | Eólico 1                 | 52.5                     | El Coco 230 KV             |
|      | 3           | Eólico 2                 | 15                       | El Coco 230 KV             |
|      | 6           | Solar Fotovoltaica 07    | 10                       | EDECHI 34-42 Progreso      |
|      | 7           | Pando                    | 33.3                     | S/E Dominical              |
|      | 7           | Barro Blanco             | 26.59                    | S/E Bella Vista            |
|      | 7           | Barro Blanco Minicentral | 1.889                    | S/E Bella Vista            |
|      | 7           | Solar Fotovoltaica 08    | 10                       | S/E Llano Sánchez 34.5 KV  |
|      | 7           | Solar Fotovoltaica 09    | 20                       | S/E Progreso 34.5 KV       |
|      | 8           | Solar Fotovoltaica 10    | 6                        | EDECHI 34-41 Progreso      |
|      | 9           | Punta Rincón             | **297.5                  | S/E Llano Sánchez 230 KV   |
| 10   | La Cuchilla | 8.2                      | S/E Boqueron III 34.5 kV |                            |
| 2018 | 1           | Chuspa                   | 8.8                      | S/E Boqueron III 34.5 kV   |
|      | 1           | Solar Fotovoltaica 11    | 20                       | S/E Llano Sánchez 34.5 KV  |
|      | 1           | Solar Fotovoltaica 12    | 3                        | S/E Bugaba 34.5 KV         |
|      | 1           | Solar Fotovoltaica 13    | 10                       | S/E Geehan                 |
|      | 2           | Solar Fotovoltaica 14    | 10                       | S/E Llano Sánchez 34.5 KV  |
|      | 2           | Solar Fotovoltaica 15    | 10                       | EDEMET 34-40 Pocri         |
|      | 2           | Solar Fotovoltaica 16    | 10                       | EDEMET 34-40 Pocri         |
|      | 2           | Solar Fotovoltaica 17    | 10                       | EDEMET 34-36 Pocri         |
|      | 2           | Solar Fotovoltaica 18    | 10                       | EDEMET 34-36 Pocri         |
|      | 2           | Solar Fotovoltaica 19    | 10                       | EDEMET 34-36 Pocri         |
|      | 3           | Solar Fotovoltaica 20    | 10                       | S/E Mata de Nance 34.5 KV  |
|      | 3           | Solar Fotovoltaica 21    | 10                       | S/E Mata de Nance 34.5 KV  |
|      | 3           | Solar Fotovoltaica 22    | 10                       | S/E Mata de Nance 34.5 KV  |
|      | 3           | Solar Fotovoltaica 23    | 10                       | S/E Mata de Nance 34.5 KV  |
|      | 3           | Solar Fotovoltaica 24    | 10                       | S/E Llano Sánchez 34.5 KV  |
|      | 5           | Costa Norte I            | 381                      | S/E Panamá II 230 kV       |

## Continuación

|      |          |   |                          |                            |
|------|----------|---|--------------------------|----------------------------|
| 2019 | 1        | Bahía las Minas (New CC GNL)                | 168                      | S/E Las Minas 1 115 kV     |
|      | 1        | Solar Fotovoltaica 25                       | 10                       | EDEMET 34-30C Santiago     |
|      | 1        | Solar Fotovoltaica 26                       | 10                       | S/E Llano Sánchez 34.5 KV  |
|      | 1        | Solar Fotovoltaica 27                       | 10                       | S/E Llano Sánchez 34.5 KV  |
|      | 2        | Solar Fotovoltaica 28                       | 5                        | S/E Llano Sánchez 34.5 KV  |
|      | 3        | Solar Fotovoltaica 29                       | 10                       | S/E Llano Sánchez 34.5 KV  |
|      | 3        | Eólico 3                                    | 102                      | S/E Antón 230 KV           |
|      | 6        | Solar Fotovoltaica 30                       | 20                       | S/E El Higo                |
|      | 12       | El Sindigo                                  | 10                       | S/E Caldera 34.5kV         |
| 12   | Tizingal | 4.5   | S/E Boqueron III 34.5 kV |                            |
| 2020 | 1        | Burica                                      | 65.3                     | S/E Progreso 230 KV        |
|      | 1        | La Huaca                                    | 11.62                    | S/E Llano Sanchez 34.5     |
|      | 1        | Colorado                                    | 6.74                     | S/E El Alto 230 kV         |
|      | 2        | LP0215 (Gas de Martano)                     | 413                      | S/E Sabanitas 230 kV       |
|      | 6        | El Recodo                                   | 10                       | S/E Mata del Nance         |
|      | 7        | Bocas del Toro (Changuinola II)             | 214.76                   | S/E Chiriqui Grande 230 kV |
|      | 7        | Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II) | 13.7                     | S/E Chiriqui Grande 230 kV |
| 2021 | 1        | San Bartolo                                 | 19.44                    | S/E San Bartolo            |
|      | 1        | San Bartolo Minicentral                     | 0.99                     | S/E San Bartolo            |
|      | 1        | Río Piedra                                  | 9                        | ENSA S/E Maria Chiquita    |
|      | 1        | Solar Fotovoltaica 34                       | 20                       | S/E Guasquitas 34.5 KV     |
| 2022 | 1        | Eólico 4                                    | 75                       | S/E El Coco 34.5 KV        |
| 2023 | 2        | Ojo de Agua                                 | 6.45                     | S/E Llano Sanchez          |
| 2024 | 1        | Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC )  | 350                      | S/E Chiriqui Grande        |
| 2026 | 1        | CC GNL                                      | 400                      | S/E Sabanitas 230 kV       |

I Retiro de Unidades.

\*\* La planta Punta Rincón: Corresponde al excedente que inyectará al SIN la planta propiedad de Minera Panamá.

**Referencia:** ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

## ORDEN DE MÉRITO

Para efectos de simular la estacionalidad, la generación se hará respetando siempre el siguiente Orden de Mérito.

**Tabla 6.2, Orden de Mérito**

| Orden de Merito Actualizado 2016 |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| No.                              | 2016         | 2017         |              | 2018         |              | 2019         |              | 2020-2024    |              | 2025-2026    |              |
|                                  | Lluvioso     | Seco         | Lluvioso     |
| 1                                | Hidro Pasada |
| 2                                | Eolicas      |
| 3                                | Solares      |
| 4                                | Fortuna      | BLMCARBON    | Fortuna      | P.RINCON     | Fortuna      | P.RINCON     | Fortuna      | P.RINCON     | Fortuna      | P.RINCON     | Fortuna      |
| 5                                | BLMCARBON    | MIRG10       | P.RINCON     | BLMCARBON    | P.RINCON     | BLMCARBON    | P.RINCON     | BLMCARBON    | Chan II      | BLMCARBON    | Chan II      |
| 6                                | MIRG10       | MIRG9        | BLMCARBON    | MIRG10       | BLMCARBON    | BLMGAS       | BLMCARBON    | BLMGAS       | P.RINCON     | TGN          | P.RINCON     |
| 7                                | MIRG9        | AmpPanAm     | MIRG10       | MIRG9        | Costa Norte  | Costa Norte  | BLMGAS       | Costa Norte  | BLMCARBON    | BLMGAS       | BLMCARBON    |
| 8                                | AmpPanAm     | PanAm        | MIRG9        | AmpPanAm     | MIRG10       | MIRG10       | Costa Norte  | Martano      | BLMGAS       | Costa Norte  | TGN          |
| 9                                | PanAm        | Pacora       | AmpPanAm     | PanAm        | MIRG9        | MIRG9        | MIRG10       | MIRG10       | Costa Norte  | Martano      | BLMGAS       |
| 10                               | Pacora       | Jinro        | PanAm        | Pacora       | AmpPanAm     | AmpPanAm     | MIRG9        | MIRG9        | Martano      | MIRG10       | Costa Norte  |
| 11                               | Jinro        | EST.MAR      | Pacora       | Jinro        | PanAm        | PanAm        | AmpPanAm     | AmpPanAm     | MIRG10       | MIRG9        | Martano      |
| 12                               | EST.MAR      | Kanam        | Jinro        | EST.MAR      | Pacora       | Pacora       | PanAm        | PanAm        | MIRG9        | AmpPanAm     | MIRG10       |
| 13                               | Kanam        | A.C.P.2      | EST.MAR      | Kanam        | Jinro        | Jinro        | Pacora       | Pacora       | AmpPanAm     | PanAm        | MIRG9        |
| 14                               | A.C.P.2      | A.C.P.3      | Kanam        | A.C.P.2      | EST.MAR      | EST.MAR      | Jinro        | Jinro        | PanAm        | Pacora       | AmpPanAm     |
| 15                               | A.C.P.3      | MIRG6        | A.C.P.2      | A.C.P.3      | Kanam        | Kanam        | EST.MAR      | EST.MAR      | Pacora       | Jinro        | PanAm        |
| 16                               | MIRG6        | Cativa       | A.C.P.3      | MIRG6        | A.C.P.2      | A.C.P.2      | Kanam        | Kanam        | Jinro        | EST.MAR      | Pacora       |
| 17                               | Cativa       | ElGiral2     | MIRG6        | Cativa       | A.C.P.3      | A.C.P.3      | A.C.P.2      | A.C.P.2      | EST.MAR      | Kanam        | Jinro        |
| 18                               | Bayano       | ElGiral      | Cativa       | ElGiral2     | MIRG6        | MIRG6        | A.C.P.3      | A.C.P.3      | Kanam        | A.C.P.2      | EST.MAR      |
| 19                               | ElGiral2     | TCOCiclo     | Bayano       | ElGiral      | Cativa       | Cativa       | MIRG6        | MIRG6        | A.C.P.2      | A.C.P.3      | Kanam        |
| 20                               | ElGiral      | Fortuna      | ElGiral2     | Fortuna      | Bayano       | ElGiral2     | Cativa       | Cativa       | A.C.P.3      | MIRG6        | A.C.P.2      |
| 21                               | TCOCiclo     | Bayano       | ElGiral      | TCOCiclo     | ElGiral2     | ElGiral      | Bayano       | ElGiral2     | MIRG6        | Cativa       | A.C.P.3      |
| 22                               | TCO 1        | TCO 1        | TCOCiclo     | Bayano       | ElGiral      | Fortuna      | ElGiral2     | ElGiral      | Cativa       | ElGiral2     | MIRG6        |
| 23                               | TCO 2        | TCO 2        | TCO 1        | TCO 1        | TCOCiclo     | TCOCiclo     | ElGiral      | Fortuna      | Bayano       | ElGiral      | Cativa       |
| 24                               | TCO 2        | TCO 2        | TCO 2        | TCO 2        | TCO 1        | Bayano       | TCOCiclo     | Chan II      | ElGiral2     | Fortuna      | Bayano       |
| 25                               | MIRG5        | Cerro Azul   | TCO 2        | TCO 2        | TCO 2        | TCO 1        | TCO 1        | TCOCiclo     | ElGiral      | Chan II      | ElGiral2     |
| 26                               | MIRG2        | El Sánchez   | Cerro Azul   | Cerro Azul   | TCO 2        | TCO 2        | TCO 2        | Bayano       | TCOCiclo     | TCOCiclo     | ElGiral      |
| 27                               | MIRG1        | MIRG5        | El Sánchez   | El Sánchez   | Cerro Azul   | TCO 2        | TCO 2        | TCO 1        | TCO 1        | Bayano       | TCOCiclo     |
| 28                               |              | MIRG2        | MIRG5        | MIRG5        | El Sánchez   | Cerro Azul   | Cerro Azul   | TCO 2        | TCO 2        | TCO 1        | TCO 1        |
| 29                               |              | MIRG1        | MIRG2        | MIRG2        | MIRG2        | El Sánchez   | El Sánchez   | TCO 2        | TCO 2        | TCO 2        | TCO 2        |
| 30                               |              |              | MIRG1        | MIRG1        | MIRG1        | MIRG5        | MIRG5        | Cerro Azul   | Cerro Azul   | TCO 2        | TCO 2        |
| 31                               |              |              |              |              |              | MIRG2        | MIRG2        | El Sánchez   | El Sánchez   | Cerro Azul   | Cerro Azul   |
| 32                               |              |              |              |              |              | MIRG1        | MIRG1        | MIRG5        | MIRG5        | El Sánchez   | El Sánchez   |
| 33                               |              |              |              |              |              |              |              | MIRG2        | MIRG2        | MIRG5        | MIRG5        |
| 34                               |              |              |              |              |              |              |              | MIRG1        | MIRG1        | MIRG2        | MIRG2        |
| 35                               |              |              |              |              |              |              |              |              |              | MIRG1        | MIRG1        |

## 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, actualizando en alguno de los proyectos las fechas de entrada en operación.

**Tabla 6.3, Proyectos de Transmisión Corto Plazo**

| No. | PROYECTO  | PESIN 2015 | PESIN 2016        |
|-----|---|------------|-------------------|
| 1   | AUMENTO DE CAPACIDAD LT BLM- PAN 115 KV                         | 31/7/16    | 31/5/16           |
| 2   | ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA                  | 31/10/16   | 31/10/16          |
| 3   | LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV                             |            |                   |
|     | LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)  | 31/7/16    | 31/12/16          |
|     | ADICION S/E SANTA RITA 115 KV                                   | 31/7/16    | 31/12/16          |
|     | ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV                                    | 31/7/16    | 31/12/16          |
| 4   | ADICION TRANSFORMADOR T5 S/E PANAMA 350 MVA                     | 30/6/16    | 31/12/16          |
| 5   | TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV                   |            |                   |
|     | L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA DOBLE CTO.           | 30/9/16    | 30/9/16 - 31/3/17 |
|     | ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV                                     | 30/9/16    | 30/9/16           |
|     | ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV                                | 30/9/16    | 30/9/16           |
|     | ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV                                     | 30/9/16    | 31/3/17           |
|     | ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV                                       | 30/9/16    | 31/3/17           |
| 6   | ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV (SVC)        | 30/4/17    | 30/4/17           |
| 7   | ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV (SVC)         | 30/4/17    | 30/4/17           |
| 8   | SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR                      | 31/3/18    | 31/7/18           |
| 9   | SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR                          | 31/3/18    | 31/7/18           |
| 10  | AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV           | 31/3/18    | 31/3/18           |
| 11  | NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV | 31/1/18    | 31/4/18           |
|     | L/T MATA DE NANCE - BOQ - PRO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*       | 31/1/18    | 31/4/18           |
|     | ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV                                | 31/1/18    | 31/4/18           |
|     | ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV                                     |            | 31/4/18           |
| 12  | ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV               | 28/2/18    | 30/8/18           |
| 13  | ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV            | 28/2/18    | 30/8/18           |
| 14  | ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV          | 28/2/18    | 30/8/18           |
| 15  | ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV                    | 28/2/18    | 30/9/18           |
| 16  | ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV                     | 28/2/18    | 30/9/18           |
| 17  | LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV                       |            |                   |
|     | LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV 1 CTO.                | 28/2/19    | 31/10/18          |
|     | ADICION EN PANAMA Y CACERES 115 KV                              | 28/2/19    | 31/10/18          |
| 18  | AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV        | 31/3/18    | 28/2/19           |
| 19  | ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 230/115/34.5 KV        | 31/10/18   | 31/7/19           |
| 20  | LINEA A DARIEN 230 KV   |            |                   |
|     | LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO COND. 714 ACCC         | 28/2/19    | 30/9/19           |
|     | LINEA CHEPO - METETI 230 KV CIRCUITO SENCILLO COND. 714 ACCC    | 28/2/19    | 30/9/19           |
|     | NUEVA S/E CHEPO 230 KV  | 28/2/19    | 30/9/19           |
|     | NUEVA S/E METETI 230 KV   | 28/2/19    | 30/9/19           |

| No. | PLAN DE REPOSICION DE CORTO PLAZO                     | PESIN 2015 | PESIN 2016 |
|-----|---|------------|------------|
| 1   | AMPLIACION PATIO 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ            | 31/7/16    | 30/6/16    |
| 2   | REEMPLAZO TRANSFORMADOR TT2 CHORRERA                  | 31/7/16    | 31/1/17    |
| 3   | REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 LLANO SANCHEZ              | 31/12/16   | 31/7/17    |
| 4   | REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 CHORRERA                   | 31/1/18    | 31/7/17    |
| 5   | REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA                     | 31/1/18    | 31/7/18    |
| 6   | REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA                       | 31/1/18    | 31/7/18    |
| 7   | REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 LLANO SANCHEZ              | 31/10/18   | 31/10/18   |
| 8   | REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 CHORRERA                   | 31/10/18   | 31/7/19    |
| 9   | ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV | 31/1/19    | 31/7/19    |

## 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 la Transmisión.

**Tabla 6.4, Proyectos de Distribución**

| Descripción               |   | Fecha          |
|---------------------------|---|----------------|
| <b>ENSA</b>               |   |                |
| 1                         | Expansión S/E 24 de Diciembre                     | Invierno 2016  |
| 2                         | Repotenciación de las líneas 115-28 y 115-29      | Invierno 2016  |
| 3                         | Expansión S/E Costa del Este                      | Verano 2017    |
| 4                         | Expansión I S/E Santa María                       | Verano 2018    |
| 5                         | Expansión S/E Tocumen                             | Verano 2018    |
| 6                         | Expansión S/E Cerro Viento                        | Verano 2018    |
| 7                         | Integración de Darién al SIN                      | Invierno 2019  |
| 8                         | Expansión S/E Llano Bonito                        | Invierno 2019  |
| 9                         | Nueva S/E Gonzalillo                              | Verano 2021    |
| 10                        | Nueva S/E Cativa                                  | Verano 2022    |
| 11                        | Nueva S/E Brisas del Golf                         | Verano 2022    |
| <b>GAS NATURAL FENOSA</b> |   |                |
| 1                         | Nuevo Transformador de S/E Santiago               | Invierno 2016  |
| 2                         | Nuevo Transformador de S/E El Higo                | Invierno 2016  |
| 3                         | Nueva S/E Burunga                                 | Invierno 2016  |
| 4                         | Conexión de 34.5 kV en S/E El Coco                | Invierno 2016  |
| 5                         | Nueva S/E San Cristobal                           | Invierno 2016  |
| 6                         | Nueva Línea Mata de Nance - San Cristobal, 115 kV | Invierno 2016  |
| 7                         | Conexión de 34.5 kV en S/E Boquerón III           | Invierno 2016  |
| 8                         | Nueva Línea Llano Sánchez - La Arena, 115 kV      | Verano de 2017 |
| 9                         | Nueva S/E La Floresta                             | Verano de 2017 |
| 10                        | Nueva S/E Bella Vista (Distrito de Panamá)        | Invierno 2017  |
| 11                        | Conexión al SIN de RMT de EDECHI en S/E Veladero  | Verano de 2018 |
| 12                        | Nueva Línea Llano Sánchez - Pocrí, 115 kV         | Verano 2020    |

## PROYECTOS ADICIONALES

### Línea Progreso – Burica – Portón – Dominical

La empresa HidroBurica, S.A. propone realizar un anillo entre S/E Veladero – S/E Mata del Nance – S/E Boquerón III – S/E Progreso por medio de una línea entre S/E Progreso - S/E Portón - S/E Dominical, donde en el futuro se planea conectar la Central Hidroeléctrica Burica entre Progreso y Portón. Este proyecto será desarrollado por el agente, para luego ser adquirido por ETESA.

Este anillo dará mayor confiabilidad al transporte de la generación hidroeléctrica proveniente de la zona occidental del país, que se consume en el centro de carga. Adicional a esto refuerza la seguridad de los intercambios que se realizan con Centroamérica por medio de las conexiones con Costa Rica.

### Segundo Circuito Pan-Am – Chorrera

Debido a la expansión de la Central Termoeléctrica PAN-AM Generating Limited, se requiere un circuito igual adicional, paralelo al existente, para preservar la seguridad y calidad del sistema en caso de contingencia de la misma.

Por medio de la Resolución AN No. 9554-Elec del 15 de enero de 2016, se ordena “a la empresa PAN-AM GENERATING LIMITED, a que en un plazo no mayor de veinticuatro (24) meses, a partir de la notificación de la presente Resolución construya y ponga en operación un segundo circuito de conexión desde la

central Pan-Am hasta la subestación eléctrica Chorrera”

El sistema cuenta ya con un Esquema de Desconexión de Carga por Pérdida de Generación asociada a la Central PAN-AM (EDCxPG Pan-Am). Aumentar la generación proveniente de esta central, requiere que se deba realizar las adecuaciones de coordinación necesarias al EDCxPG Pan-Am hasta tanto se cumpla lo dispuesto en la Resolución de la ASEP.

### DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado en el presente Plan de Expansión es el realizado por ETESA y presentado en el informe Estudios Básicos, entregado a la ASEP en marzo de 2016.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2015. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores<sup>2</sup>, 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.

<sup>2</sup> Notas: ENSA: nota DI-ADM-018-2016 del 15 de enero de 2016; Gas Natural Fenosa: nota CM-053-

16 (EDEMET y EDECHI) del 22 de enero de 2016.

**Tabla 6.5, Demanda por Barra**

| REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2016-2026 (MW) |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|
| PRONÓSTICO MODERADO   | 2016            | 2017            | 2018            | 2019            | 2020            | 2021            | 2022            | 2023            | 2024            | 2025            | 2026            |                |
| <b>TOTAL GENERACIÓN</b>   | <b>1,705.58</b> | <b>1,803.60</b> | <b>2,137.88</b> | <b>2,267.09</b> | <b>2,391.96</b> | <b>2,507.43</b> | <b>2,643.86</b> | <b>2,778.50</b> | <b>2,926.97</b> | <b>3,084.79</b> | <b>3,242.92</b> |                |
| <b>PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN</b>  | <b>66.28</b>    | <b>111.41</b>   | <b>124.05</b>   | <b>142.47</b>   | <b>65.04</b>    | <b>68.43</b>    | <b>61.08</b>    | <b>62.73</b>    | <b>53.79</b>    | <b>56.69</b>    | <b>59.60</b>    |                |
| <b>% DE PÉRDIDAS</b>  | <b>3.89%</b>    | <b>6.18%</b>    | <b>5.80%</b>    | <b>6.28%</b>    | <b>2.72%</b>    | <b>2.73%</b>    | <b>2.31%</b>    | <b>2.26%</b>    | <b>1.84%</b>    | <b>1.84%</b>    | <b>1.84%</b>    |                |
| <b>CARGA (MW)</b>   | <b>1,639.30</b> | <b>1,692.19</b> | <b>2,013.83</b> | <b>2,124.62</b> | <b>2,326.92</b> | <b>2,439.00</b> | <b>2,582.78</b> | <b>2,715.77</b> | <b>2,873.18</b> | <b>3,028.10</b> | <b>3,183.32</b> |                |
| <b>ENSA</b>   | <b>COD.</b>     | <b>2016</b>     | <b>2017</b>     | <b>2018</b>     | <b>2019</b>     | <b>2020</b>     | <b>2021</b>     | <b>2022</b>     | <b>2023</b>     | <b>2024</b>     | <b>2025</b>     | <b>2026</b>    |
| Tocumen(Incluye Vipasa)   | TOC             | 64.58           | 71.27           | 85.82           | 90.85           | 98.75           | 102.98          | 106.00          | 111.59          | 117.33          | 123.08          | 127.89         |
| Cerro Viento  | CVI             | 82.39           | 75.88           | 87.92           | 90.44           | 96.67           | 99.17           | 98.26           | 100.95          | 104.28          | 106.88          | 109.12         |
| Santa María   | SMA             | 82.07           | 83.94           | 99.49           | 103.63          | 111.72          | 116.05          | 121.37          | 125.65          | 130.54          | 134.70          | 138.45         |
| Monte Oscuro  | MOS             | 86.20           | 57.04           | 66.28           | 68.36           | 73.27           | 75.36           | 78.04           | 80.38           | 83.23           | 85.73           | 87.94          |
| Tinajitas   | TIN             | 63.79           | 66.30           | 79.68           | 81.34           | 91.07           | 77.83           | 82.12           | 84.97           | 88.38           | 91.42           | 94.17          |
| Geehan  | PAC             | 19.74           | 20.35           | 24.93           | 15.98           | 17.14           | 17.64           | 18.28           | 18.84           | 19.53           | 20.13           | 20.66          |
| Chilibre(Incluye el IDAAN)  | CHI115          | 37.87           | 37.87           | 43.72           | 44.80           | 47.72           | 48.78           | 50.21           | 51.41           | 52.92           | 54.20           | 55.29          |
| Calzada Larga   | CLA13.8         | 6.69            | 6.85            | 8.02            | 8.40            | 9.06            | 5.52            | 5.74            | 6.02            | 6.25            | 6.55            | 6.73           |
| France Field  | FF13.8          | 65.67           | 68.48           | 81.57           | 85.79           | 94.95           | 99.00           | 89.03           | 92.95           | 100.60          | 109.88          | 120.23         |
| Bahía Las Minas   | L.M.13B         | 17.87           | 18.65           | 22.71           | 23.93           | 26.04           | 27.11           | 28.26           | 29.19           | 30.30           | 31.29           | 32.17          |
| Bahía Las Minas 44 KV (anillo 44 KV; carga SE COL+ SE MH)                 | MHOPE           | 34.66           | 36.17           | 44.03           | 46.40           | 50.51           | 52.57           | 54.80           | 56.61           | 58.77           | 60.68           | 62.39          |
| Nueva S/E Llano Bonito  | LBO13           | 34.26           | 27.40           | 33.74           | 36.54           | 41.36           | 44.26           | 47.57           | 51.04           | 54.51           | 58.01           | 62.93          |
| Nueva S/E 24 de Diciembre   | 24DIC13         | 31.28           | 31.75           | 37.05           | 38.42           | 41.43           | 42.94           | 44.90           | 46.82           | 49.26           | 51.82           | 54.61          |
| Nueva S/E Costa del Este  | CDE13A          |                 | 43.63           | 54.44           | 58.94           | 65.75           | 67.22           | 69.09           | 70.63           | 72.61           | 74.25           | 75.62          |
| Nueva S/E Chepo   | MET34           |                 |                 |                 | 9.94            | 10.67           | 10.98           | 11.38           | 11.73           | 12.16           | 12.53           | 12.86          |
| Nueva S/E Gonzallillo   | GON13           |                 |                 |                 |                 |                 | 20.02           | 23.04           | 26.89           | 29.69           | 33.80           | 38.52          |
| Nueva S/E Brisas del Golf   | BDG13           |                 |                 |                 |                 |                 |                 | 11.08           | 11.92           | 13.05           | 14.42           | 17.32          |
| Nueva S/E Cativá  | CAT513          |                 |                 |                 |                 |                 |                 | 16.37           | 17.04           | 17.91           | 18.73           | 19.44          |
| <b>TOTAL ENSA</b>   |                 | <b>627.05</b>   | <b>645.60</b>   | <b>769.39</b>   | <b>803.76</b>   | <b>876.12</b>   | <b>907.42</b>   | <b>955.53</b>   | <b>994.60</b>   | <b>1041.31</b>  | <b>1088.08</b>  | <b>1136.25</b> |
| <b>EDEMET</b>   | <b>COD.</b>     | <b>2016</b>     | <b>2017</b>     | <b>2018</b>     | <b>2019</b>     | <b>2020</b>     | <b>2021</b>     | <b>2022</b>     | <b>2023</b>     | <b>2024</b>     | <b>2025</b>     | <b>2026</b>    |
| Llano Sánchez 115 KV  | LSA115          | 123.55          | 127.81          | 152.49          | 161.34          | 177.77          | 187.59          | 199.34          | 210.86          | 224.67          | 238.00          | 251.21         |
| Llano Sánchez 34.5 KV   | LSA34           | 10.30           | 10.66           | 12.73           | 13.48           | 14.83           | 15.66           | 16.65           | 17.63           | 18.78           | 19.90           | 21.01          |
| El Higo   | EHIG34          | 35.78           | 37.00           | 44.11           | 46.62           | 51.44           | 54.24           | 57.61           | 60.91           | 64.91           | 68.74           | 72.54          |
| Chorrera  | CHO34           | 111.98          | 115.58          | 137.61          | 145.26          | 159.15          | 167.48          | 177.37          | 187.06          | 198.59          | 209.74          | 220.73         |
| San Francisco   | SFR             | 108.69          | 105.59          | 126.04          | 133.45          | 146.70          | 154.87          | 164.56          | 174.10          | 185.38          | 196.35          | 207.23         |
| Locería   | LOC             | 121.32          | 112.06          | 133.71          | 141.49          | 155.46          | 164.03          | 174.20          | 184.20          | 196.04          | 207.54          | 218.94         |
| Marañón   | MAR             | 97.99           | 88.49           | 105.57          | 111.69          | 122.68          | 129.41          | 137.40          | 145.25          | 154.55          | 163.59          | 172.53         |
| Centro Bancario   | CBA             | 99.59           | 96.40           | 115.07          | 121.83          | 133.93          | 141.38          | 150.22          | 158.92          | 169.21          | 179.22          | 189.14         |
| El Coco   | ECO34           | 20.29           | 21.11           | 25.44           | 27.24           | 29.48           | 31.42           | 33.56           | 35.74           | 37.98           | 40.39           | 42.77          |
| Nueva S/E Burunga   | BUR34           | 42.24           | 44.05           | 53.03           | 56.67           | 62.96           | 67.12           | 72.06           | 76.96           | 82.65           | 88.30           | 93.96          |
| Nueva S/E Bella Vista   | BV113           |                 | 29.37           | 35.35           | 37.78           | 41.97           | 44.75           | 48.04           | 51.31           | 55.10           | 58.87           | 62.64          |
| Nueva S/E La Floresta   | LAF13           |                 | 10.69           | 12.82           | 13.65           | 15.09           | 16.05           | 17.17           | 18.26           | 19.51           | 20.80           | 22.04          |
| <b>TOTAL EDEMET</b>   |                 | <b>771.73</b>   | <b>798.81</b>   | <b>953.96</b>   | <b>1010.51</b>  | <b>1111.45</b>  | <b>1173.98</b>  | <b>1248.19</b>  | <b>1321.21</b>  | <b>1407.38</b>  | <b>1491.43</b>  | <b>1574.74</b> |
| <b>EDEMET (SERVICIO B)</b>  | <b>COD.</b>     | <b>2016</b>     | <b>2017</b>     | <b>2018</b>     | <b>2019</b>     | <b>2020</b>     | <b>2021</b>     | <b>2022</b>     | <b>2023</b>     | <b>2024</b>     | <b>2025</b>     | <b>2026</b>    |
| Miraflores  | MIR44           | 27.16           | 28.21           | 33.82           | 36.01           | 39.80           | 42.33           | 45.28           | 48.17           | 51.48           | 54.86           | 58.15          |
| Balboa  | BAL44           | 18.42           | 18.92           | 22.38           | 23.41           | 25.43           | 26.41           | 27.63           | 28.85           | 30.48           | 31.81           | 33.22          |
| Summit  | SUM44           | 1.22            | 1.26            | 1.51            | 1.61            | 1.78            | 1.90            | 2.03            | 2.16            | 2.30            | 2.46            | 2.60           |
| Gamboá  | GAM2            | 1.12            | 1.16            | 1.39            | 1.48            | 1.64            | 1.74            | 1.86            | 1.98            | 2.12            | 2.26            | 2.39           |
| Howard  | HOW12           | 14.18           | 14.72           | 17.65           | 18.80           | 20.77           | 22.09           | 23.63           | 25.14           | 26.87           | 28.63           | 30.35          |
| <b>TOTAL SERVICIO B</b>   |                 | <b>62.09</b>    | <b>64.27</b>    | <b>76.76</b>    | <b>81.31</b>    | <b>89.43</b>    | <b>94.46</b>    | <b>100.43</b>   | <b>106.31</b>   | <b>113.24</b>   | <b>120.00</b>   | <b>126.71</b>  |
| <b>EDECHI</b>   | <b>COD.</b>     | <b>2016</b>     | <b>2017</b>     | <b>2018</b>     | <b>2019</b>     | <b>2020</b>     | <b>2021</b>     | <b>2022</b>     | <b>2023</b>     | <b>2024</b>     | <b>2025</b>     | <b>2026</b>    |
| Caldera 115 KV  | CAL115          | 0.15            | 0.16            | 0.19            | 0.20            | 0.23            | 0.24            | 0.25            | 0.27            | 0.29            | 0.30            | 0.32           |
| Progreso 34.5 KV  | PRO34           | 14.24           | 14.26           | 17.12           | 18.37           | 20.29           | 21.62           | 23.16           | 24.69           | 26.49           | 28.25           | 30.03          |
| Progreso 115 KV   | PRO115          | 1.06            | 1.09            | 1.31            | 1.39            | 1.53            | 1.62            | 1.72            | 1.83            | 1.95            | 2.06            | 2.18           |
| Mata de Nance 34.5 KV   | MDN34           | 23.51           | 24.91           | 21.10           | 22.84           | 24.93           | 26.60           | 28.42           | 30.26           | 32.43           | 34.50           | 36.62          |
| Nueva S/E San Cristobal   | SAC34           | 17.50           | 18.22           | 21.89           | 23.37           | 25.94           | 27.60           | 29.59           | 31.55           | 33.86           | 36.13           | 38.40          |
| Cañazas (PTP)   | CAN34           | 27.62           | 28.95           | 34.77           | 37.29           | 41.20           | 43.90           | 47.03           | 50.14           | 53.80           | 57.37           | 60.97          |
| Isla Colon - Changuinola  | CHA34           | 21.19           | 21.66           | 26.02           | 27.91           | 30.86           | 32.89           | 35.26           | 37.60           | 40.36           | 43.04           | 45.77          |
| Boqueron III  | BOQ34           | 22.41           | 23.35           | 28.04           | 30.08           | 33.23           | 35.40           | 37.93           | 40.44           | 43.39           | 46.27           | 49.17          |
| Veladero  | VEL34           |                 |                 | 4.39            | 4.71            | 5.20            | 5.54            | 5.93            | 6.33            | 6.79            | 7.24            | 7.69           |
| <b>TOTAL EDECHI</b>   |                 | <b>127.68</b>   | <b>132.61</b>   | <b>154.84</b>   | <b>166.16</b>   | <b>183.39</b>   | <b>195.42</b>   | <b>209.32</b>   | <b>223.10</b>   | <b>239.34</b>   | <b>255.16</b>   | <b>271.16</b>  |
| <b>GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA NO COINCIDENTE EN MW)</b>             |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                |
| <b>Grandes Clientes</b>   | <b>COD.</b>     | <b>2016</b>     | <b>2017</b>     | <b>2018</b>     | <b>2019</b>     | <b>2020</b>     | <b>2021</b>     | <b>2022</b>     | <b>2023</b>     | <b>2024</b>     | <b>2025</b>     | <b>2026</b>    |
| Cemex   | CEMEX           | 25.67           | 25.74           | 29.79           | 33.33           | 35.26           | 35.80           | 36.61           | 37.24           | 38.09           | 38.75           | 39.27          |
| Argos   | CPA115          | 8.85            | 8.82            | 10.15           | 10.04           | 10.64           | 10.99           | 11.29           | 11.53           | 11.55           | 12.02           | 12.25          |
| Super 99 (total)  | S99             | 5.55            | 5.51            | 6.32            | 6.44            | 6.80            | 6.91            | 7.06            | 7.20            | 7.35            | 7.47            | 7.57           |
| Contraloría   | SFR             | 1.25            | 1.24            | 1.43            | 1.45            | 1.54            | 1.56            | 1.59            | 1.62            | 1.66            | 1.69            | 1.71           |
| Hotel Bijao   | EHIG34          | 0.84            | 0.83            | 0.95            | 0.97            | 1.03            | 1.04            | 1.07            | 1.09            | 1.11            | 1.13            | 1.15           |
| Gold Mills  | LOC             | 1.00            | 1.00            | 1.14            | 1.16            | 1.23            | 1.25            | 1.28            | 1.30            | 1.33            | 1.35            | 1.37           |
| AVIPAC  | SMA             | 0.21            | 0.21            | 0.24            | 0.24            | 0.26            | 0.26            | 0.27            | 0.27            | 0.28            | 0.28            | 0.29           |
| Cemento Interocéánico   | CHO34           | 1.07            | 1.06            | 1.22            | 1.24            | 1.31            | 1.33            | 1.36            | 1.38            | 1.41            | 1.44            | 1.46           |
| Embajada USA  | CLA13.8         | 1.22            | 1.21            | 1.39            | 1.41            | 1.49            | 1.51            | 1.55            | 1.58            | 1.61            | 1.64            | 1.66           |
| CSS   | MAR             | 3.59            | 3.74            | 4.50            | 4.81            | 5.09            | 5.16            | 5.28            | 5.37            | 5.49            | 5.59            | 5.66           |
| Vareal CIA  | CVI             | 0.29            | 0.32            | 0.37            | 0.37            | 0.39            | 0.38            | 0.41            | 0.42            | 0.43            | 0.43            | 0.42           |
| Vareal FAB  | LSA115          | 1.22            | 1.21            | 1.39            | 1.41            | 1.49            | 1.51            | 1.55            | 1.58            | 1.61            | 1.64            | 1.66           |
| Minera Panama - Auto Generador  | PET34           |                 |                 | 202.00          | 202.00          | 202.00          | 202.00          | 202.00          | 202.00          | 202.00          | 202.00          | 202.00         |
| <b>TOTAL Grandes Clientes</b>   |                 | <b>50.75</b>    | <b>50.89</b>    | <b>58.88</b>    | <b>62.88</b>    | <b>66.53</b>    | <b>67.72</b>    | <b>69.32</b>    | <b>70.56</b>    | <b>71.91</b>    | <b>73.43</b>    | <b>74.47</b>   |

## CAPITULO 7 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

### PERIODO SECO 2017

#### **Tercera Línea Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 KV**

En la actualidad existen cuatro circuitos desde occidente a centro de carga, y se observa que, para un escenario de máxima demanda en periodo lluvioso, los circuitos existentes por seguridad solo pueden transmitir 842 MW, ya que la salida de una de las líneas entre Llano Sánchez y Panamá o Panamá II, en cualquiera de los tramos generaría una sobrecarga en los tres circuitos restantes.

El primer tramo, Veladero - Llano Sánchez, tiene fecha de ingreso el segundo semestre de 2016, mientras que los tramos restantes se completan el primer semestre del 2017. El ingreso de los tramos se considera necesarios debido al constante y continuo incremento de generación, principalmente hidroeléctrica, en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro), de acuerdo a lo determinado en el Plan Indicativo de Generación 2016. Algunas de las características de la nueva generación que se incorpora en el área occidente, es que en su gran mayoría se incluyen proyectos renovables solares e hidroeléctricos de pasadas, sin capacidad de embalsar el recurso primario, por lo tanto, se tendría que despachar toda la generación disponible.

Las líneas de transmisión actuales que provienen del occidente del país, tienen capacidad térmica en total de 1,044 MW, por lo tanto, es necesario aumentar la capacidad de transmisión de las mismas. Para ello en las alternativas de expansión evaluadas en los Planes de Expansión

previos, se determinó que la mejor opción es la construcción de una nueva línea 230 KV de doble circuito con capacidad de transmisión de 500 MVA por circuito y prevista a operar en 230 kV. Este proyecto comprende la construcción de las siguientes líneas de doble circuito de 230 KV: a) Veladero – Llano Sánchez, de 110 km, b) Llano Sánchez – Chorrera, de 142 km. y c) Chorrera – Panamá, de 40 km, para un total aproximado de 292 km.

#### **Línea Santa Rita – Panamá II 115 KV**

La línea tiene fecha de entrada en operación, diciembre de 2016. Este proyecto está asociado a la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión desde el área de Colón hacia centro de carga, ya que se espera que en la época seca la generación proveniente de hidroeléctricas presente una disminución considerable, aumentando así la generación de las centrales termoeléctricas en el área de Colón.

Esta ampliación, en principio, es complementaria al incremento de capacidad de la línea Bahía las Minas a Panamá 115 kV, ya que de presentarse la indisponibilidad de alguna de las líneas que constituyen el corredor desde Colón a Panamá bajo una libranza o contingencia, no se presenten sobrecargas en las demás líneas que completan el corredor Colón- Panamá.

#### **Adición e Instalación de Transformador T5 S/E Panamá**

En la actualidad la S/E Panamá, cuenta con tres transformadores, y ante la indisponibilidad del T3 (350 MVA) se genera la sobre carga de los dos restantes

T1 y T2 (cada uno de 175 MVA). Cabe destacar que para mitigar los efectos en el Sistema Principal de Transmisión ante la pérdida del T3 existe en la actualidad un esquema de desligue de carga asociado a esta contingencia, además el aumento de carga del área metropolitana hace necesaria la adición de un cuarto transformador de iguales características al T3 existente, 230/115 KV, 210/280/350 MVA en la S/E Panamá, con el principal propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá.

El ingreso está previsto a final de diciembre 2016, más coincidente operativamente con fechas que corresponde al primer semestre del 2017.

#### **Adición e Instalación de Transformador T3 S/E Panamá II**

En la actualidad la S/E Panamá II tiene dos transformadores de 175 MVA y una transferencia que supera los 200 MW en total a través de ellos. Particularmente, para un escenario de máxima demanda la indisponibilidad de alguno de ellos genera una carga muy cercana al límite de emergencia. Al igual que en la S/E Panamá, el aumento en la demanda aumenta la posibilidad de presentarse sobre carga en los transformadores de no tener la capacidad pertinente para cubrir la pérdida de cualquier transformador de esta subestación.

#### **PERIODO LLUVIOSO 2017**

##### **Banco de capacitores S/E Panamá II 230 kV**

El aumento en los límites de transmisión desde el occidente del país provoca la disminución de los niveles de voltaje en las subestaciones del centro de carga (Panamá y Panamá II). Para contrarrestar este comportamiento en el

sistema, es necesario la instalación de compensación para cumplir con los criterios de calidad establecidos en el Reglamento de Operación. En caso de no contar con esos niveles de compensación, la salida intempestiva de la generación de la zona oriental, como por ejemplo Bahía las Minas, da como resultado tensiones post-falla por fuera de las bandas admitidas y en algunos casos puede llevar al colapso de tensión.

##### **Banco de capacitores S/E Chorrera 230 kV**

Al igual que en el caso anterior, la compensación es necesaria para cumplir con el desempeño del sistema en escenarios de periodo de lluvioso y gran transferencia desde el occidente, por lo que es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área central de la red de transmisión ante condiciones de indisponibilidad de generación. En general, en estos escenarios se despacha la suficiente generación forzada para el soporte de tensión. En caso de no contar con esos niveles de compensación la salida intempestiva de la generación de la zona oriental, como por ejemplo Bahía las Minas, da como resultado tensiones post-falla por fuera de las bandas admitidas y en algunos casos puede llevar al colapso de tensión.

#### **PERIODO SECO 2018**

##### **Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV Doble Circuito**

En la actualidad existe una línea Mata de Nance – Boquerón III – Progreso de circuito sencillo y solo tiene capacidad para 193 MVA en todo el corredor. Por otro lado, es conocido el incremento que de generación hidroeléctrica y solar en el área cercana a las Subestaciones Progreso y Boquerón III, y otros proyectos

que se construyen en el área, tales como Burica.

Esta situación hace necesario ampliar esta capacidad para poder transmitir la totalidad de estas nuevas centrales. Para ello, se pretende utilizar la servidumbre existente y se realizará el reemplazo total de la actual línea por una nueva línea de doble circuito en 230 KV. Uno de los circuitos será de Mata de Nance - Boquerón III – Progreso y el segundo circuito será circuito Mata de Nance – Progreso. La nueva línea tendrá capacidad mínima en cada circuito una potencia de 770 MVA en condiciones de operación normal.

#### **Aumento de Capacidad de la Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero**

En la actualidad existen dos circuitos entre las S/E Guasquitas y Veladero, cada uno con 275 MVA. Si bien en el 2016 no se observan inconvenientes para cumplir con el Criterio de Seguridad N-1, en el 2017, escenario de máxima en periodo lluvioso, aparecen violaciones sobre este criterio. Se observa una transferencia de 432 MW en el tramo Guasquitas – Veladero, que la indisponibilidad que genera una sobrecarga del 15% en la línea restante, e inclusive en las líneas que vinculan las S/E Mata de Nance con Veladero.

Para el año 2019, se tiene contemplado aumentar la capacidad de la línea de doble circuito Mata de Nance - Veladero, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea Guasquitas – Veladero. Los estudios iniciales realizados han demostrado aumentar la capacidad de la línea Guasquitas – Veladero a por lo menos 400 MVA por circuito en condiciones de operación normal.

## **PERIODO LLUVIOSO 2018**

### **SVC Panamá II**

Para el año 2018, está previsto que se hayan incorporado gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos al sistema. Para ello, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área de la ciudad de Panamá, Subestaciones Panamá II, para así cumplir con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como en caso de eventuales contingencia, como pérdida de generación en la zona oriental de Panamá. Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC con capacidad de +120/-30 MVar en la barra de 230 KV de la S/E Panamá II, para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas.

### **SVC Llano Sánchez II**

Al igual que en el caso anterior, y con el sentido de completar el soporte a mitad del corredor que vincula la generación del occidente con el oriente, se determinó necesaria la adición de un SVC, con capacidad de +120/-30 MVar para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas. Se ha determinado la Subestación Llano Sánchez 230 KV como el sitio ideal para instalar este SVC. Con este equipo se cumplirá con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad dinámica).

El principal objetivo es tener soporte de reactivo en la zona central de la red, ya

que para el año 2018 está previsto que se hayan incorporado gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos al sistema.

#### **Banco de capacitores S/E Veladero 230 KV**

La compensación es necesaria para cumplir con el desempeño del sistema principalmente en escenarios gran transferencia desde el occidente, por lo que es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el corredor de la red de transmisión ante condiciones de indisponibilidad de generación en el área metropolitana. En general, en estos escenarios se despacha la suficiente generación forzada para el soporte de tensión.

La compensación ingresará a la S/E con 90 MVAR, en 3 módulos de 30 MVAR.

#### **1.2.4. Banco de capacitores S/E San Bartolo 230 KV**

Al igual que en el caso anterior, la compensación es necesaria para cumplir con el desempeño del sistema, principalmente en escenarios de gran transferencia desde el Occidente, por lo que es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el corredor de la red de transmisión ante condiciones de indisponibilidad de generación. En general, en estos escenarios se despacha la suficiente generación forzada para el soporte de tensión.

La compensación ingresará a la S/E con 60 MVAR, en 2 módulos de 30 MVAR.

#### **Banco de capacitores S/E Llano Sánchez 230 KV**

La compensación es necesaria para cumplir con el desempeño del sistema principalmente en escenarios de gran transferencia desde el Occidente, por lo que es necesario reforzar el soporte de

potencia reactiva en el área central de la red de transmisión ante condiciones de indisponibilidad de generación. En general, en estos escenarios se despacha la suficiente generación forzada para el soporte de tensión.

La compensación ingresará a la S/E con 30 MVAR para totalizar 120 MVAR en el 2018.

#### **Reactores en S/E Changuinola 230 KV**

Dada las características del nuevo corredor, que incluye el ingreso de nuevas líneas, en escenarios de mínima demanda generan potencia reactiva, por lo que es necesario absorber potencia reactiva a través de banco de reactores. Se prevé un ingreso en la S/E de 40 MVAR, en 2x 20 MVAR.

#### **Reactores en S/E Guasquitas 230 KV**

Al igual que en el caso anterior, por las características del nuevo corredor, que incluye el ingreso de líneas, en escenarios de mínima demanda generan potencia reactiva, por lo que es necesario absorber potencia reactiva a través de banco de reactores. Se prevé un ingreso en la S/E de 40 MVAR, en 2x 20 MVAR.

### **PERIODO SECO 2019**

#### **Aumento de Capacidad Línea de 230 KV Mata de Nance – Veladero**

En la actualidad existen dos circuitos entre las S/E Mata de Nance y Veladero, cada uno con 247 MVA. Si bien en el 2016 no se observan inconvenientes para cumplir con el Criterio de Seguridad N-1, en el 2017, escenario de demanda máxima en periodo lluvioso, aparecen violaciones sobre este criterio. Se observan transferencias de superiores a los 400 MW en el tramo Mata de Nance – Veladero, que ante la indisponibilidad se generan una sobrecarga en la línea

restante, y el flujo de potencia vinculan la S/E Guasquitas con Veladero se acercan a su límite térmico permitido.

### **Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV**

En la actualidad se tienen dos vínculos en 115 kV y para el año 2019, escenario de máxima demanda, periodo de lluvia, se tiene una transferencia hacia la S/E Cáceres de 176 MW. La salida de uno de los vínculos genera la sobrecarga del restante. En este sentido es necesario incrementar la capacidad a través de un nuevo vínculo subterráneo, dado los problemas de servidumbre (aproximadamente 1 km de longitud), con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1. La ejecución de este proyecto se deberá coordinar con ENSA, ya que se ha presentado en los planes del distribuidor un respaldo desde S/E Cáceres a Santa María.

La incorporación del vínculo está prevista para el primer semestre un nuevo vínculo en 115 kV de 142 MVA, y resuelve los problemas de sobrecarga ante la indisponibilidad de uno de sus vínculos.

### **Adición del transformador T2 S/E Changuinola 50 MVA**

Actualmente, Changuinola tiene un solo transformador de 50 MVA para la generación y demanda existente, y se prevé incrementar la capacidad con un segundo transformador a 100 MVA.

Esta ampliación surge con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Changuinola, por ello es necesario la adición de un segundo transformador de iguales características a los dos existentes, 230/115/34.5 KV, 50/50/50 MVA en esta subestación.

## **PERIODO LLUVIOSO 2019**

### **Línea a Darién: Panamá II – Chepo – Metetí 230 KV**

En el marco de la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014”, la Secretaría Nacional de Energía, estableció que “Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo (no más de cuatro años), en especial para la provincia de Darién, a través de una línea de transmisión entre la Subestación Panamá 2 y Metetí de Darién. Debe incluirse un ramal a su cabecera La Palma.”

En este sentido, ENSA informó que el centro de consumo que corresponde a la provincia de Darién es en la población de Metetí, por lo que esta nueva línea llegará hasta esa ubicación.

Adicionalmente, la futura subestación de Chepo tiene como finalidad brindar un punto de conexión para futuras centrales de generación en el sector Este de la ciudad de Panamá, a la vez que permitirá el tendido de un nuevo circuito de transmisión que aumente la capacidad de transmisión en sentido Este- Centro de Carga, reemplazando parte de línea Panamá II – Bayano, hasta el área de Chepo, el cual estará próximo a cumplir su tiempo de vida útil. De manera adicional, se brindará un punto de conexión para el desarrollo de la red de distribución del sector Este y mejorará la confiabilidad de suministro de esta zona.

La ampliación responde a un plan estratégico de la Secretaría Nacional de Energía de Panamá, para alcanzar zonas eléctricamente aisladas.



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPITULO 8 PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos identificados en el corto plazo, 2016 – 2019, son los que ya fueron aprobados en Planes de Expansión anteriores (PESIN 2015), muchos de los cuales se encuentran en ejecución o próximos a iniciar.

### 1. Línea Santa Rita – Panamá II 115 KV

Debido al aumento de la capacidad instalada en el área de Colón con las Centrales Térmicas Cativá (87 MW), El Giral (50 MW) y Termo Colón (150 MW), Kanan (92 MW) y Estrella de Mar (72 MW), es necesario reforzar el sistema de transmisión procedente desde la provincia de Colón, partiendo desde la Subestación de Santa Rita hasta la Subestación Panamá II.

En la actualidad el doble circuito Santa Rita – Cáceres (115-1A y 115-2A) operando a 115 KV, cuenta con dos tipos de conductores: Conductor 1200 ACAR en el tramo de Santa Rita hasta el cruce con el Río Chagres y conductor 636 ACSR en el tramo desde el Río Chagres hasta Subestación Cáceres. Las estructuras para el tramo Santa Rita-Chagres son torres para operar a nivel de 230 KV y las estructuras del tramo del Río Chagres a Cáceres son torres para operar a nivel de 115 KV.

El proyecto consiste en lo siguiente: Construcción de un doble circuito con conductor 636 ACSR con estructuras para operar a nivel de 115 KV en el tramo de Santa Rita hasta el cruce con el Río Chagres, en donde se continuará con el tramo existente desde Río Chagres hasta Cáceres (el cual ya está diseñado para operar en 115), completando así el doble

circuito Santa Rita – Cáceres en conductor 636 ACSR y en 115 KV. Por otra parte, se construirá un doble circuito con conductor 1200 ACAR y torres para operar en 230 KV, desde el Río Chagres hasta la Subestación Panamá II. Este doble circuito se unirá al tramo ya existente Santa Rita-Río Chagres (el cual ya se encuentra diseñado para operar en 230 KV con estructuras y conductor 1200 ACAR), completando de esta forma el doble circuito Santa Rita – Panamá II. Como se puede observar, el circuito Santa Rita – Panamá II, está diseñado para operar en 230 KV, pero se iniciará operando a nivel de 115 KV.

### LÍNEAS

Estado: en ejecución

Contrato: Línea: GG-021-2012 con la empresa Consorcio Energy Istmo.

Orden de Proceder: 26 de julio de 2012

Costo: B/. 15, 475, 820

Línea de 230 KV Santa Rita – Panamá II (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Panamá II) operada inicialmente en 115 KV.

Cantidad de circuitos: 2

Longitud: 27 Km.

Conductor: 1200 ACAR

Capacidad:

200 MVA (normal) 250 MVA (contingencia) operando a 115 KV

400 MVA (normal) 500 MVA (contingencia) operando a 230 KV.

Línea de 115 KV Santa Rita – Cáceres (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Santa Rita)

Cantidad de circuitos: 2

Longitud: 21 Km.

Conductor: 636 ACSR

Capacidad:

150 MVA (normal) 175 MVA  
 (contingencia)

## SUBESTACIONES

Estado: en ejecución

Contrato: Línea: GG-018-2012 con  
 Consorcio Argen Cobra S.A.

Orden de Proceder: 30 de julio de 2012

Costo: B/. 4,824,827

Ampliación de las Subestaciones Santa  
 Rita 115 KV y Panamá II 115 KV:

Subestación

Santa Rita: adición de dos naves de dos  
 interruptores de 115 KV.

Panamá II 115 KV: adición de dos  
 interruptores de 115 KV.

En estas subestaciones se requieren  
 todos los equipos y accesorios necesarios  
 para la correcta instalación y operación de  
 los nuevos interruptores.

## COSTOS

Línea:

Inicio de construcción: julio de 2012

Inicio de Operación: diciembre de 2016

**Tabla 8.1, Costos de línea 230KV**

| LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV                        |                     |
|---|---------------------|
| DOBLE CIRCUITO SANTA RITA - PANAMA II (DESDE CHAGRES) |                     |
| CONDUCTOR 1200 ACAR                                   |                     |
| MATERIALES  | \$ 4,652,930        |
| FUNDACIONES   | \$ 1,167,410        |
| DERECHO DE VÍA  | \$ 54,640           |
| MONTAJE   | \$ 1,228,950        |
| CONTINGENCIA  | \$ 710,390          |
| INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN                           | \$ 568,310          |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)                    | \$ 67,500           |
| DISEÑO  | \$ 213,120          |
| INSPECCIÓN  | \$ 213,120          |
| INDEMNIZACION   | \$ 405,000          |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)                    | \$ 426,240          |
| <b>TOTAL</b>  | <b>\$ 9,707,610</b> |

**Tabla 8.2, Costos de línea 115KV**

| LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV                        |                     |
|---|---------------------|
| DOBLE CIRCUITO SANTA RITA - PANAMA II (DESDE CHAGRES) |                     |
| CONDUCTOR 636 ACSR                                    |                     |
| MATERIALES  | \$ 2,852,070        |
| FUNDACIONES   | \$ 676,160          |
| DERECHO DE VÍA  | \$ 24,610           |
| MONTAJE   | \$ 601,560          |
| CONTINGENCIA  | \$ 415,440          |
| INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN                           | \$ 332,350          |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)                    | \$ 52,500           |
| DISEÑO  | \$ 124,630          |
| INSPECCIÓN  | \$ 124,630          |
| INDEMNIZACION   | \$ 315,000          |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)                    | \$ 249,260          |
| <b>TOTAL</b>  | <b>\$ 5,768,210</b> |

|                                      |                      |
|--------------------------------------|----------------------|
| <b>TOTAL EN LINEA DE TRANSMISIÓN</b> | <b>\$ 15,475,820</b> |
|--------------------------------------|----------------------|

Subestaciones:

Inicio de Construcción: julio de 2012

Inicio de Operación: diciembre de 2016

**Tabla 8.3, Costos Subestación STR**

| ADICIÓN S/E SANTA RITA 115KV       |                     |
|------------------------------------|---------------------|
| SUMINISTRO                         | \$ 1,659,581        |
| MONTAJE                            | \$ 164,587          |
| OBRAS CIVILES GENERALES            | \$ 510,825          |
| CONTINGENCIA                       | \$ 116,750          |
| DISEÑO                             | \$ 70,050           |
| INGENIERIA                         | \$ 93,400           |
| ADMINISTRACIÓN                     | \$ 93,400           |
| INSPECCIÓN                         | \$ 70,050           |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC) | \$ 140,100          |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) | \$ 4,436            |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>\$ 2,923,178</b> |

**Tabla 8.4, Costos Subestación Panamá**

| ADICIÓN S/E PANAMÁ 115KV           |                     |
|------------------------------------|---------------------|
| SUMINISTRO                         | \$ 1,268,283        |
| MONTAJE                            | \$ 107,136          |
| OBRAS CIVILES GENERALES            | \$ 143,590          |
| CONTINGENCIA                       | \$ 75,950           |
| DISEÑO                             | \$ 45,570           |
| INGENIERIA                         | \$ 60,760           |
| ADMINISTRACIÓN                     | \$ 60,760           |
| INSPECCIÓN                         | \$ 45,570           |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC) | \$ 91,141           |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) | \$ 2,886            |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>\$ 1,901,646</b> |

El total general del proyecto, sumando  
 líneas y adiciones a las Subestaciones  
 Santa Rita y Panamá II es:

|                           |                        |
|---------------------------|------------------------|
| <b>TOTAL DEL PROYECTO</b> | <b>\$20,300,645.38</b> |
|---------------------------|------------------------|

## 2. Adición e Instalación de Transformador T5 S/E Panamá

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá, es necesaria la adición de un cuarto transformador de iguales características al T3 existente, 230/115 KV, 210/280/350 MVA en esta subestación.

Esto implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores para la conexión del transformador, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

El contrato para el T5 de la Subestación Panamá, fue dividido en dos partes, una el suministro del transformador y la segunda, la conexión del mismo. El suministro fue mediante el contrato GG-036-2011 con la empresa CELMEC y la Orden de Proceder fue el 15 de septiembre de 2011. El mismo ya se encuentra en Panamá.

La ampliación de la Subestación Panamá (equipos para la conexión del T4) fue el contrato GG-017-2012 con la empresa Consorcio Electroistmo, S.A. La Orden de Proceder se dio el 17 de septiembre de 2012.

Estado: en ejecución

Contrato:

GG-036-2011 con la empresa CELMEC para el suministro del autotransformador GG-017-2012 con la empresa Consorcio Electroistmo, S.A. para los equipos de conexión

Orden de Proceder:

15 de septiembre de 2011 para CELMEC  
 17 de septiembre de 2012 para Consorcio Electroistmo, S.A.

Inicio del Proyecto: septiembre de 2011

Inicio de Operación: diciembre de 2016

**Tabla 8.5, Costos T5 S/E Panamá**

| INSTALACION TRANSFORMADOR T5 S/E PANAMÁ |                     |
|---|---------------------|
| SUMINISTRO                              | \$ 7,341,650        |
| MONTAJE                                 | \$ 298,939          |
| OBRAS CIVILES GENERALES                 | \$ 692,345          |
| CONTINGENCIA                            | \$ 416,647          |
| DISEÑO                                  | \$ 249,988          |
| INGENIERIA                              | \$ 333,317          |
| ADMINISTRACIÓN                          | \$ 333,317          |
| INSPECCIÓN                              | \$ 249,988          |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)      | \$ 499,976          |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)      | \$ 15,833           |
| <b>TOTAL</b>                            | <b>\$10,432,000</b> |

## 3. Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV Doble Circuito

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el área cercana a las Subestaciones Progreso y Boquerón III, con entrada en operación de las Centrales Hidroeléctricas Bajo de Mina y Baitún, además de los otros proyectos hidroeléctricos que se construyen en el área, tales como Burica y Bajo Frío, sumado a los proyectos hidroeléctricos de pequeña y mediana capacidad que se construyen en el área de Boquerón III, se adicionan aproximadamente 390 MW.

**Tabla 8.6, Generación Agregada**

| Central de Generación       | Capacidad (MW) |
|-----------------------------|----------------|
| Bajo de Mina                | 56             |
| Baitún                      | 88             |
| Bajo Frío                   | 56             |
| Burica                      | 50             |
| Proyectos hidro en Boquerón | 140            |
| <b>TOTAL</b>                | <b>390</b>     |

Debido a que la línea existente Mata de Nance – Boquerón II - Progreso es de circuito sencillo y solo tiene capacidad para 193 MVA, es necesario ampliar esta capacidad para poder transmitir la totalidad de estas nuevas centrales. Para esto se realizará un trabajo de cambiar la

línea existente por una nueva línea de doble circuito 230 KV, con conductor de alta temperatura 1026 Drake ACCC, utilizando la servidumbre de la línea existente. Uno de los circuitos será de Mata de Nance - Boquerón III – Progreso y el segundo circuito será circuito Mata de Nance – Progreso. También se cambiará la línea de S/E Progreso a la frontera por un circuito sencillo con las mismas características. Esta nueva línea tendrá capacidad mínima de 770 MVA por circuito en condiciones de operación normal y de 818 MVA por circuito en operación de emergencia o contingencia.

Estado: en ejecución

Inicio del Proyecto (orden de proceder): enero de 2016

Inicio de Operación: abril de 2018

**Tabla 8.7, Costos de línea 230KV**

| LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV          |                     |
|---|---------------------|
| MATA DE NANCE - BOQUERON III - PROGRESO |                     |
| PROGRESO - FRONTERA (MILES \$)          |                     |
| MATERIALES                              | \$ 11,332.38        |
| FUNDACIONES                             | \$ 2,842.39         |
| DERECHO DE VÍA                          | \$ 133.74           |
| MONTAJE                                 | \$ 2,996.09         |
| CONTINGENCIA                            | \$ 1,730.46         |
| INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN             | \$ 1,384.37         |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)      | \$ 159.25           |
| DISEÑO                                  | \$ 519.14           |
| INSPECCIÓN                              | \$ 519.14           |
| INDEMNIZACION                           | \$ 955.50           |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)      | \$ 1,038.28         |
| <b>TOTAL</b>                            | <b>\$ 23,610.73</b> |

**Tabla 8.8, Costos en Subestaciones**

| ADICIÓN S/E NATA DE NANCE Y PROGRESO |                     |
|--------------------------------------|---------------------|
| SUMINISTRO                           | \$ 2,776,399        |
| MONTAJE                              | \$ 916,212          |
| OBRAS CIVILES GENERALES              | \$ 555,280          |
| CONTINGENCIA                         | \$ 212,395          |
| DISEÑO                               | \$ 127,437          |
| INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN          | \$ 339,831          |
| INSPECCIÓN                           | \$ 127,437          |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)   | \$ 254,873          |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)   | \$ 8,071            |
| <b>TOTAL</b>                         | <b>\$ 5,317,935</b> |

El costo total de esta obra sería

|                           |                      |
|---------------------------|----------------------|
| <b>TOTAL DEL PROYECTO</b> | <b>\$ 28,928,661</b> |
|---------------------------|----------------------|

#### 4. Adición e Instalación de Transformador T3 S/E Panamá II

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá II, es necesario la adición de un tercer transformador de iguales características a los dos existentes, 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación.

Esto implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores para la conexión del transformador, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

Estado: en ejecución

Inicio del Proyecto: enero de 2014

Inicio de Operación: octubre de 2016

**Tabla 8.9, Costos T3 S/E Panamá II**

| ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMÁ II |                     |
|--|---------------------|
| SUMINISTRO                             | \$ 5,114,950        |
| MONTAJE                                | \$ 1,687,934        |
| OBRAS CIVILES GENERALES                | \$ 1,022,990        |
| CONTINGENCIA                           | \$ 391,294          |
| DISEÑO                                 | \$ 234,776          |
| INGENIERIA                             | \$ 313,035          |
| ADMINISTRACIÓN                         | \$ 313,035          |
| INSPECCIÓN                             | \$ 234,776          |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)     | \$ 469,552          |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)     | \$ 14,869           |
| <b>TOTAL</b>                           | <b>\$ 9,797,212</b> |

#### 5. Tercera Línea Veladero – Llano Sánchez – 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 2014 – 2016, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, se tendría un incremento de proyectos hidroeléctricos y solares de 489.77 MW, que sumado a los 1,172 MW existentes

daría un total de 1,661.77 MW de generación solar e hidro, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.

**Tabla 8.10, Incremento Hidro**

| Año          | Incremento de Capacidad Hidro (MW) en el Occidente del País |
|--------------|---|
| 2013         | 1,172 (existentes)  |
| 2014         | 169.47  |
| 2015         | 142.62  |
| 2016         | 177.68  |
| <b>Total</b> | <b>1661.77</b>  |

Debido a que las líneas de transmisión actuales que provienen del Occidente del país solo tienen capacidad para un total de 1,044 MW, es necesario aumentar la capacidad de transmisión de las mismas.

Para esto se está construyendo una nueva línea 230 KV de doble circuito con capacidad de transmisión de 500 MVA por circuito. Este proyecto comprende la construcción de las siguientes líneas de doble circuito de 230 KV: a) Veladero – Llano Sánchez, de 110 km, b) Llano

Sánchez – Chorrera, de 142 km. y c) Chorrera – Panamá, de 40 km, para un total aproximado de 292 km. Esta línea tendrá un conductor 1200 ACAR y se montarán los dos circuitos de la línea.

Para este proyecto además es necesario la ampliación de los patios de 230 KV de las Subestaciones Veladero (adición de dos naves de dos interruptores), Llano Sánchez (adición de dos naves de tres interruptores), Chorrera (adición de dos naves de tres interruptores) y Panamá (adición de dos interruptores), todas ellas con esquema de interruptor y medio. También se incluyen todos los equipos en las subestaciones para la correcta operación de la misma.

Estado del proyecto: en ejecución

Inicio de proyecto: enero de 2013

Inicio de Operación:

Tramo Veladero Llano Sánchez: septiembre de 2016

Tramo Llano Sánchez – Chorrera - Panamá: marzo 2017

**Tabla 8.11, Costos de 3era Línea**

| LÍNEA VEL-LSA-CHO-PAN 230KV        | LÍNEAS 230KV         | S/E VEL             | S/E LSA             | S/E CHO             | S/E PAN            | TOTAL                |
|------------------------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|----------------------|
| MATERIALES                         | \$ 60,096,258        | \$ 5,602,707        | \$ 7,298,713        | \$ 7,565,925        | \$ 3,427,572       | \$ 83,991,174        |
| FUNDACIONES                        | \$ 30,543,728        | \$ 1,168,609        | \$ 1,519,456        | \$ 2,683,591        | \$ 604,611         | \$ 36,519,994        |
| MONTAJE                            | \$ 46,767,389        | \$ 1,873,712        | \$ 1,410,501        | \$ 1,069,482        | \$ 781,686         | \$ 51,902,770        |
| <b>TOTAL COSTO BASE</b>            | <b>\$137,407,374</b> | <b>\$ 8,645,028</b> | <b>\$10,228,669</b> | <b>\$11,318,998</b> | <b>\$4,813,869</b> | <b>\$172,413,938</b> |
| INGENIERIA                         | \$ 21,228,800        | \$ 337,085          | \$ 397,563          | \$ 439,942          | \$ 187,104         | \$ 22,590,493        |
| ADMINISTRACIÓN                     | \$ 21,228,800        | \$ 2,343,177        | \$ 2,763,570        | \$ 3,058,154        | \$ 1,300,606       | \$ 30,694,308        |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) | \$ 491,130           | \$ 30,995           | \$ 36,555           | \$ 40,452           | \$ 17,203          | \$ 616,335           |
| INDEMNIZACION                      | \$ 7,490,000         | \$ -                | \$ -                | \$ -                | \$ -               | \$ 7,490,000         |
| <b>TOTAL DE COSTO INDIRECTO</b>    | <b>\$ 50,438,730</b> | <b>\$ 2,711,257</b> | <b>\$ 3,197,687</b> | <b>\$ 3,538,549</b> | <b>\$1,504,913</b> | <b>\$ 61,391,136</b> |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>\$187,846,104</b> | <b>\$11,356,285</b> | <b>\$13,426,356</b> | <b>\$14,857,547</b> | <b>\$6,318,783</b> | <b>\$233,805,074</b> |
| FINANCIAMIENTO                     | \$ 31,399,931        | \$ 1,975,536        | \$ 2,337,426        | \$ 2,586,584        | \$ 1,100,051       | \$ 39,399,528        |
| <b>GRAN TOTAL</b>                  | <b>\$219,246,035</b> | <b>\$13,331,821</b> | <b>\$15,763,783</b> | <b>\$17,444,131</b> | <b>\$7,418,834</b> | <b>\$273,204,602</b> |

## 6. SVC Panamá II

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos a incorporarse al sistema en los próximos años (2015 – 2018) y la posible entrada

en operación del proyecto Changuinola II con 223 MW en el 2020, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área de la ciudad de Panamá, Subestaciones Panamá II, para así cumplir con los niveles de tensión

establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad dinámica). Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC con capacidad de +120/-30 MVAR en la barra de 230 KV de la S/E Panamá II, para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas.

Estado del proyecto: adjudicado  
 Inicio del Proyecto: enero de 2013  
 Inicio de Operación: julio de 2018

El costo estimado de este equipo es el siguiente:

**Tabla 8.12, Costos de SVC Panamá II**

| SVC PANAMÁ II 230 KV               |                     |
|------------------------------------|---------------------|
| SUMINISTRO                         | \$ 12,827,999       |
| MONTAJE                            | \$ 2,664,999        |
| OBRAS CIVILES GENERALES            | \$ 1,529,999        |
| CONTINGENCIA                       | \$ 851,150          |
| DISEÑO                             | \$ 510,690          |
| INGENIERIA                         | \$ 680,920          |
| ADMINISTRACIÓN                     | \$ 680,920          |
| INSPECCIÓN                         | \$ 851,150          |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC) | \$ 1,021,380        |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) | \$ 32,344           |
| ESTUDIO                            |                     |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>\$21,651,550</b> |

## 7. SVC Llano Sánchez

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos a incorporarse al sistema en los próximos años (2014 – 2017) y la posible entrada en operación del proyecto Changuinola II con 214 MW en el 2020, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área central de la red de transmisión. Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC, con capacidad de +120/-30 MVAR para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad

del sistema ante fallas. Se ha determinado la Subestación Llano Sánchez 230 KV como el sitio ideal para instalar este SVC, ya que se encuentra en el troncal central del sistema y tiene la disponibilidad de espacio físico en la subestación para la instalación. Con este equipo se cumplirá con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad dinámica).

Estado del proyecto: adjudicado  
 Inicio del Proyecto: enero de 2013  
 Inicio de Operación: julio de 2018

El costo estimado de este equipo es el siguiente:

**Tabla 8.12, Costos de SVC Llano Sánchez**

| SVC LLANO SANCHEZ 230 KV           |                     |
|------------------------------------|---------------------|
| SUMINISTRO                         | \$ 13,173,999       |
| MONTAJE                            | \$ 2,721,999        |
| OBRAS CIVILES GENERALES            | \$ 1,952,999        |
| CONTINGENCIA                       | \$ 892,450          |
| DISEÑO                             | \$ 535,470          |
| INGENIERIA                         | \$ 713,960          |
| ADMINISTRACIÓN                     | \$ 713,960          |
| INSPECCIÓN                         | \$ 892,450          |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC) | \$ 1,070,940        |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) | \$ 33,913           |
| ESTUDIO                            |                     |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>\$22,702,139</b> |

## 8. Bancos de Capacitores

Con el objetivo de aportar la potencia reactiva necesaria por el sistema para cumplir con un despacho de generación cumpliendo con el Orden de Mérito de las unidades generadoras, es necesario la adición de bancos de capacitores en distintas subestaciones del sistema. En los análisis realizados se ha detectado la necesidad de los siguientes bancos de capacitores:

S/E Chorrera 230 KV: 90 MVAR (3 x 30 MVAR), esta compensación forma parte de los SVC.

S/E Panamá II 230 KV: adición de 60 MVAR (2 x 30 MVAR), esta compensación forma parte de los SVC.

S/E Veladero 230 KV: 90 MVAR (3 x 30 MVAR)

S/E San Bartolo 230 KV: 60 MVAR (2 x 30 MVAR)

S/E Llano Sánchez 230 KV: adición de 30 MVAR

Inicio de Construcción: agosto de 2014

Inicio de Operación:

Capacitores de Chorrera y Panamá II: abril de 2017

Capacitores de Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez: agosto de 2018

Costo estimado; B/. 46,627,946

**Tabla 8.12, Costos Capacitores**

| BANCOS DE CAPACITORES 230 KV       | PANAMA II          | CHORRERA            | VELADERO            |
|------------------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|
|                                    | 60MVAR             | 90MVAR              | 90MVAR              |
| SUMINISTRO                         | \$ 3,739,604       | \$ 6,450,397        | \$ 7,193,104        |
| MONTAJE                            | \$ 919,943         | \$ 1,586,798        | \$ 1,769,503        |
| OBRAS CIVILES GENERALES            | \$ 699,306         | \$ 1,206,224        | \$ 1,345,110        |
| CONTINGENCIA                       | \$ 535,885         | \$ 924,342          | \$ 309,772          |
| DISEÑO                             | \$ 160,766         | \$ 277,303          | \$ 309,232          |
| INGENIERIA                         | \$ 214,354         | \$ 369,737          | \$ 412,309          |
| ADMINISTRACIÓN                     | \$ 214,354         | \$ 369,737          | \$ 412,309          |
| INSPECCIÓN                         | \$ 267,943         | \$ 462,171          | \$ 515,386          |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC) | \$ 85,742          | \$ 147,895          | \$ 164,923          |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) | \$ 10,182          | \$ 17,562           | \$ 19,585           |
| TERRENOS                           | \$ -               | \$ 120,000          | \$ -                |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>\$6,848,078</b> | <b>\$11,932,166</b> | <b>\$12,451,232</b> |

**Tabla 8.13, Continuación Costos Capacitores**

| BANCOS DE CAPACITORES 230 KV       | SAN BARTOLO          | LLANO SANCHEZ       | TOTAL                |
|------------------------------------|----------------------|---------------------|----------------------|
|                                    | 60MVAR               | 30MVAR              |                      |
| SUMINISTRO                         | \$ 6,129,529         | \$ 1,884,463        | \$ 25,397,096        |
| MONTAJE                            | \$ 1,507,864         | \$ 463,578          | \$ 6,247,685         |
| OBRAS CIVILES GENERALES            | \$ 1,146,222         | \$ 352,395          | \$ 4,749,257         |
| CONTINGENCIA                       | \$ 878,362           | \$ 270,044          | \$ 3,639,405         |
| DISEÑO                             | \$ 263,508           | \$ 81,013           | \$ 1,091,822         |
| INGENIERIA                         | \$ 351,345           | \$ 108,017          | \$ 1,455,762         |
| ADMINISTRACIÓN                     | \$ 351,345           | \$ 108,017          | \$ 1,455,762         |
| INSPECCIÓN                         | \$ 439,181           | \$ 135,022          | \$ 1,819,703         |
| INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC) | \$ 140,538           | \$ 43,207           | \$ 582,305           |
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) | \$ 16,689            | \$ 5,131            | \$ 69,149            |
| TERRENOS                           | \$ -                 | \$ -                | \$ 120,000           |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>\$ 11,224,583</b> | <b>\$ 3,450,887</b> | <b>\$ 46,627,946</b> |

## 9. Reactores

Con el objetivo de absorber potencia reactiva en condiciones de demanda mínima, cumpliendo con un despacho de

generación con el Orden de Mérito de las unidades generadoras, es necesario la adición de bancos de reactores en distintas subestaciones del sistema. En los análisis realizados se ha detectado la necesidad de los siguientes bancos de reactores:

S/E Changuinola 230 KV: 40 MVAR (2 x 20 MVAR)

S/E Guasquitas 230 KV: 20 MVAR

Estado: por licitarse

Inicio de Proyecto: agosto de 2014

Inicio de Operación: septiembre de 2018

Costo estimado; B/. 30,802,237

**Tabla 8.14, Costos Reactores**

|                | Changuinola 230 KV   | Guasquitas 230 KV    |
|----------------|----------------------|----------------------|
|                | 40 MVAR              | 20 MVAR              |
| Suministro     | \$ 9,247,331         | \$ 6,181,573         |
| Montaje        | \$ 2,274,844         | \$ 2,274,844         |
| Obras Civiles  | \$ 1,729,251         | \$ 1,729,251         |
| Contingencias  | \$ 1,325,143         | \$ 1,325,143         |
| Diseño         | \$ 397,543           | \$ 397,543           |
| Ingeniería     | \$ 530,057           | \$ 530,057           |
| Administración | \$ 530,057           | \$ 530,057           |
| Inspección     | \$ 662,571           | \$ 662,571           |
| IDC            | \$ 212,023           | \$ 212,023           |
| EIA            | \$ 25,178            | \$ 25,178            |
| Terrenos       | \$ -                 | \$ -                 |
| <b>TOTAL</b>   | <b>\$ 16,933,997</b> | <b>\$ 13,868,240</b> |

El atraso en la entrada en operación de estos proyectos, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2015, es debido a que estos reactores se licitarán conjuntamente con los capacitores de las Subestaciones Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez, así que esta es la nueva fecha estimada.

## 10. Aumento de Capacidad LT 1 Línea de 230 KV Mata de Nance-Veladero

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos en el Occidente del país, y para cumplir con el Orden de Mérito de las unidades generadoras, los análisis

demuestran que la línea existente Mata de Nance – Veladero, con capacidad de 247 MVA por circuito se sobrecarga para condiciones de demanda máxima de época de invierno. Debido a lo anterior, es debido aumentar la capacidad de la misma, cambiando el conductor a uno de alta temperatura de operación, 714 Dove ACCC con capacidad de por lo menos 608 MVA por circuito.

Estado: por licitarse  
Inicio del Proyecto: enero de 2017  
Inicio de Operación: febrero de 2019

Costo estimado; B/. 8,817,000

#### **11. Aumento de Capacidad de la LT 2 Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero**

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el Occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2014 – 2016, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se tendría un incremento de proyectos hidro y solares de 489.77 MW, que sumado a los 1,172 MW existentes daría un total de 1,661.77 MW de generación solar e hidro, 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 de Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones. Para el año 2016, se tiene contemplado la construcción de la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea Guasquitas – Veladero. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 350 MVA por circuito en condiciones de operación normal, solo será necesario realizar movimientos de

tierra en sitios puntuales, cambio de herrajes o aisladores y de ser necesario, torres adicionales, para lograr aumentar la altura de los conductores a tierra, permitiendo así el aumento de capacidad deseado. Se ha estimado que el costo total para aumentar la capacidad de esta línea, con longitud de 84.5 km será de aproximadamente B/. 1,500,000.

Estado: por licitarse  
Inicio de Construcción: enero de 2017  
Inicio de Operación: marzo de 2018

Costo estimado; B/. 1,500,000

#### **12. Línea a Darién: Panamá II – Chepo – Metetí 230 KV**

La Secretaría Nacional de Energía en la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014”, estableció que “Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo (no más de cuatro años), en especial para la provincia de Darién, a través de una línea de transmisión entre la Subestación Panamá 2 y Metetí de Darién. Debe incluirse un ramal a su cabecera La Palma.” De acuerdo a lo establecido por ENSA, su centro de carga en la provincia de Darién es en la población de Metetí, por lo que esta nueva línea llegará hasta esa ubicación.

Debido a la necesidad de reforzar el sistema de transmisión al Este de la ciudad de Panamá a causa de proyectos de generación, sobre todo de tecnología solar y eólica, además del requerimiento de reemplazar la antigua línea Panamá II – Bayano y la necesidad de brindar nuevos puntos de conexión a futuras centrales de generación y a la empresa distribuidora ENSA para el desarrollo de la red de distribución, se presenta el proyecto de integración de la provincia de

Darién por medio de la nueva Línea de Transmisión Panamá II – Chepo – Metetí.

Se trata de una nueva línea de transmisión de 42 km aproximadamente de longitud desde Subestación Panamá II, hasta la futura Subestación Chepo 230 kV, en doble circuito con conductor de alta temperatura 714 Dove ACCC, con capacidad de más de 608 MVA por circuito. A partir de Chepo se interconectará Darién por medio de un circuito sencillo de 170 km de longitud aproximada de circuito sencillo con conductor de alta temperatura 714 Dove ACCC y con capacidad de 608 MVA, hasta finalizar en la futura Subestación de Metetí 230 kV.

La futura Subestación Chepo tiene como finalidad brindar un punto de conexión para futuras centrales de generación en el sector este de la ciudad de Panamá, a la vez que permitirá el tendido de un nuevo circuito de transmisión que aumente la capacidad de transmisión hacia el Centro de Carga de la ciudad de Panamá, reemplazando parte de línea Panamá II – Bayano, hasta el área de Chepo, el cual estará próximo a cumplir su tiempo de vida útil. De manera adicional, se brindará un punto de conexión para el desarrollo de la red de distribución del sector Este y mejorará la confiabilidad de suministro de esta zona.

Para viabilizar el proyecto es requerida la construcción de las nuevas Subestaciones Chepo y Metetí en 230 kV y el tendido de la nueva línea de transmisión en 230 kV, en doble terna hasta Chepo y en circuito sencillo desde Chepo hasta Metetí.

Estado el proyecto: por licitarse  
 Inicio de proyecto: enero de 2016  
 Inicio de Operación: septiembre de 2019

Costo Estimado: B/. 93, 471, 000

### 13. Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Cáceres de 115 KV ya que para el año 2019, se presentan sobrecargas en las líneas entre estas subestaciones, bajo ciertas condiciones de generación. 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 1 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de un interruptor de 115 KV. Para la ejecución de este proyecto se deberá coordinar con ENSA la infraestructura, ya que se ha presentado en los planes del distribuidor un respaldo desde S/E Cáceres a Santa María en 115 kV.

#### COSTOS

Inicio del Proyecto: enero de 2016

Inicio de Operación: febrero de 2019

**Tabla 8.15, Costos de Línea (Miles \$)**

| <b>LINEA SUBT. PANAMÁ - CÁCERES 115 KV</b> |                   |
|--|-------------------|
| Suministro                                 | \$ 923.3          |
| Montaje                                    | \$ 200.0          |
| Obra civil                                 | \$ 1,210.0        |
| Contingencias                              | \$ 133.3          |
| Ingeniería y Administración                | \$ 106.7          |
| Inspección                                 | \$ 66.7           |
| IDC  | \$ 80.0           |
| Diseño                                     | \$ 40.0           |
| EIA  | \$ 13.3           |
| <b>COSTO TOTAL</b>                         | <b>\$ 2,773.3</b> |

**Tabla 8.16, Costos en Subestaciones**

| <b>ADICIÓN S/E PANAMÁ y CÁCERES 115 KV</b> |                       |
|--|-----------------------|
| Suministro                                 | \$ 1,249,500.0        |
| Montaje                                    | \$ 187,425.0          |
| Obras Civiles Generales                    | \$ 312,375.0          |
| Contingencias                              | \$ 87,465.0           |
| Diseño                                     | \$ 52,479.0           |
| Ingeniería                                 | \$ 69,972.0           |
| Administración                             | \$ 69,972.0           |
| Inspección                                 | \$ 52,479.0           |
| IDC  | \$ 104,958.0          |
| EIA  | \$ 3,324.0            |
| Terrenos                                   | \$ -                  |
| <b>COSTO TOTAL</b>                         | <b>\$ 2,189,949.0</b> |

Costo total estimado: B/. 4.96 Millones.

#### **14. 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, es 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 debe dar 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. La adición de este transformador incluye la ampliación de los patios de 230, 115 y 34.5 KV, para la debida conexión del mismo.

Fecha de entrada en operación: octubre de 2018

Costo Estimado: B/. 6,514,000

## CAPITULO 9 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

### DIAGNOSTICO DE LA RED DE LARGO PLAZO

Del resultado de los escenarios de despacho representados en los de flujo de potencia se realizó un diagnóstico de la generación prevista para el largo plazo, e identificando las variantes respecto de lo que corresponde al último año del análisis de corto plazo. Los resultados se muestran por zona en cuanto a la generación despachada, y la evolución por año y por estación (en época lluviosa o seca).

El primer contraste se observa entre el período de seca respecto del lluvioso, donde en al menos el año 2019 se

destaca el incremento de generación hidráulica en la zona de occidente, que prácticamente duplica el escenario de lluvioso al de seca.

Adicionalmente, ya se observa en época lluviosa del año 2019 (Figura 9.2), el resultado de un despacho de generación en el occidente en el que es necesario transferir al menos 1537 MW, dado el bajo costo operativo que resulta para el sistema contar con la generación hidráulica de la zona. Por el contrario, es de notar el gran aporte de la generación térmica de oriente en el escenario de seca (Figura 9.1) para abastecer la demanda ubicada en oriente del sistema.

Figura 9.1, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Sec-2019

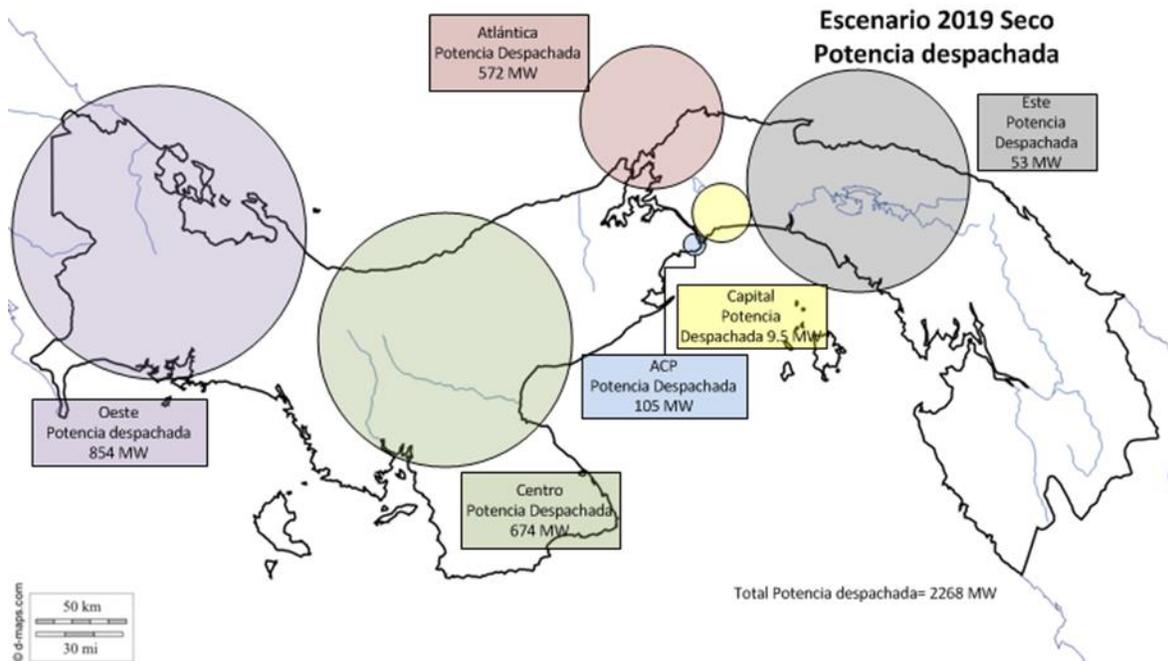
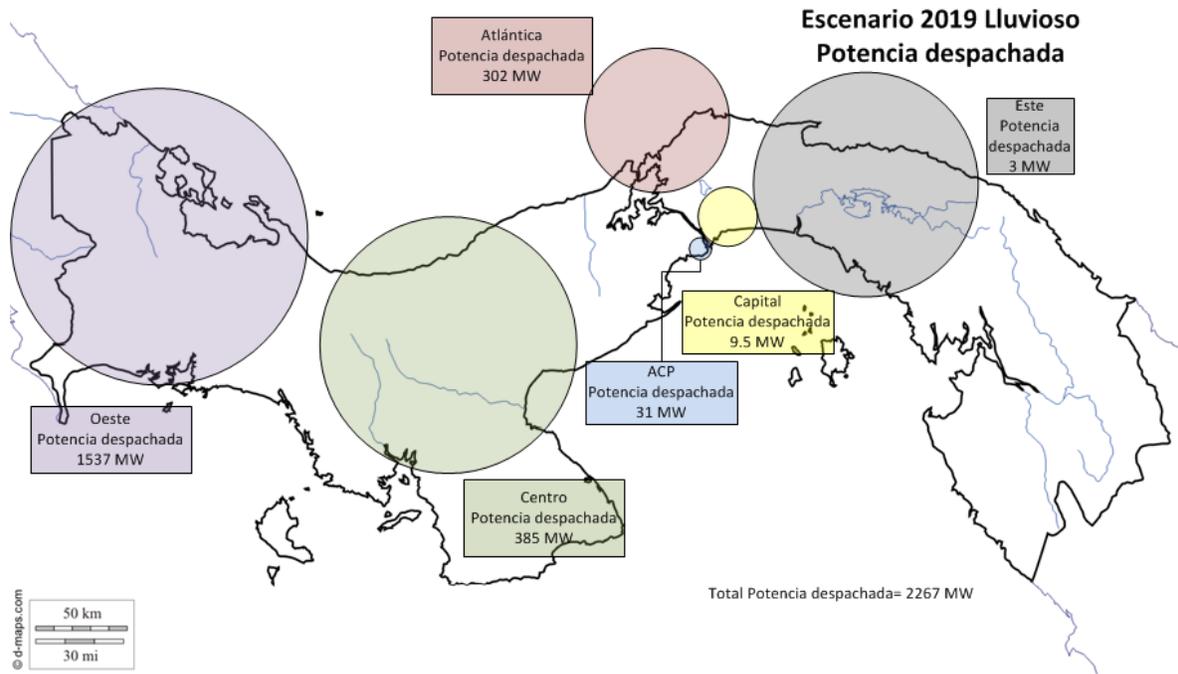
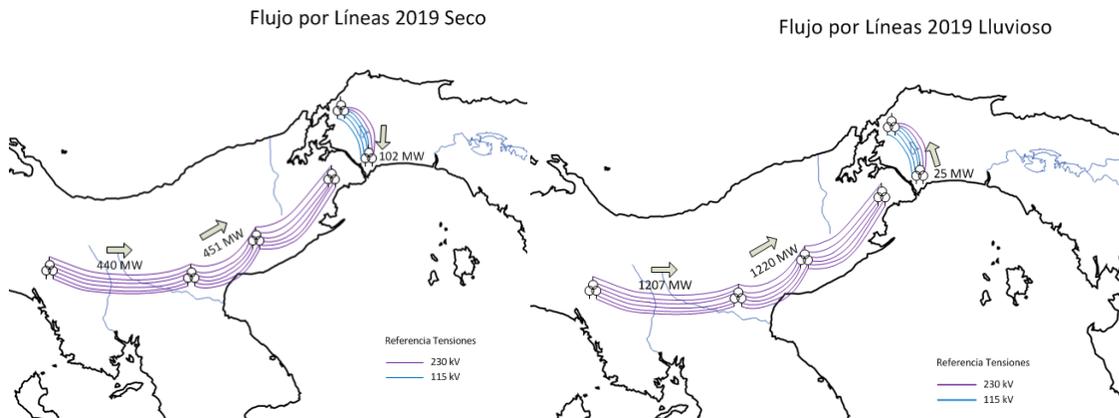


Figura 9.2, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Lluv-2019



Estos valores se observan en el resultado de las líneas de transmisión en la Figura 9.3 para el escenario de máxima demanda en el período de seca y lluvioso.

Figura 9.3 Transferencia por el sistema de transmisión en el año 2019



Similares resultados se observan en el año 2020, como era de esperarse, que se ve incrementada la generación en el occidente debido a la incorporación de nueva generación principalmente

hidráulica en el escenario de lluvioso (Figura 9.5), y por otro lado es de notar la importancia en el escenario de seca (Figura 9.4) la generación en la zona de Colón, norte de la ciudad de Panamá

Figura 9.4, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Sec-2020

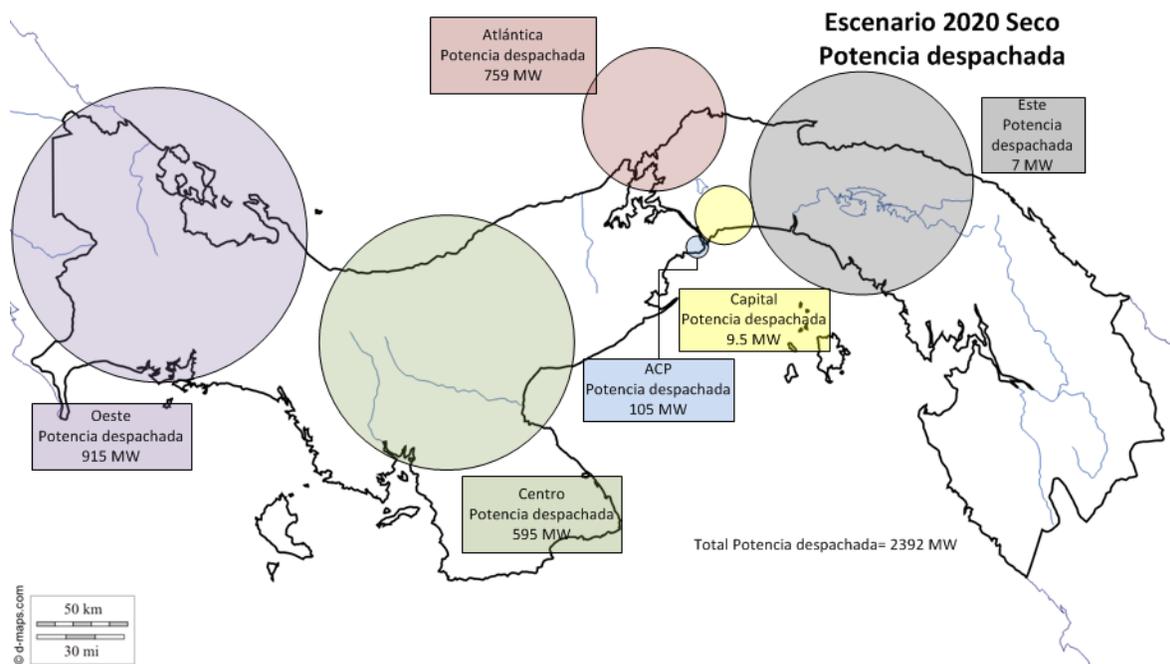
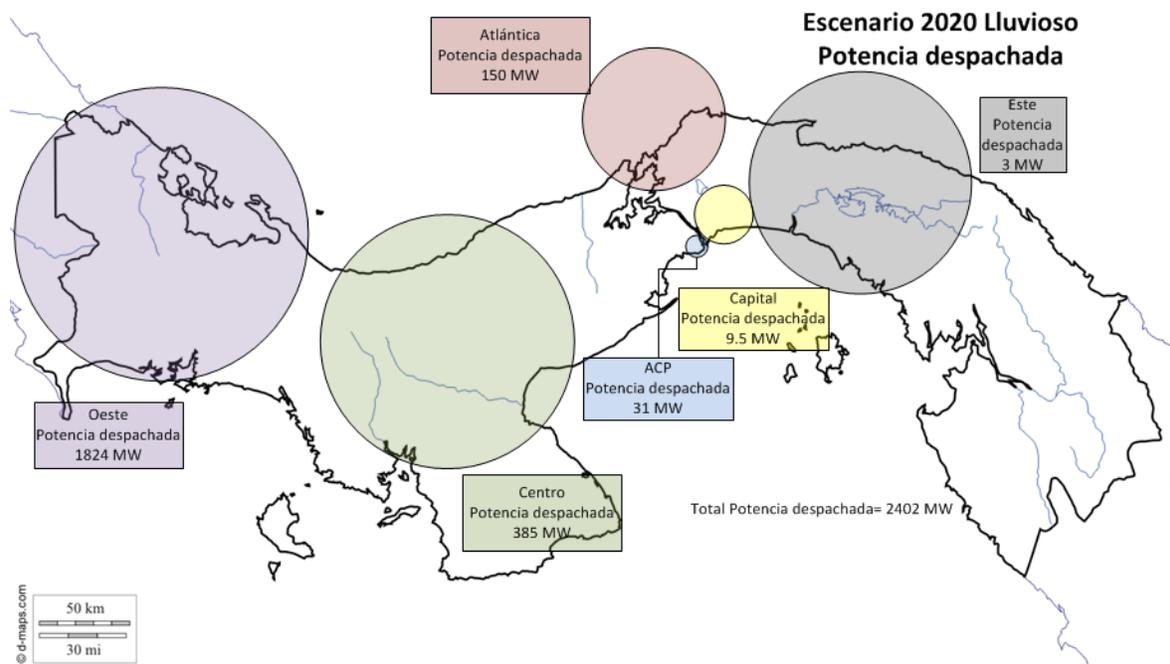


Figura 9.5, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Lluv-2020



Si se analiza el año 2023, se aprecia un notable incremento de generación despachada (económica, tipo ciclos combinados) en la zona de Colón (Figura 9.6 y Figura 9.7), respecto del año 2020. Esto se observa no solamente en el

escenario de seca, sino también en el escenario lluvioso. Dado que no hay nuevas incorporaciones importantes en el occidente no se generan incrementos en el año 2023 por sobre el año 2020.

Figura 9.6, Incremento de Generación despachada por zona, Máx-Sec-2023 (respecto del 2020)

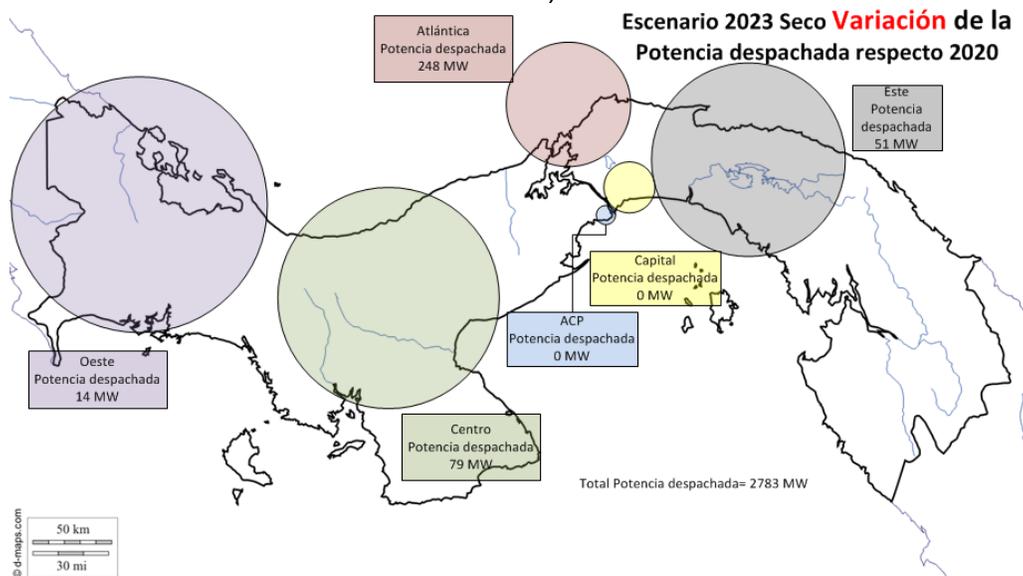
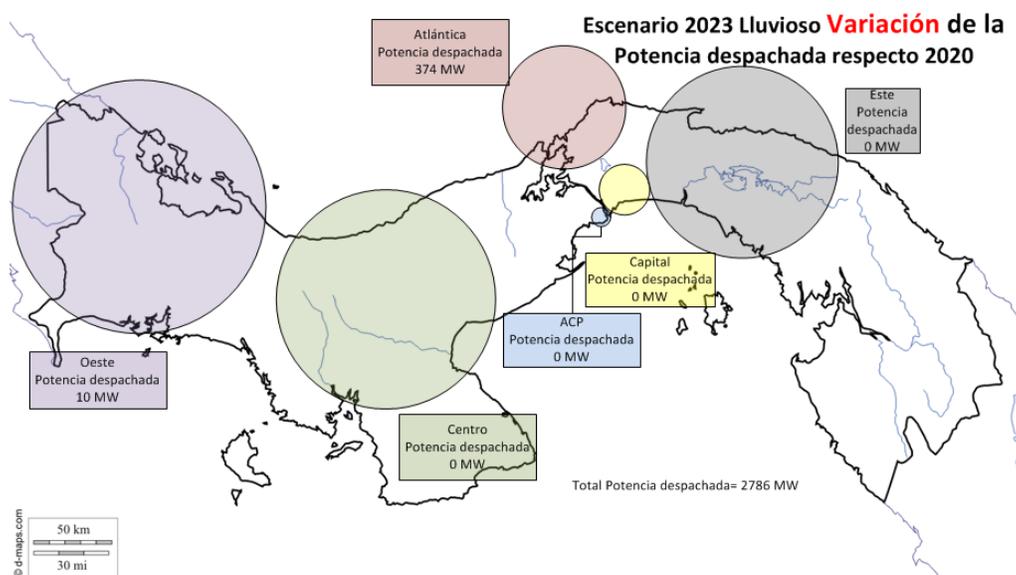


Figura 9.7, Incremento de Generación despachada por zona, Máx-Lluv-2023 (respecto del 2020)



Finalmente, para el año 2026 se observa como resultado último una destacada incorporación de Figura y Figura 9.9). Destacando que no hay nueva generación en el occidente y todas las incorporaciones están

generación térmica de bajo costo que determina la generación despachada por zona (Figura 9.8 vinculadas a combustibles fósiles en el oriente, inclusive en el escenario lluvioso.

Figura 9.8, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Sec-2026

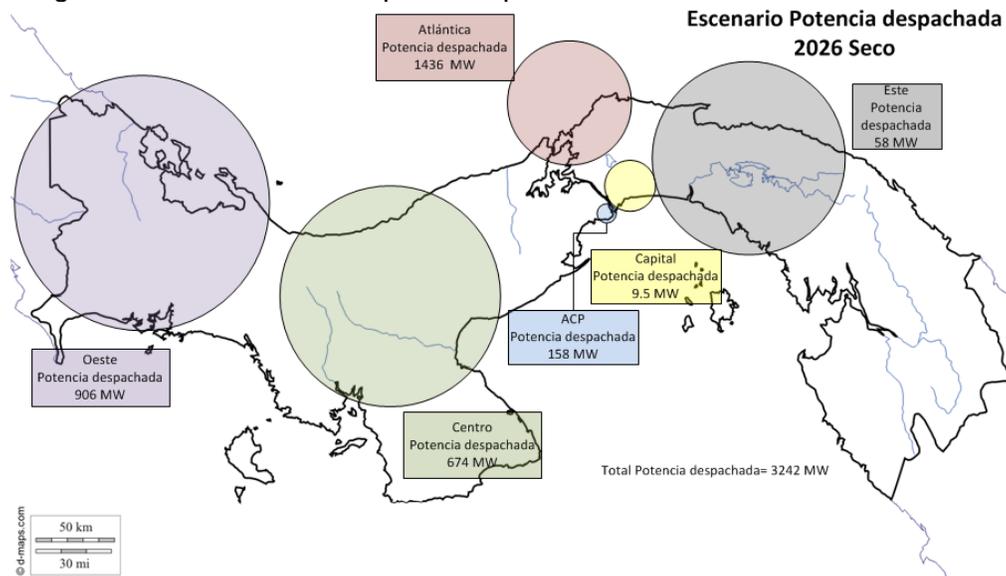
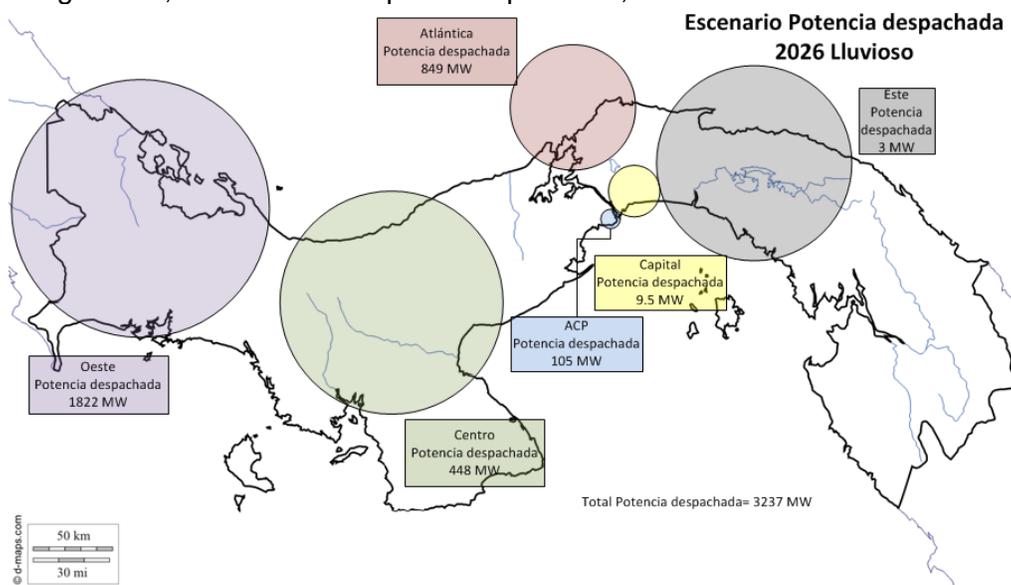


Figura 9.9, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Lluv-2026



Concluyendo, todas las incorporaciones que impactan sobre el resultado del despacho económico de generación proponen un camino de crecimiento para

el sistema de transmisión, con el sentido de poder abastecer la demanda a mínimo costo y dar accesibilidad a los agentes. En este sentido, a continuación, se

presentarán alternativas para desarrollar el plan de transmisión que permitan cumplir con las premisas y criterios definidos en el marco del Reglamento de Transmisión.

Cabe recordar que los resultados obtenidos corresponden a un escenario de cero transferencias con la región, por lo que a estos resultados es necesario incorporar aquellas importaciones /exportaciones asociadas a compromisos internacionales. De la experiencia parece no ser un inconveniente el compromiso de exportar en relación a la capacidad del sistema de transmisión, aunque sí en el caso de incorporar 300 MW adicionales de importación, que deberían sumarse a los resultados de anteriores, de transferencia de occidente a oriente.

## **ANÁLISIS Y RESULTADOS DE LAS ALTERNATIVAS**

Como producto del diagnóstico se marcaron varias alternativas a desarrollar en el largo plazo para la evaluación técnica (estudios eléctricos). Las alternativas tienen premisas diferentes en cuanto a la naturaleza de cómo se desarrolla el sistema de transmisión en Panamá.

### **Desarrollo en 500 kV, o similar:**

- Alternativa 1 A, corresponde desarrollar el sistema en 500 kV, doble circuito, con sus ampliaciones complementarias.
- Alternativa 1 B, consiste en desarrollar el sistema con los dos circuitos del sistema de 500 kV, operándolo inicialmente en 230 kV. Es importante verificar en qué momento dentro del período 2020 al 2026 se hace necesario pasar a operar los circuitos en 500 kV, con

las ampliaciones que correspondan.

### **Desarrollo en 230 kV:**

- Alternativa 2 A, consiste en desarrollar el sistema en 230 kV, teniendo en cuenta que las ampliaciones del corredor central (Línea 1 y 2) tienen similares características a las propuestas desarrolladas en versiones anteriores del PEST, y además, incluir ampliaciones complementarias en 230 kV que sean necesarias.
- Alternativa 2 B, consiste en continuar desarrollando el sistema de 230 kV, teniendo como premisa ingresar un doble circuito entre las ET Chiriquí Grande y Panamá 3, y luego las ampliaciones requeridas complementarias.

Para determinar el grupo de ampliaciones de cada alternativa, además de los requerimientos mínimos de desempeño, se tuvo en cuenta:

- Verificar la efectividad y necesidad de la ampliación propuesta o candidatas de expansión.
- Grado de necesidad de las mismas, se prevé identificar entre aquellas que resultan de máxima prioridad de aquellas que pueden diferirse en los plazos de ejecución.
- Período en que es necesario que sean incorporadas.
- Análisis de posibles alternativas y de ampliaciones complementarias consistentes con los requerimientos de abastecimiento del sistema, en caso que sea necesario reconsiderar ampliaciones originales.

Para el análisis, en primera instancia, se evaluó el desempeño de los proyectos candidatos con simulaciones de flujo estáticas para verificar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo (CCSD), para la condición N y N-1. Para cada una de las alternativas se realizó una evaluación del desempeño del sistema frente a situaciones de operación extremas y la contribución efectiva que realizan las ampliaciones para el abastecimiento de la demanda, funcionamiento del mercado, y compromisos internacionales.

Las alternativas de largo plazo fueron evaluadas considerando aquellas obras que están en ejecución o próximas a ejecutarse en lo inmediato, y aquel grupo de ampliaciones que fueron determinadas en el estudio de corto plazo.

En el Anexo III-2 se realiza un diagnóstico general del sistema con el desarrollo de las alternativas fundamentales, en términos de ser las primeras alternativas concebidas. Mientras que en Anexo II se presenta el análisis de cada una de las ampliaciones, enmarcadas en el desarrollo de las alternativas que definen el Plan de Expansión de Transmisión.

En el próximo apartado, se describen las ampliaciones necesarias para desarrollar las alternativas expansión que cumplen con los requerimientos de desempeño del sistema y el resultado de los principales aspectos que implica desarrollar cada una de ellas. Para ello, se verifica que las ampliaciones propuestas responden a los requerimientos del sistema y que las mismas son el resultado a una necesidad operativa (red completa) o de seguridad para cumplir con el criterio N-1 (red incompleta).

## **CASO OPTIMISTA Y DE TRANSFERENCIA CON LA REGIÓN**

Este caso tiene como destacado la incorporación de la Planta Carbonera (Fluidized bed combustión, FBC, 2x 165 MW), año 2024, en el occidente del sistema y que implica diferencias en cuanto a los requerimientos del sistema de transmisión, cantidad y capacidad de las ampliaciones, del Caso Conservador (próximo apartado).

Cabe mencionar que solo es posible analizar este caso desde el año 2023 en adelante, período en que es posible disminuir 300 MW de generación en oriente, y considerado como escenario de mayor impacto en el sistema. Esto resulta factible también en el período de seco, aunque sobre estos escenarios no se tiene la generación hidráulica del occidente y por ello es posible incrementar los niveles de transferencias ya que hay capacidad ociosa en los corredores de occidente a oriente.

En lo que se refiere al nivel de importación de 300 MW, solo es posible analizar este caso desde el año 2026 en adelante, período que es posible disminuir 630 MW de generación en oriente.

En el Anexo III-2 se presenta un diagnóstico de los principales aspectos a desarrollar desde el comienzo del período 2020 al 2026, donde se describen los inconvenientes que presenta la red para ser operada en condiciones N-1, ya sea por sobrecarga y de control de tensión, y la necesidad de incorporar ampliaciones para cumplir estos requerimientos. Inicialmente, en el Anexo se desarrollan las dos posibles alternativas que permiten resolver las condiciones operativas inadmisibles en el año 2020, una de ellas con la premisa a desarrollar en el sistema en 500 kV y otra en 230 kV.

No obstante, sobre cada una de ellas, y a continuación, se describe el número de ampliaciones que es necesario incorporar a cada plan, que permite cumplir durante todo el período los criterios de operación y seguridad. En el Anexo III-2 se analiza cada una de las ampliaciones.

Los siguientes resultados presentan para el año 2020 y 2026 los planes posibles a desarrollar y que cumplen la factibilidad técnica. Los escenarios analizados consideran todos los elementos del plan de expansión de generación, los aspectos operativos y el resultado de los requerimientos del sistema de transmisión que permiten incrementos de generación desde el occidente. Estos requerimientos definen las ampliaciones necesarias en caso de considerarse las premisas de este apartado (planta de carbón y transferencia regional).

En cada alternativa se separa las ampliaciones que hay que incorporar al plan base para cumplir en el escenario hipotético de alcanzar la transferencia en el 2026 de 300 MW de importación desde Centroamérica.

### Resultado de la Alternativa 1<sup>a</sup>

**Tabla 9.1, Proyectos Sugeridos Alt. 1a**

| Ingreso | Plan  |
|---------|---|
| Jan-20  | DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1            |
| Jul-20  | DT 500 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1 y CKT2 |
| Jan-25  | DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2            |

| Ingreso | Incrementos al 2026                          |
|---------|--|
| Jul-26  | Cable Subterráneo 230 kV PANAMA-PANAMA3 CKT3 |
| Jul-26  | SVC 250 MVar EN PANAMÁ 3                     |
| Jul-26  | SVC 50 MVar EN CHIRIQUÍ GRANDE               |

El ingreso de nueva generación tipo hidroeléctrica, eólica y solar en el occidente del país, para el período que comprende del 2020 al 2026 de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, determina la necesidad de incorporar nueva capacidad del sistema de transmisión asociado a los vínculos entre occidente y oriente.

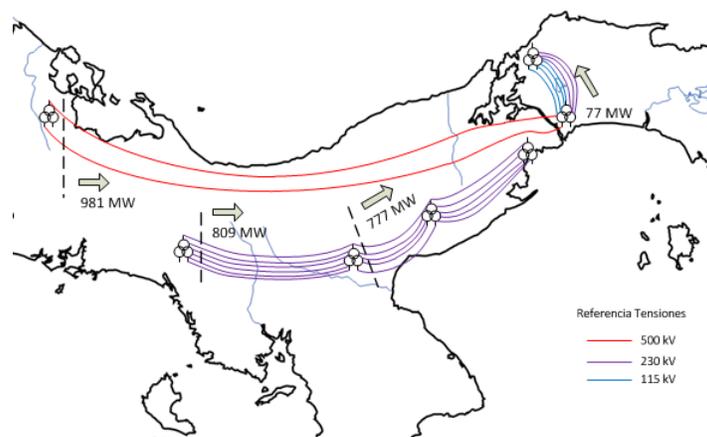
Para acompañar este crecimiento de la generación se propone el ingreso de dos circuitos en 500 kV entre Chiriquí Grande y Panamá 3, de capacidad aproximada de 1,280 MVA por circuito en condiciones normales de operación. El proyecto se complementa con los siguientes refuerzos:

6 transformadores elevadores 500/230 kV, 3 por cada nueva subestación, reactores de línea y SVC Panamá 3 (+150/-30 MVar). De no incrementarse la capacidad de transmisión se generaría incumplimiento del criterio N-1 y la tensiones al límite de los valores admisibles, además de grandes pérdidas de potencia activa.

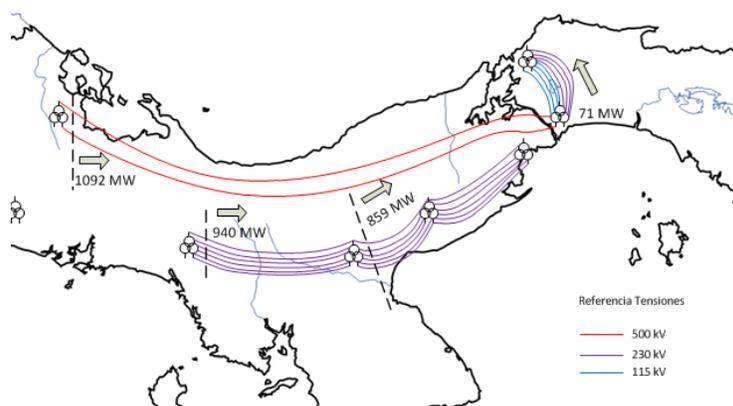
Esta alternativa genera las siguientes transferencias por los principales corredores en los escenarios de máxima demanda en período lluvioso y año 2023 y 2026:

Figura 9.10, Resultados del plan en la Alternativa 1A, lluvioso 2023 y 2026.

Flujo por Líneas 2023 Lluvioso



Flujo por Líneas 2026 Lluvioso  
 Con 330 MW de Planta de Carbón+300 MW Importación



### Resultado de la Alternativa 1B

Tabla 9.2, Proyectos Sugeridos Alt. 1b

| Ingreso | Plan   |
|---------|--|
| Jan-20  | DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1                                     |
| Jul-20  | DT 500 kV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1 (transformadores+reactores) (*) |
| Jul-20  | DT 500 kV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT2 (transformadores+reactores) (*) |
| Jan-25  | DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2                                     |

| Ingreso | Incrementos al 2026                          |
|---------|--|
| Jul-26  | Cable Subterráneo 230 kV PANAMA-PANAMA3 CKT3 |
| Jul-26  | SVC 250 MVar EN PANAMÁ 3                     |
| Jul-26  | SVC 50 MVar EN CHIRIQUÍ GRANDE               |

(\*) Consiste en pasar esta alternativa a operar en 500 kV en el año 2024, que incluye las obras necesarias de

transformación y reactores de línea y de barra para operar los circuitos en 500 kV. Luego, para el año 2026, es equivalente a la Alternativa 1A.

Similar al análisis de la alternativa 1A en 500 kV, en esta versión con el ingreso de nueva generación hidroeléctrica, eólica y solar en el occidente del país, para el período que comprende del 2020 al 2026 de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, se determina la necesidad de incorporar nueva capacidad del sistema de transmisión asociado a los vínculos entre occidente y oriente. Para acompañar el crecimiento de la generación, en este caso se propone el ingreso de dos circuitos en 500 kV operados en 230 kV entre Chiriquí Grande y Panamá 3 para el año 2020. El proyecto solo se complementa con la nueva subestación Chiriquí Grande en 230 kV. Esto permite generar despachos con bajo

costo operativo y eliminar las posibles restricciones. No incrementar la capacidad de transmisión generaría incumplimiento del criterio N-1, tensiones al límite de los valores admisibles y grandes pérdidas de potencia activa.

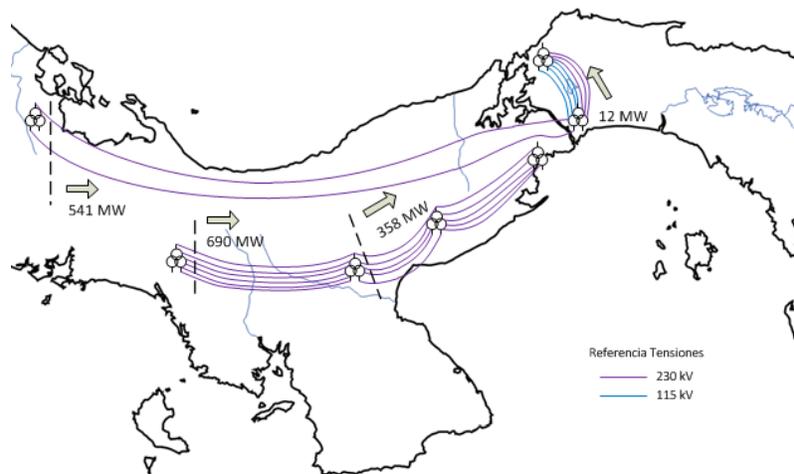
Para el año 2024 se propone cambiar y operar los circuitos entre Chiriquí Grande y Panamá 3 en 500 kV, con los siguientes refuerzos:

6 transformadores elevadores 500/230 kV, 3 por cada nueva subestación, reactores de línea.

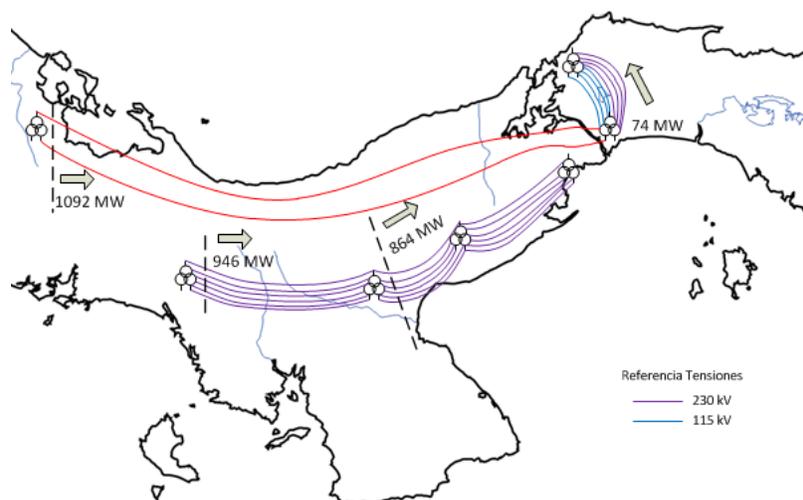
Esta alternativa genera las siguientes transferencias por los principales corredores en los escenarios de máxima demanda en período lluvioso y año 2023 y 2026:

Figura 9.11, Resultados del plan en la Alternativa 1B, lluvioso 2023 y 2026.

Flujo por Líneas 2023 Lluvioso



**Flujo por Líneas 2026 Lluvioso**  
**Con 330 MW de Planta de Carbón+300 MW Importación**



Cabe mencionar que para el año de ingreso de la planta de carbón en el sistema se genera un incremento de pérdidas en el sistema para un escenario de máxima demanda del año 2024 de 65 MW por encima del valor obtenido en la Alternativa 1A, equivalente a re-despachar una unidad adicional en el parque de generación. Además, este valor se incrementa al considerar transferencias desde la región de 300 MW

**Resultado de la Alternativa 2a**

Los requerimientos excesivos de esta alternativa desestiman la misma ya que las complejidades de incrementar la capacidad en los corredores existentes, obras, costos operativos durante la ejecución (Línea 1), trazados involucrados, y costos de inversión para el desarrollo de esta alternativa.

**Tabla 9.3, Proyectos Sugeridos Alt. 2a**

| Ingreso | Plan  |
|---------|---|
| Jan-20  | Un circuito entre las EETT Sabanitas y Panamá 3                             |
| Jul-20  | Doble terna entre las EETT Chiriquí Grande y Guasquitas                     |
| Jul-20  | Un circuito entre las EETT Guasquitas y Veladero                            |
| Jul-20  | DT 230 KV PUNTA RINCON - PANAMÁ 3 (Plan ETESA)                              |
| Jul-20  | DT 230 KV VEL-SBA-LSA-ECO-BUR-PAN3-PAN2 REPOTENCIACIÓN 400 MVA (Plan ETESA) |
| Jul-20  | DT 230 KV VEL-BEV-LSA-EHI-CHO-PAN REPOTENCIACIÓN 608 MVA (ETESA)            |
| Jul-25  | 2 DO CKT 230 KV SABANITAS - PANAMÁ 3  |
| Jul-25  | SVC VELADERO 50 MVar  |

| Ingreso | Incrementos al 2026                                   |
|---------|---|
| Jul-26  | Doble terna entre las EETT Chiriquí Grande y Panamá 3 |
| Jul-26  | SVC PANAMÁ 3 100 MVar                                 |

## Resultado de la Alternativa 2B

**Tabla 9.1, Proyectos Sugeridos Alt. 2b**

| Ingreso | Plan                                   |
|---------|--|
| Jan-20  | DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1       |
| Jul-20  | DT 230 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1   |
| Jul-20  | DT 230 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT2   |
| Jul-23  | SVC PANAMÁ 3 200 MVar                  |
| Jul-24  | LT 230 kV PUNTA RINCON - PANAMÁ 3 CKT1 |
| Jul-24  | LT 230 kV PUNTA RINCON - PANAMÁ 3 CKT2 |
| Jan-25  | DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2       |

| Ingreso | Incrementos al 2026                          |
|---------|--|
| Jul-26  | Cable Subterráneo 230 kV PANAMA-PANAMA3 CKT3 |
| Jul-26  | DT 230 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT3         |
| Jul-26  | DT 230 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT4         |

Los resultados muestran en esta instancia cierta similitud con la Alternativa 1B.

A diferencia de las alternativas previas, esta ampliación consiste en desarrollar una nueva doble terna en 230 kV, que debido al ingreso de nueva generación para el período que comprende al 2020 al 2026 de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, determina la necesidad de incorporar nueva capacidad del sistema de transmisión asociado a los vínculos entre occidente y oriente.

Para acompañar el crecimiento de la generación se propone el ingreso de dos circuitos en 230 kV entre Chiriquí Grande y Panamá 3. El proyecto solo se complementa con la nueva subestación Chiriquí Grande en 230 kV. Esto permite generar despachos con bajo costo operativo y eliminar las posibles

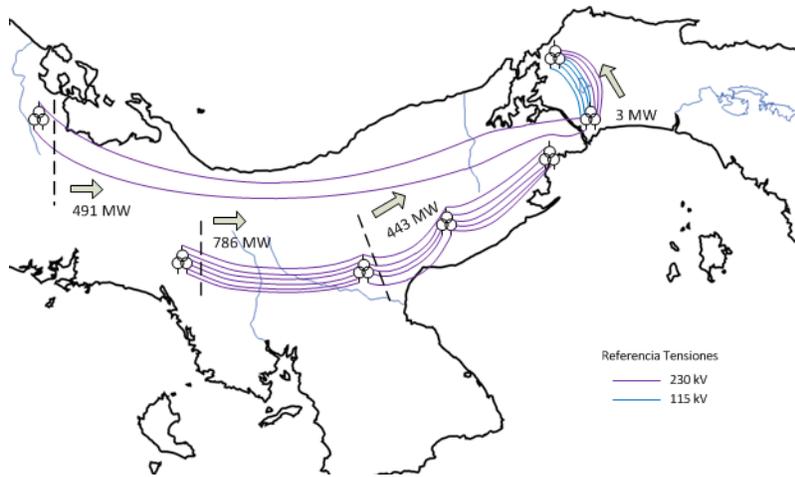
restricciones. No incrementar la capacidad de transmisión generaría incumplimiento del criterio N-1, tensiones al límite de los valores admisibles y grandes pérdidas de potencia activa.

Debido a las restricciones de rutas y servidumbres para el tendido de nuevas líneas de transmisión cerca del trazado de las líneas existentes, se ha considerado este nuevo vínculo bajo un nuevo trazado. El nuevo trazado es cercano al océano Atlántico y tendría una longitud aproximada de 330 km similar al planteado para la Alternativa 1A y 1B.

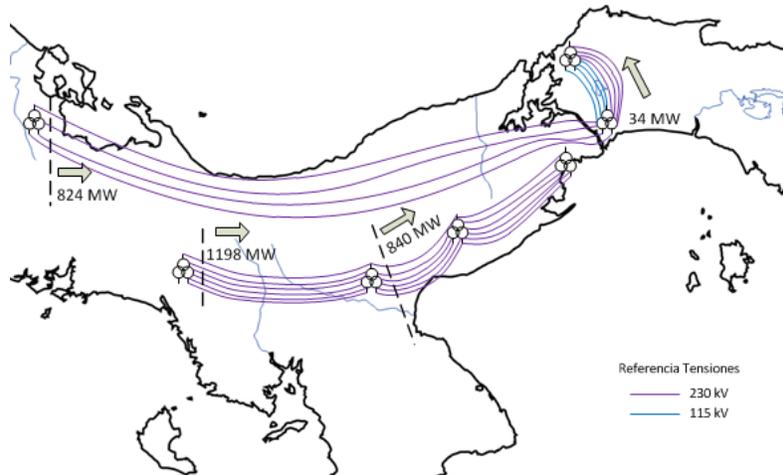
Cabe mencionar que para el año 2026 esta alternativa ante la salida de una línea de 230 kV Chiriquí Grande – Panamá 3, presenta problemas importantes de tensión dada la gran transferencia y requiere niveles inadmisibles de compensación para salvar los requerimientos. Luego de varios planteos para encontrar ampliaciones que admitan esos niveles de transferencia se obtuvo el grupo de ampliaciones recomendadas. Todos estos aspectos son mencionados con mayor detalle en el Anexo III-2.

Esta alternativa genera las siguientes transferencias por los principales corredores en los escenarios de máxima demanda en período lluvioso año 2023 y 2026:

Figura 9.12, Resultados del plan en la Alternativa 2B, lluvioso 2023 y 2026.  
 Flujo por Líneas 2023 Lluvioso



Flujo por Líneas 2026 Lluvioso  
 Con 330 Planta de Carbón + 300 MW importación



Cabe mencionar que para el año de ingreso de la planta de carbón en el sistema se genera un incremento de pérdidas en el sistema para un escenario de máxima demanda del año 2024 de 80 MW por encima del valor obtenido en la Alternativa 1A, equivalente a redespachar una unidad adicional en el parque de generación. Además, este valor se incrementa al considerar transferencias desde la región de 300 MW.

### Resultados del Caso Conservador

Del análisis de las alternativas con un parque de generación más conservador, resultaron los siguientes grupos de ampliaciones para desarrollar el sistema de transmisión de Panamá. La descripción de cada una de las ampliaciones está en el Anexo III-2 de alternativas de expansión.

Cabe recordar que el escenario de análisis para estos estudios eléctricos evalúa un "Escenario de Referencia Conservador", ya que no se considera la incorporación de la Planta Carbonera (Fluidized bed combustión, FBC, 2x 165 MW) con fecha de ingreso el año 2024, y el escenario de transferencia regional (300 MW).

En los grupos se define la fecha estimada de ingreso, en relación al momento en que es requerida, nivel de tensión, cantidad de circuitos y subestaciones origen y destino.

### Alternativa de crecimiento conservador de la 1A

- 2020, seco, Un circuito de 230 kV entre Sabanitas y Panamá 3
- 2020, lluvioso, Ingreso de la Doble Terna de 500 kV entre Chiriquí Grande y Panamá 3, junto con todos los refuerzos asociados (3 transformadores elevadores 230/500 kV en cada subestación,

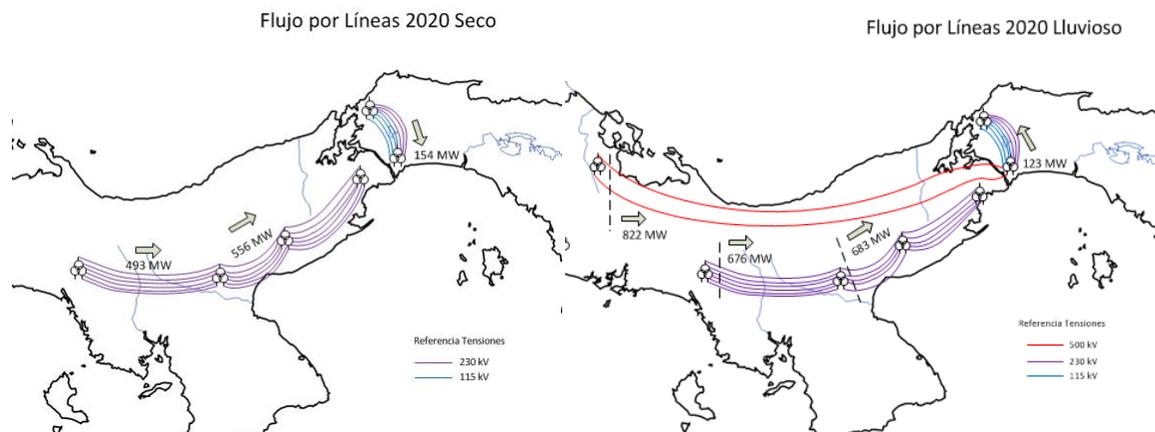
reactores de línea y SVC Panamá 3)

- 2020, lluvioso, Un 2do circuito de 230 kV Fortuna y Chiriquí Grande, aunque se recomienda hacer el circuito Guasquitas a Chiriquí Grande ante la imposibilidad del anterior.
- 2025, seco, Un 2do circuito de 230 kV Sabanitas y Panamá 3
- 2025, lluvioso, Un 3er circuito de 230 kV entre las EETT Panamá y Panamá 3 (circuito subterráneo).

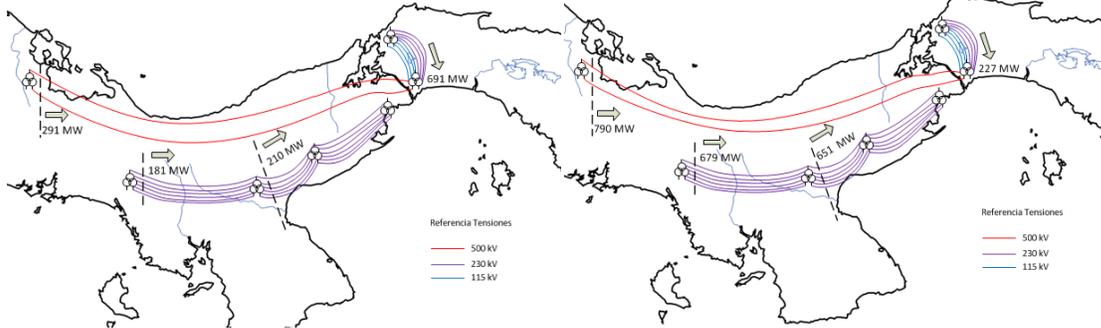
En este caso se restan ampliaciones respecto del caso conservador debido al soporte de reactivo que genera la planta de carbón y la distribución de flujo que genera en el occidente al conectarse a la SE Chiriquí Grande.

Este escenario genera las siguientes transferencias por los principales corredores:

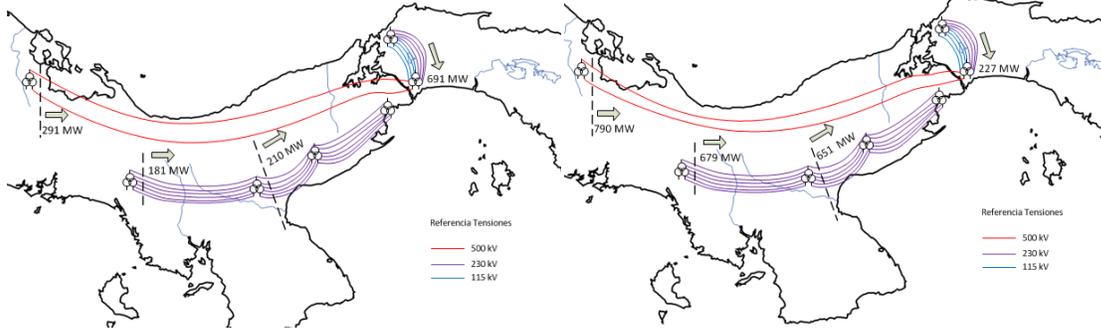
Figura 9.13, Escenario conservador- Resultados del plan en la Alternativa 1A



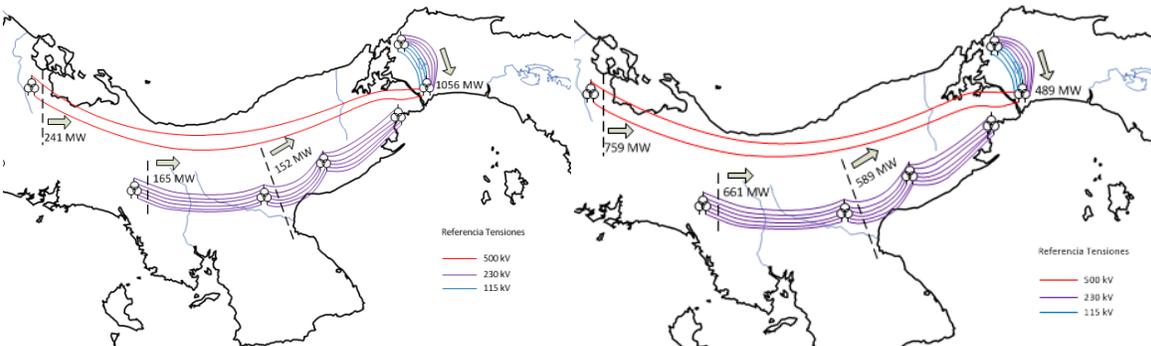
Flujo por Líneas 2023 Seco



Flujo por Líneas 2023 Lluvioso



Flujo por Líneas 2026 Seco

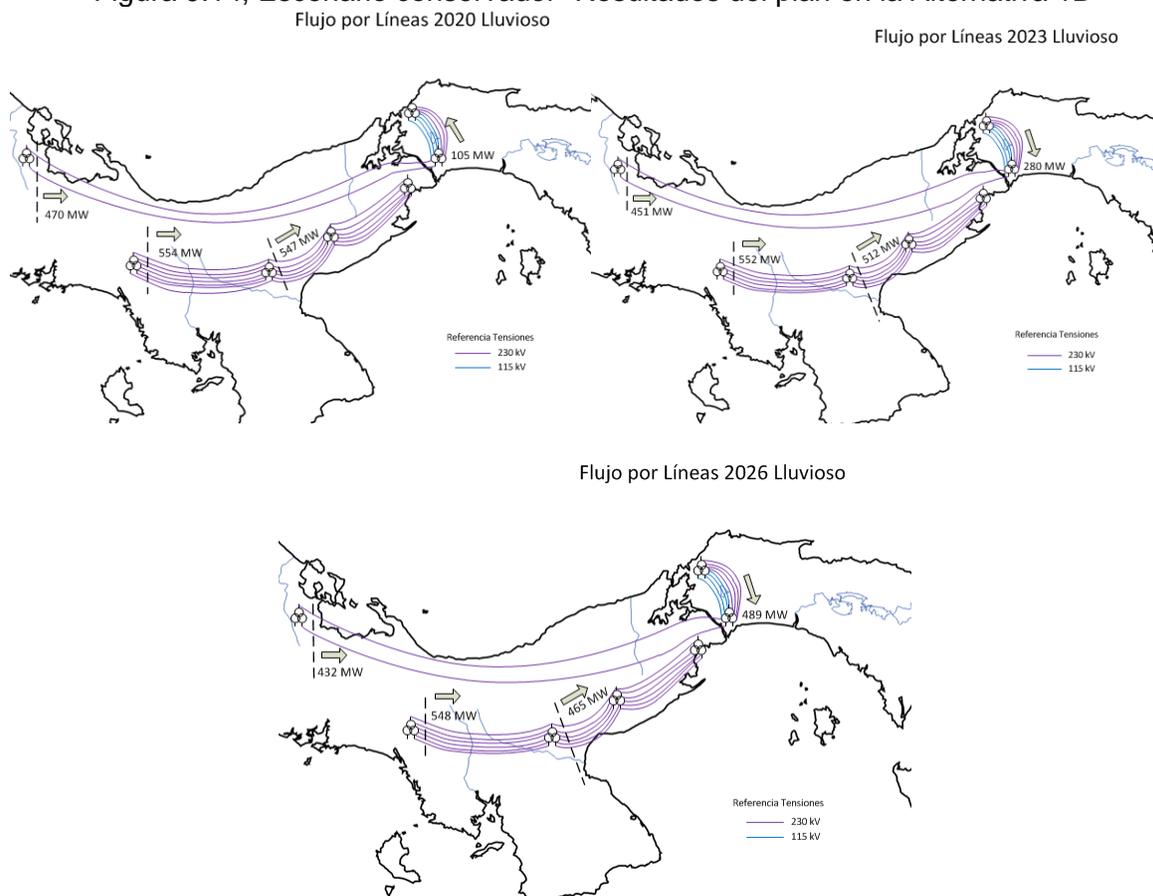


Flujo por Líneas 2026 Lluvioso

### Alternativa de crecimiento conservador de la 1B

- 2020, seco, DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1
- 2020, lluvioso, DT 500 kV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1 (OPERADA EN 230 kV)
- 2020, lluvioso, DT 500 kV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT2 (OPERADA EN 230 kV)
- 2025, seco, DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2

Este escenario genera las siguientes transferencias por los principales corredores:

**Figura 9.14, Escenario conservador- Resultados del plan en la Alternativa 1B**


### Alternativa de crecimiento conservador de la 2a

- 2020, seco, Un circuito entre las EETT Sabanitas y Panamá 3
- 2020, lluvioso, Doble terna entre las EETT Chiriquí Grande y Guasquitas
- 2020, lluvioso, Un circuito entre las EETT Guasquitas y Veladero
- 2020, lluvioso, Un circuito entre las EETT DT 230 KV PUNTA RINCON - PANAMÁ 3 (Plan ETESA)
- 2020, lluvioso, DT 230 kV VEL-SBA-LSA-ECO-BUR-PAN3-PAN2

### REPOTENCIACIÓN 400 MVA (Plan ETESA)

- 2020, lluvioso, DT 230 kV VEL-BEV-LSA-EHI-CHO-PAN
- REPOTENCIACIÓN 608 MVA (ETESA)
- 2025, seco, 2 DO CKT 230 KV SABANITAS - PANAMÁ 3
- 2025, lluvioso, SVC VELADERO 50 MVAr

Como se mencionó anteriormente, los requerimientos de esta alternativa resultan excesivos, dado lo complejo que es incrementar la capacidad en los corredores existentes, obras, costos operativos durante la ejecución (línea 1),

trazados involucrados, y costos de inversión para desarrollar la misma, se desestima el análisis adicional.

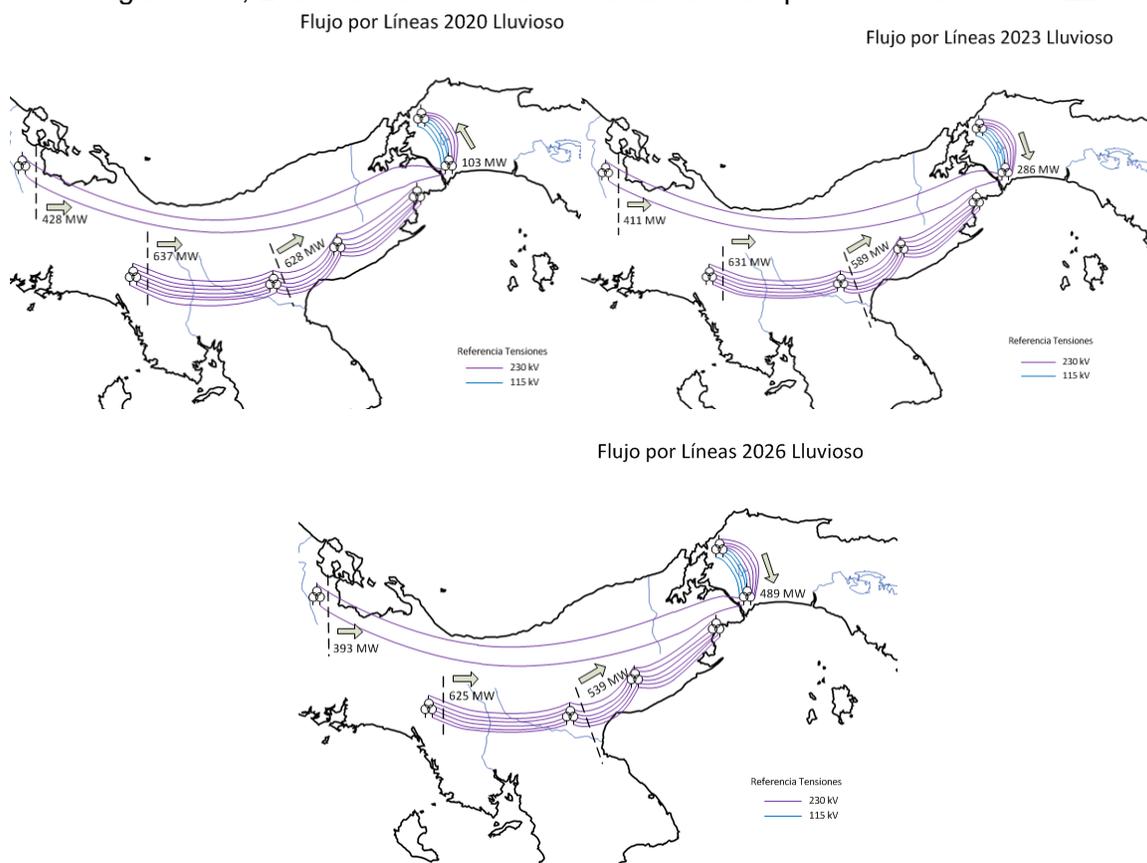
### Alternativa de crecimiento conservador de la 2B

- 2020, seco, DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1

- 2020, lluvioso, DT 230 kV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1
- 2020, lluvioso, DT 230 kV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT2
- 2025, seco, DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2

Este escenario genera las siguientes transferencias por los principales corredores:

Figura 9.15, Escenario conservador- Resultados del plan en la Alternativa 2B



### Desempeño eléctrico de las Alternativas de Plan de Expansión de Transmisión

En relación a los resultados de los estudios eléctricos que se hicieron sobre las alternativas propuestas, y

particularmente no desarrollar ninguna de ellas, se puede mencionar:

- Se analizó la operación del sistema de transmisión, para ello se verificaron las condiciones de

transmisión del sistema de Panamá en condiciones operativas a partir de los despachos correspondientes estimados en la planificación de la generación.

- Se verificó que no planificar las necesidades del SPT en el largo plazo implicaría no cumplir con los criterios que determina el Reglamento de Transmisión en cuanto a sobrecargas y tensiones (que se encuentren dentro de rangos admisibles), tanto en el caso de red incompleta (N-1), y en algunos casos del largo plazo de red completa (N). Esto motiva que se definan nuevas ampliaciones con el objetivo de mitigar estas condiciones operativas y permitan el crecimiento del sistema cumpliendo criterios operativos y de seguridad.
- Utilizando los resultados del análisis anterior, se identifican proyectos candidatos para la expansión del SPT que garantizan la viabilidad de los despachos antes calculados<sup>3</sup>. Esto se implementa por medio de la duplicación/repotenciación de circuitos existentes que muestran sobrecargas y la adición al sistema de transmisión de nuevos circuitos.
- Se propusieron alternativas que permitan elaborar un Plan de Expansión del Sistema de

Transmisión que cumpla con criterios de planificación en cuanto a criterios operativos y de seguridad.

- Se evaluaron los planes de expansión del SPT, considerando los proyectos candidatos identificados, con el sentido de verificar si los mismos son capaces de viabilizar el conjunto de condiciones operativas correspondientes a los despachos estimados en la planificación de la generación.
- Se analizaron escenarios que consideran los compromisos regionales de importación de 300 MW, junto al resultado del despacho de Panamá de gran transferencia desde la zona de occidente hacia la zona del oriente.
- De estudios de análisis estáticos (flujos de potencia, ACCC, y estabilidad de tensión) y dinámicos, se desprende el siguiente detalle:
  - Los escenarios analizados mostraron condiciones aceptables dentro de los valores admitidos por el Reglamento de Transmisión en condiciones de red completa (N).
  - En el análisis de red incompleta, verifica que se obtiene un valor de los

---

<sup>3</sup> Buscar el sistema de transmisión que construido permita la implementación de los despachos evaluados en la etapa de planificación de la expansión del sistema de

generación es determinar el sistema de transmisión que permita la optimización de la generación hidráulica.

- principales parámetros de red dentro de las bandas permitidas, por lo que se puede concluir que los planes, y las ampliaciones correspondientes, cumplen el criterio de seguridad operativa N°1.
- En cuanto a las simulaciones dinámicas, para el grupo de fallas simuladas, en los resultados se observa en general una adecuada respuesta al control de tensión y una evolución estable del ángulo de las principales máquinas del sistema, y no se observan pérdidas de sincronismo y oscilaciones no amortiguadas de la frecuencia.
  - El estudio de estabilidad de tensión se observa que una respuesta estable en todos los nodos y todos los escenarios analizados, observándose un margen de reserva de potencia reactiva aceptable.

## **ANALISIS ECONOMICOS DE LAS ALTERNATIVAS**

### **Resultados de los costos operativos de los Planes de Expansión**

Para evaluar los planes se hicieron simulaciones de la operación económica del sistema panameño con el sentido de analizar los costos operativos que

resultan de considerar los planes identificados como Alt 1A, Alt1B y Alt 2B. Como se mencionó anteriormente, la alternativa 2A se descartó debido a los requerimientos excesivos de la misma

En el modelo SDDP se simuló la red sin pérdidas, dado que las pérdidas están representadas sobre el valor de la demanda en la base de datos, y se considera que ese valor de pérdidas es equivalente a una red adecuada a los requerimientos de la demanda. Particularmente, determina que ésta red genera un valor porcentual de pérdidas equivalente a la desarrollada en la Alternativa 1A. Sin embargo, desarrollar la Alternativa 1B y Alternativa 2B, de acuerdo a lo mostrado en el apartado correspondiente, significa para el sistema que se incrementen los valores de pérdidas por las características de la red.

En este sentido, es necesario realizar una adaptación que permita impactar estos cambios en el valor de pérdidas y en el costo que representan, mostrando efectivamente las diferencias de las alternativas. Para ello la valorización de la Alternativa 1B y 2B se sumó un valor incremental de pérdidas de lo que resultaron estas alternativas respecto de la 1A (red adecuada). Este valor incremental se impactó en los años correspondientes, considerando que el traspaso de la Alternativa 1B a 500 kV, luego del 2014 no genera pérdidas incrementales, ya que es equivalente a la red de la Alternativa 1A.

Los conceptos involucrados que hacen al valor total del costo operativo son:

- Oper.Cost - Costos directos involucrados en la producción de energía (Combustibles + Transporte+ O&M+etc.);
- Defic.Cost - Costos de déficit (no suministro de la demanda);
- Emission Cost - Costos de emisión de CO2 (Emission Cost);
- IrrigPenal - Costos relacionados a penalidades por el no cumplimiento de restricciones de riegos de hidroeléctricas;
- SpillPenal - Costos relacionados a penalidades de vertimiento;
- Fut.Cost - Costos operativos (1, 2, 4, 5 y 6) durante los años adicionales que se agregan al horizonte de planificación para representar la operación futura del sistema (no incluido en los resultados siguientes).

Los costos futuros no se consideran en el proceso de evaluación económica, visto que los años adicionales se agregan al sistema solamente para representar correctamente la operación de los embalses en los últimos años de planificación. Es decir, en caso que no se considere este "horizonte adicional" el sistema utilizaría toda el agua de los embalses para suministrar la demanda de los últimos años y esto no sería real, visto que el sistema seguirá operando después de 2030.

El resultado de la operación económica del Caso de Referencia se obtiene:

Tabla 9.4, Costos Alt. 1A

| <b>Costos Alt 1A (Miles Dolares)</b> |                  |
|--------------------------------------|------------------|
| C.Operac                             | 3.038.267        |
| C.Deficit                            | 186.457          |
| PenVertim.                           | 191              |
| PenRiego                             | 8.389            |
| C.Emission                           | 164.986          |
| <b>Total</b>                         | <b>3.398.290</b> |

Tabla 9.5, Costos Alt. 1B

| <b>Costos Alt 1B (Miles Dolares)</b> |                  |
|--------------------------------------|------------------|
| C.Operac                             | 3.038.108        |
| C.Deficit                            | 186.458          |
| PenVertim.                           | 191              |
| PenRiego                             | 8.394            |
| C.Emission                           | 165.045          |
| <b>Total</b>                         | <b>3.398.195</b> |

Tabla 9.6, Costos Alt. 2B

| <b>Costos Alt 2B (Miles Dolares)</b> |                  |
|--------------------------------------|------------------|
| C.Operac                             | 3.038.791        |
| C.Deficit                            | 186.457          |
| PenVertim.                           | 191              |
| PenRiego                             | 8.411            |
| C.Emission                           | 164.578          |
| <b>Total</b>                         | <b>3.398.427</b> |

Luego, con el resultado de los costos operativos totales y la valorización de las ampliaciones que componen cada alternativa de plan, se evaluó económicamente cuál de ellos resulta en mayor beneficio para el sistema.





Tabla 9.11, Plan de Expansión Recomendado

| Ingreso | Plan   |
|---------|--|
| Jan-20  | DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1                                     |
| Jul-20  | DT 500 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1 (transformadores+reactores) (*) |
| Jul-20  | DT 500 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT2 (transformadores+reactores) (*) |
| Jan-25  | DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2                                     |

| Ingreso | Incrementos al 2026                          |
|---------|--|
| Jul-26  | Cable Subterráneo 230 kV PANAMA-PANAMA3 CKT3 |
| Jul-26  | SVC 250 MVar EN PANAMÁ 3                     |
| Jul-26  | SVC 50 MVar EN CHIRIQUÍ GRANDE               |

(\*) Consiste en pasar esta alternativa a operar en 500 kV en el año 2024, que incluye las obras necesarias de

transformación y reactores de línea y de barra para operar los circuitos en 500 kV. Luego, para el año 2026 es equivalente a la Alternativa 1A.



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPITULO 10 PLAN DE EXPANSION DE LARGO PLAZO

Tomando en cuenta el nuevo escenario de generación que considera las centrales generadoras hidro, 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, 2018 – 2024, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

### **1 Subestación Burunga 230 KV**

Debido al incremento de carga en el área de Panamá Occidente, Gas Natural Fenosa necesita la alimentación por medio de una nueva subestación de 230 KV. ETESA construirá el patio de 230 KV de esta subestación, mientras que Gas Natural Fenosa instalará los transformadores y patios de baja tensión para la alimentación de sus clientes en el área.

Inicio de proyecto: enero de 2018  
Inicio de Operación: enero de 2020

Costo Estimado: B/. 12,192,000

### **2 Subestación Panamá III 230 KV**

Debido al incremento de generación térmica en la provincia de Colón, con la entrada en operación para el 2017 de la central de ciclo combinado de Gas Natural Licuado (GNL), con capacidad de 660 MW, además de la posible adición de generación a base de carbón en los

próximos años, será necesaria una nueva subestación en el área de la ciudad de Panamá, para poder recibir la generación desde Colón y las líneas provenientes de la zona atlántica, ya que sería muy complicada la entrada de nuevas líneas de transmisión en la S/E Panamá II, debido a que ésta se encuentra prácticamente rodeada y no se cuenta con rutas de acceso.

Con este propósito se ha considerado la construcción de una nueva subestación Panamá III 230/115 kV, ubicada a 3.13 km de la subestación Panamá. Esta subestación seccionará la línea de Guasquitas - Panamá II y también la Tercera Línea Veladero – Panamá. De esta forma contará con conexión a las subestaciones Panamá y Panamá II, brindando mayor confiabilidad al suministro de la demanda.

De manera adicional, se busca brindar un punto de acceso a las empresas distribuidoras en el centro de carga en búsqueda de la descentralización de la concentración de carga que se tiene actualmente en la subestación Panamá y a futuro mallar el sistema de transmisión en el centro de carga. Por lo tanto esta subestación contará con dos transformadores de potencia de 175 MVA (230/115 kV).

Esta subestación contará inicialmente con 4 naves de 3 interruptores para el seccionamiento de las líneas a Panamá (tercera línea) y Panamá II (línea dos), tres naves para la conexión de los tres circuitos a la central Ciclo Combinado de Gas Natural (cada una con dos interruptores) y dos naves con dos interruptores para la conexión de los dos

transformadores de potencia para servicio en 115 kV.

Inicio de proyecto: enero de 2014  
 Inicio de Operación: diciembre de 2019

Costo Estimado: B/. 58,871,000

### 3 Línea Sabanitas - Panamá III 230 KV y S/E Sabanitas 230 KV

Para el año 2020 se estima la adición de Capacidad Instalada (MW) a de gas natural para lo cual la Provincia de Colón se perfila como la zona ideal para la instalación de este tipo de centrales térmicas, debido a sus facilidades geográficas.

Estratégicamente, 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 de 50 km aproximadamente a nivel de 230 kV desde Colón (Sabanitas). Esta línea de transmisión tiene un diseño para operar en 230 kV con conductor de alta temperatura de operación 1026 Drake ACCC de 717 MVA/circuito para condiciones normales de operación (180°C) y 818 MVA para emergencia (200°C). Para esto será necesario la construcción de la nueva S/E Sabanitas 230 KV, con dos naves de 3 interruptores para la línea proveniente de la central Costa Norte y las líneas hacia la S/E Panamá II y dos naves de dos interruptores, para la nueva línea hacia Panamá III.

Inicio de Proyecto: Enero de 2016  
 Inicio de Operación: Enero de 2020  
 Costo estimado: B/. 88,134,000

### 4 Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV (operada inicialmente a 230 KV)

Debido al incremento de generación hidroeléctrica, eólica y solar en el occidente del país entre los años 2014 – 2023, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, se tendría un incremento de proyectos hidro, eólicos y solares de 1,000 MW, que sumado a los 1,240 MW existentes daría un total de 2,240 MW de generación, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.

Tablas 10.1, Potencia Instalada occidente

| Año   | Incremento de Capacidad Hidro, Eólica y Solar (MW) en el Occidente del País |
|-------|---|
| 2013  | 1,240.0 (existentes)  |
| 2014  | 337   |
| 2015  | 172   |
| 2016  | 178   |
| 2017  | 9   |
| 2018  | 4   |
| 2019  | 102   |
| 2020  | 214   |
| 2022  | 18  |
| 2023  | 65  |
| Total | <b>2,240.00</b>   |

Debido a que las líneas de transmisión que provienen del occidente del país, incluyendo la tercera linera, solo tienen capacidad para un total de 2,044 MW, es necesario aumentar la capacidad de transmisión desde el occidente para poder transmitir de forma confiable, segura y eficiente toda la generación hacia los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón, cumpliendo con todas las normativas vigentes y con un despacho económico de acuerdo al orden de mérito de las unidades generadoras.

Para esto se ha considerado la construcción una cuarta línea de transmisión proveniente desde el occidente del país, en el área de Bocas del Toro, Subestación Chiriquí Grande, hasta una nueva subestación de transmisión en el área de la ciudad capital, Panamá III. Debido a las restricciones de rutas y servidumbres para el tendido de nuevas líneas de transmisión, se ha considerado que esta nueva línea sea de 500 KV y dos conductores 750 ACAR por fase, con una longitud aproximada de 330 km. Esta línea tendría una capacidad aproximada de 1,280 MVA por circuito en condiciones normales de operación y 1,856 MVA en condiciones de emergencia.

Con esto se garantiza que el sistema de transmisión pueda transportar toda la generación hidroeléctrica, eólica y solar ubicada en el occidente de país a los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón hasta después del año 2030.

Para este proyecto, además de la construcción de esta nueva línea, será necesaria la construcción de un patio de 500 KV en la subestación Panamá III, con la adición de tres transformadores de potencia de 500 MVA cada uno, para cumplimiento del criterio de seguridad N-1 y un SVC en 230 kV de +250/-30 MVar. Se ha previsto la entrada en operación de esta línea inicialmente en 230 KV, en el año 2020, junto con la S/E Chiriquí Grande 203 KV y la ampliación necesaria en Panamá III 230 KV. Posteriormente, en el año 2024 será necesario energizar la línea en 500 KV, con las ampliaciones necesarias de las subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III a 500 KV.

Inicio de proyecto: enero de 2016  
 Inicio de Operación: julio de 2020 (en 230 KV), enero 2024 (500 KV)  
 Costo total: B/. 246,747,000

Tabla 10.2, Costos de Inversión Chiriquí Grande – Panamá III

| <b>Línea Chiriquí Grande - Panamá III 500 KV</b> |                     |
|--|---------------------|
| <b>Doble Circuito 2 X 750 ACAR</b>               |                     |
|  | <b>Miles de B/.</b> |
| Suministro                                       | 99,546.41           |
| Fundaciones                                      | 38,033.47           |
| Derecho de vía                                   | 1,186.65            |
| Montaje  | 40,038.34           |
| Contingencias                                    | 17,880.49           |
| Ingeniería y Administración                      | 14,304.39           |
| EIA  | 825.00              |
| Diseño   | 5,364.15            |
| Inspección                                       | 8,940.24            |
| Indemnización                                    | 9,900.00            |
| IDC  | 10,728.29           |
| <b>TOTAL</b>                                     | <b>246,747.44</b>   |

| <b>Subestación Chiriquí Grande</b> |                     |
|------------------------------------|---------------------|
| <b>500/230 KV</b>                  |                     |
|                                    | <b>Miles de B/.</b> |
| Suministro                         | 59,892.22           |
| Montaje                            | 8,983.83            |
| Obras Civiles Generales            | 14,973.06           |
| Contingencias                      | 4,192.46            |
| Diseño                             | 2,515.47            |
| Ingeniería                         | 3,353.96            |
| Administración                     | 3,353.96            |
| Inspección                         | 2,515.47            |
| IDC                                | 5,030.95            |
| EIA                                | 159.31              |
| Terrenos                           | 0.00                |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>104,970.70</b>   |

| <b>Subestación Panamá III</b> |                     |
|-------------------------------|---------------------|
| <b>500/230 KV</b>             |                     |
|                               | <b>Miles de B/.</b> |
| Suministro                    | 55,853.56           |
| Montaje                       | 8,378.03            |
| Obras Civiles Generales       | 13,963.39           |
| Contingencias                 | 3,909.75            |
| Diseño                        | 2,345.85            |
| Ingeniería                    | 3,127.80            |
| Administración                | 3,127.80            |
| Inspección                    | 2,345.85            |
| IDC                           | 4,691.70            |
| EIA                           | 148.57              |
| Terrenos                      | 0.00                |
| <b>TOTAL</b>                  | <b>97,892.30</b>    |

**SVC S/E PANAMA III 230 KV 250 MVAR**

|                       |                       |
|-----------------------|-----------------------|
| <b>Costo Estimado</b> | <b>B/. 42,887,000</b> |
|-----------------------|-----------------------|

**5 Aumento de Capacidad de la Línea 1 (LT1): Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 kV**

Según el Plan Indicativo de Generación 2014, para el año 2023 se contaría con un total de 2,240 MW de generación hidro, eólica y solar ubicada en el occidente del país, de la cual la mayor parte se deberá transmitir a los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón. Para que el sistema de transmisión proveniente desde el occidente pueda transmitir de forma confiable y segura la generación de las centrales ubicadas en esta área, junto a la nueva línea de 500 KV, será necesario el reemplazo de las líneas de transmisión Veladero – Llano Sánchez (230-5A/6A), Llano Sánchez – Chorrera (230-3B/4B) y Chorrera – Panamá (230-3A/4A) las cuales para esa fecha contarán ya con casi 50 años de operación, pasando así de su vida útil. Por tratarse estas líneas de las primeras en ser construidas a nivel de 230 KV, tienen una capacidad reducida de 247 MVA por circuito, por lo que se propone que las nuevas líneas tengan mayor capacidad, por lo menos de 500 MVA por circuito, con conductor de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC, brindando así el adecuado nivel de seguridad y confiabilidad de suministro, junto con la nueva línea de 500 KV.

Estado: nuevo proyecto  
Inicio de Construcción: enero de 2020  
Inicio de Operación: julio de 2020  
Costo estimado; B/. 69,992,000

**6 Aumento de Capacidad de la Línea 2 (LT2): Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 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 incremento de proyectos hidro y solares de 489.77 MW, que sumado a los 1,172 MW existentes daría un total de 1,661.77 MW de generación solar e hidro, 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 de Veladero a Panamá II. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 350 MVA por circuito en condiciones de operación normal, solo será necesario realizar movimientos de tierra en sitios puntuales, cambio de herrajes o aisladores y de ser necesario, torres adicionales, para lograr aumentar la altura de los conductores a tierra, permitiendo así el aumento de capacidad deseado. Se ha estimado que el costo total para aumentar la capacidad de esta línea, con longitud de 84.5 km será de aproximadamente B/. 6,9008,000.

Estado: por licitarse  
Inicio de Construcción: enero de 2017  
Inicio de Operación: mayo de 2020  
Costo estimado: B/. 6,908,000

**7 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 2024 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.

#### **COSTOS**

Inicio del Proyecto: enero de 2020  
Inicio de Operación: enero de 2024  
Costo total estimado: B/. 13,020,000

### **8 Banco de Capacitores 20 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV**

Para el soporte de potencia reactiva en el área de Colón, es necesario la instalación de un banco de capacitores de 20 MVAR en la S/E Santa Rita.

#### **COSTOS**

Inicio del Proyecto: enero de 2019  
Inicio de Operación: enero de 2022  
Costo total estimado: B/. 3,451,000

### **9 Reactor de 10 MVAR S/E Meteti 230 KV**

Para el soporte de potencia reactiva en el área de Darién se hace necesario la instalación de un reactor de 10 MVAR en la S/E Meteti.

#### **COSTOS**

Inicio del Proyecto: enero de 2019  
Inicio de Operación: enero de 2021  
Costo total estimado: B/. 5,831,000

### **10 Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV**

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Cáceres de 116 KV con una tercera línea de transmisión subterránea ya que para el año 2024 se presentan sobrecargas en las líneas entre estas subestaciones, bajo ciertas condiciones de generación. 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 1 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de un interruptor de 115 KV.

#### **COSTOS**

Inicio del Proyecto: enero de 2020  
Inicio de Operación: enero de 2024  
Costo estimado: 4,963,000

### **11 Sabanitas 230/115 KV y línea 115 KV Sabanitas – Santa Rita**

Debido a que este es un proyecto a largo plazo, en revisiones posteriores del Plan de Expansión se verificará la necesidad de este proyecto, el cual depende de futuras plantas térmicas a instalarse en la provincia de Colón.

Debido a la entrada en operación de los proyectos termoeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Colón, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Santa Rita y Sabanitas, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de sus límites permisibles de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. Este refuerzo consiste en la construcción de Sabanitas 230/115 KV y la conexión en 115 KV con la S/E Santa Rita mediante una línea de doble circuito. Este proyecto reemplaza la energización en 230 KV de la S/E Santa Rita.

#### **COSTOS**

Subestaciones:  
Inicio del Proyecto: enero de 2018  
Inicio de Operación: enero de 2025  
Costo estimado: B/. 18,777,000

## **12 Reparación de Transformadores de S/E Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Chorrera**

Con el objetivo de contar con transformadores de respaldo en las subestaciones del interior del país, se ha decidido enviar a reparar algunos de los transformadores que se están reemplazando en las subestaciones Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Chorrera.

### **COSTOS**

Inicio del Proyecto: enero de 2018

Inicio de Operación: enero de 2021

Costo total estimado: B/. 5,000,000

## **13. Subestación El Coco 230 KV**

La empresa Unión Eólica Panameña (UEP) construyó el Parque Eólico Penonomé, con capacidad instalada de 270 MW (y posibilidad de ampliación). Para la conexión de este parque eólico, UEP construyó la Subestación El Coco, en esquema de interruptor y medio con tres naves, dos para la conexión de los dos circuitos de ETESA 230-12/13, los cuales se seccionan en esta subestación y una nave para la conexión de los dos transformadores elevadores de 230/34.5 KV a través de los cuales se inyectará la generación eólica. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del Sistema Principal de Transmisión (SPT), por lo que será necesaria la adquisición de las tres naves de 230 KV y los transformadores. El costo estimado para estas dos naves de interruptor y medio, 230 KV es de B/. 20,710,000.

## **14. Subestación La Esperanza 230 KV**

La empresa AES Panamá construyó la central hidroeléctrica Changuinola I, con

capacidad de 223 MW. Para la conexión de esta central, AES construyó la Subestación la Esperanza y a la vez 8.5 km de línea de doble circuito, 230 KV, extendiendo el circuito 230-20 hasta dicha subestación. De manera similar a el caso de UEP, ETESA debe adquirir la nave de 230 KV de la Subestación La Esperanza y la línea de 230 KV, doble circuito de 8.5 km que se extendió desde el circuito 230-20. El costo estimado para esta nave de interruptor y medio, 230 KV y la línea de 8.5 km, doble circuito 230 KV es de B/. 6,813,000.

## **15. Subestación 24 de diciembre 230 KV**

La empresa de distribuidora ENSA, que posee la concesión para el servicio de Distribución de Energía Eléctrica en el sector Norte-Este del país, tiene dentro de sus planes de expansión para el año 2014, la entrada en operación de una nueva Subestación en el sector 24 de diciembre, la cual repartirá carga que actualmente es alimentada mediante las S/E Tocumen y Geehan.

ENSA ha cumplido con las normativas al entregar la información solicitada en el Reglamento de Transmisión con su respectivo estudio eléctrico, el cual demuestra la correcta operación de la S/E 24 de diciembre sin desmejorar las condiciones operativas del SIN, por lo cual ETESA le ha otorgado la viabilidad de conexión definitiva al proyecto. En este estudio eléctrico se ha indicado que el punto de conexión de la nueva Subestación es seccionando el circuito 230-2A (Panamá II – Bayano).

El proyecto consiste en una extensión de aproximadamente 0.6 Km de doble circuito aéreo (integrado al anillo Panamá II – Pacora – Bayano) y un transformador 230/13.8 KV con capacidad de 30/40/50 MVA y con conexión Y-Y aterrizado.

La Subestación 24 de diciembre es en esquema Interruptor y medio, y contará con dos naves, una con 3 interruptores para el seccionado del circuito 230-2A y la otra con dos interruptores para la conexión del transformador que alimentará la carga a 13.8 KV. La nave y todos los equipos asociados que seccionan el circuito 230-2A pasarán a ser activos de ETESA tal cual solicita la ASEP, por entrar a ser parte del Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión. El costo estimado para esta nave de interruptor y medio, 230 KV es de B/. 5,300 ,000.

#### **16. Subestación Cañazas 230 KV**

La empresa Petroterminales de Panamá (PTP) construyó una subestación para alimentar sus instalaciones en Chiriquí Grande, Provincia de Bocas del Toro, la cual se conecta a las líneas de transmisión 230-29 y 230-30 de ETESA. Esta subestación tiene un esquema de anillo con tres interruptores 230 KV y un transformador 230/34.5 KV de 50 MVA conectado a la barra B de esta subestación. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del SPT, por lo que será necesaria la adquisición del patio de 230 KV de esta subestación. El costo estimado para el patio de 230 KV de la misma es de B/. 3,829,000.

#### **17. Subestación Barro Blanco 230 KV**

La empresa Generadora del Istmo, S.A. (GENISA) construirá la central hidroeléctrica Barro Blanco, con capacidad aproximada de 29 MW. Para la conexión de este proyecto, construirá la S/E Barro Blanco 230 KV, que seccionará el circuito 203-6A (Veladero – Llano Sánchez). Esta subestación será con esquema de interruptor y medio, con una

nave seccionando este circuito de ETESA y otra para la conexión de la central generadora. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del SPT, por lo que será necesaria la adquisición de esta nave de 230 KV. El costo estimado de la misma es de B/. 5,318,000.

#### **18. Línea de Transmisión Costa Norte 230 KV**

La empresa Gas Natural Atlántico S. A. (GANA) construirá la central termoelectrica Costa Norte, con capacidad de 381 MW. Para la conexión de este proyecto, construirá una línea de transmisión de aproximadamente 15 km con conductor de alta temperatura 1026 Drake ACCC para conectarse a la línea de 230 KV de Santa Rita – Panamá II, quedando así esta línea desconectada de Santa Rita. Esta línea formará parte del Sistema Principal de Transmisión, por lo que será necesaria la adquisición de la misma. El costo estimado de la misma es de B/. 20,583,000.

#### **19. Repotenciación de las líneas 115-1,2,3 y 4**

La empresa AES repotenció las líneas 115-1B, 115-1C, 115-2B, 115-3A, 115-3B, 115-4A y 115-4B mediante el cambio de conductor a un 605 ACSS de alta temperatura de operación. En vista de que estas líneas son propiedad de ETESA y forman parte del Sistema Principal de Transmisión, es necesario reembolsar estos costos a AES. El costo total es de B/. 9,960,00.

#### **20. Línea Progreso – Burica – Portón - Dominical**

La empresa Hidroburica, S.A. construirá el proyecto hidroeléctrico Burica y para la conexión del mismo propone la

construcción de una línea de Progreso – Burica – Portón –Dominical, formando así un anillo eléctrico entre Progreso y Dominical. Esta línea formaría parte del Sistema Principal de Transmisión, por lo que sería necesaria la compra de la misma, además de los patios de las subestaciones en las cuales entra y sale la línea. El costo total de estas ampliaciones sería de B/. 16,660,000.

## **21. Línea Bocas el Toro – Chiriquí Grande 230 KV**

La empresa Bocas del Toro Energía, S.A. construirá el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II) con una capacidad de 223 MW, para la conexión del mismo propone la construcción de una línea 230 KV desde el proyecto Bocas del Toro a la SE/ Chiriquí Grande, de aproximadamente 48 km. Esta línea será propiedad de ETESA por lo que será necesaria su adquisición, además de las ampliaciones en el patio de Chiriquí Grande. El costo total de la misma es de B/. 21,080,000.

## CAPITULO 11 PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las ampliaciones del sistema de comunicaciones determinada en el horizonte de corto plazo son las presentadas en la siguiente tabla. En el Anexo III-X se presenta la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.**  
**PLAN DE INVERSIÓN**  
**PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**  
**(MILES DE B./)**

|    | DESCRIPCIÓN  | hasta           |                 |               |                 |                 |                 |                 |             |             |             |             | TOTAL            |
|----|--|-----------------|-----------------|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------|
|    |  | 2015            | 2016            | 2017          | 2018            | 2019            | 2020            | 2021            | 2022        | 2023        | 2024        | 2025        |                  |
| 82 | <b>PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES</b>                    | <b>3,866.31</b> | <b>1,493.70</b> | <b>694.78</b> | <b>1,431.83</b> | <b>3,646.00</b> | <b>2,086.00</b> | <b>2,037.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>15,255.62</b> |
| 83 | PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO                    |                 | 121             |               | 150             | 150             |                 |                 |             |             |             |             | 421              |
| 84 | INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA  |                 | 41              | 440           |                 |                 |                 |                 |             |             |             |             | 481              |
| 85 | EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES | 457             | 91              | 50            | 50              | 50              | 50              |                 |             |             |             |             | 748              |
| 86 | AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO               | 2,455           | 125             |               |                 |                 |                 |                 |             |             |             |             | 2,580            |
| 87 | AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT CHEPO - METETI |                 |                 |               | 250             | 500             |                 |                 |             |             |             |             | 750              |
| 88 | AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT 230-20y30      |                 |                 |               | 250             | 250             |                 |                 |             |             |             |             | 500              |
| 89 | REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS                             | 99              | 92              |               |                 |                 |                 |                 |             |             |             |             | 191              |
| 90 | REPOSICION DE RECTIFICADORES                                 | 160             | 173             | 145           | 132             |                 |                 |                 |             |             |             |             | 609              |
| 91 | REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY                            | 696             | 719             |               |                 |                 |                 |                 |             |             |             |             | 1,415            |
| 92 | REPOSICION DE TORRES   |                 | 131             |               |                 |                 |                 |                 |             |             |             |             | 131              |
| 93 | REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS                           |                 |                 | 60            |                 |                 |                 |                 |             |             |             |             | 60               |
| 94 | REPOSICION DE OPGW LT GUASQUITAS - PANAMA II                 |                 |                 |               |                 | 2,036           | 2,036           | 2,037           |             |             |             |             | 6,109            |
| 95 | REPOSICION DE HILO DE GUARDA CONVENCIONAL POR OPGW MDN-VEL   |                 |                 |               | 600             | 660             |                 |                 |             |             |             |             | 1,260            |



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPITULO 12 PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el corto plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-X en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.**  
**PLAN DE INVERSIÓN**  
**PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**  
**(MILES DE B./)**

|     | DESCRIPCIÓN  | hasta           |                 |                 |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | TOTAL            |
|-----|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------|
|     |  | 2015            | 2016            | 2017            | 2018            | 2019             | 2020            | 2021            | 2022        | 2023        | 2024        | 2025        |                  |
| 97  | <b>PLAN DE REPOSICIÓN</b>  | <b>1,477.00</b> | <b>6,127.34</b> | <b>2,108.35</b> | <b>8,548.87</b> | <b>15,039.00</b> | <b>9,680.00</b> | <b>4,308.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>47,288.56</b> |
| 98  | <b>REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO</b>                                   | <b>1,477.00</b> | <b>6,127.34</b> | <b>2,108.35</b> | <b>7,436.87</b> | <b>13,248.00</b> | <b>0.00</b>     | <b>0.00</b>     | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>30,397.56</b> |
| 99  | SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES                          | 74              | 89              |                 |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 163              |
| 100 | REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA                             |                 |                 |                 |                 | 3,863            |                 |                 |             |             |             |             | 3,863            |
| 101 | REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA                                    |                 |                 |                 |                 | 4,074            |                 |                 |             |             |             |             | 4,074            |
| 102 | REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA                                  |                 |                 |                 |                 | 3,168            |                 |                 |             |             |             |             | 3,168            |
| 103 | REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR                   | 81              | 846             | 102             |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 1,029            |
| 104 | REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV                          | 369             | 1,210           |                 |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 1,579            |
| 105 | REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV                        | 948             | 105             |                 |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 1,053            |
| 106 | REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV                   | 5               | 1,501           |                 |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 1,506            |
| 107 | REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV                         |                 |                 |                 | 740             | 150              |                 |                 |             |             |             |             | 890              |
| 108 | REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS..DE CAPACITORES 230 KV LLS Y PAN II |                 |                 |                 | 1,500           |                  |                 |                 |             |             |             |             | 1,500            |
| 109 | REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV                  |                 |                 | 71              |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 71               |
| 110 | REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV                  |                 |                 |                 | 309             |                  |                 |                 |             |             |             |             | 309              |
| 111 | REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV                 |                 |                 |                 | 370             |                  |                 |                 |             |             |             |             | 370              |
| 112 | REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLS 230 KV                     |                 |                 |                 | 236             |                  |                 |                 |             |             |             |             | 236              |
| 113 | REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV               |                 |                 |                 | 303             |                  |                 |                 |             |             |             |             | 303              |
| 114 | REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV                        |                 | 31              |                 |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 31               |
| 115 | REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV                            |                 |                 | 18              |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 18               |
| 116 | REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV                  |                 |                 | 63              | 64              |                  |                 |                 |             |             |             |             | 127              |
| 117 | REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV                              |                 | 320             |                 |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 320              |
| 118 | REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV                 |                 | 454             | 150             |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 604              |
| 119 | REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV                    |                 |                 | 54              | 160             |                  |                 |                 |             |             |             |             | 213              |
| 120 | REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV Y 115 KV                           |                 |                 |                 | 368             |                  |                 |                 |             |             |             |             | 368              |
| 121 | REEMPLAZO PROTECCIONES S/E CHORRERA                                |                 |                 | 111             | 65              |                  |                 |                 |             |             |             |             | 176              |
| 122 | REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN                    |                 |                 |                 | 600             | 600              |                 |                 |             |             |             |             | 1,200            |
| 123 | REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II            |                 | 921             |                 |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 921              |
| 124 | REEMPLAZO EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA                           |                 | 155             |                 |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 155              |
| 125 | REEMPLAZO DE EQUIPO DE PRUEBAS                                     |                 | 288             |                 |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 288              |
| 126 | REEMPLAZO DE REGISTRADORES DE OSCIOGRAFIAS                         |                 |                 |                 | 193             | 93               |                 |                 |             |             |             |             | 286              |
| 127 | REEMPLAZO MAQUINA REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSFORMADOR          |                 |                 | 200             |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 200              |
| 128 | REEMPLAZO MAQUINA EXTRACCION Y FILTRADO DE SF6                     |                 |                 |                 | 150             |                  |                 |                 |             |             |             |             | 150              |
| 129 | EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES            |                 |                 |                 | 700             |                  |                 |                 |             |             |             |             | 700              |
| 130 | AUTOMATIZACION DE S/E CACERES                                      |                 | 207             | 139             |                 |                  |                 |                 |             |             |             |             | 346              |
| 131 | SISTEMA DE MONITOREO DE CONTAMINACION DE AISLADORES                |                 |                 | 500             | 500             | 500              |                 |                 |             |             |             |             | 1,500            |
| 132 | PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E MATA DE NANCE                    |                 |                 |                 | 180             |                  |                 |                 |             |             |             |             | 180              |
| 133 | CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL                                      |                 |                 | 700             | 1,000           | 800              |                 |                 |             |             |             |             | 2,500            |



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPITULO 13 PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-X en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.  
 PLAN DE INVERSIÓN  
 PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN  
 (MILES DE B/.)

|     | DESCRIPCIÓN   | hasta       |             |             |                 |                 |                 |                 |             |             |             |             | TOTAL            |
|-----|---|-------------|-------------|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------|
|     |   | 2015        | 2016        | 2017        | 2018            | 2019            | 2020            | 2021            | 2022        | 2023        | 2024        | 2025        |                  |
| 134 | <b>REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO</b>                            | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>1,112.00</b> | <b>1,791.00</b> | <b>9,680.00</b> | <b>4,308.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>16,891.00</b> |
| 135 | REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA                             |             |             |             | 20              | 950             | 3,308           | 475             |             |             |             |             | 4,753            |
| 136 | REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV    |             |             |             |                 |                 | 2,986           | 565             |             |             |             |             | 3,551            |
| 137 | REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV |             |             |             | 1,092           | 668             | 667             | 565             |             |             |             |             | 2,992            |
| 138 | REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2   |             |             |             |                 | 173             | 219             | 203             |             |             |             |             | 595              |
| 139 | REPARACIÓN DE TRANSFORMADORES CHO, LLS, MDN, PROG           |             |             |             |                 |                 | 2,500           | 2,500           |             |             |             |             | 5,000            |



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPITULO 14 PLAN DE PLANTA GENERAL

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta general. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-X en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.  
 PLAN DE INVERSIÓN  
 PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN  
 (MILES DE B./)

|     | DESCRIPCIÓN                   | hasta       |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |             |             |             | TOTAL            |
|-----|-------------------------------|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|------------------|
|     |                               | 2015        | 2016            | 2017            | 2018            | 2019            | 2020            | 2021            | 2022            | 2023        | 2024        | 2025        |                  |
| 158 | <b>PLAN DE PLANTA GENERAL</b> | <b>0.00</b> | <b>3,364.00</b> | <b>6,080.00</b> | <b>4,481.00</b> | <b>4,528.00</b> | <b>3,951.00</b> | <b>4,507.00</b> | <b>8,240.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>35,151.00</b> |
| 159 | EDIFICIO-ETESA                |             |                 | 1,600           | 540             | 540             | 540             | 540             | 8,240           |             |             |             | 12,000           |
| 160 | EQUIPO DE INFORMATICA         |             | 1,739           | 3,600           | 2,650           | 2,560           | 2,560           | 3,030           |                 |             |             |             | 16,139           |
| 161 | REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR     |             | 1,625           | 880             | 891             | 818             | 851             | 937             |                 |             |             |             | 6,002            |
| 162 | TALLER DE S/E VELADERO        |             |                 |                 |                 | 265             |                 |                 |                 |             |             |             | 265              |
| 163 | TALLER DE S/E PANAMA II       |             |                 |                 |                 | 265             |                 |                 |                 |             |             |             | 265              |
| 164 | SALON DE REUNIONES VALBUENA   |             |                 |                 |                 | 80              |                 |                 |                 |             |             |             | 80               |
| 165 | SUBESTACION PANAMA            |             |                 |                 | 400             |                 |                 |                 |                 |             |             |             | 400              |



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPITULO 15 PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta de ampliaciones de conexión. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-X en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.  
 PLAN DE INVERSIÓN  
 PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN  
 (MILES DE B/.)

|     | DESCRIPCIÓN  | hasta         |                 |                 |                 |                 |                 |             |             |             |             |             | TOTAL            |
|-----|--|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------|
|     |  | 2015          | 2016            | 2017            | 2018            | 2019            | 2020            | 2021        | 2022        | 2023        | 2024        | 2025        |                  |
| 141 | <b>SISTEMA DE CONEXIÓN</b>                             | <b>407.00</b> | <b>4,390.39</b> | <b>4,096.29</b> | <b>2,524.35</b> | <b>4,592.00</b> | <b>4,069.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>0.00</b> | <b>20,079.03</b> |
| 142 | REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA                 | 407           | 3,029           | 633             |                 |                 |                 |             |             |             |             |             | 4,069            |
| 143 | REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA                      |               | 407             | 2,768           | 894             |                 |                 |             |             |             |             |             | 4,069            |
| 144 | REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)                |               | 438             |                 |                 |                 |                 |             |             |             |             |             | 438              |
| 145 | REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA                 |               |                 |                 |                 | 4,069           |                 |             |             |             |             |             | 4,069            |
| 146 | REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA                      |               |                 |                 |                 |                 | 4,069           |             |             |             |             |             | 4,069            |
| 147 | REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV           |               | 385             | 43              |                 |                 |                 |             |             |             |             |             | 428              |
| 148 | REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 34.5 KV           |               |                 |                 | 350             | 150             |                 |             |             |             |             |             | 500              |
| 149 | REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV |               |                 |                 |                 | 95              |                 |             |             |             |             |             | 95               |
| 150 | REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV    |               |                 |                 | 141             |                 |                 |             |             |             |             |             | 141              |
| 151 | REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV   |               | 36              |                 | 12              |                 |                 |             |             |             |             |             | 48               |
| 152 | REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 34.5 KV                  |               |                 |                 | 88              |                 |                 |             |             |             |             |             | 88               |
| 153 | REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV                     |               | 95              |                 |                 |                 |                 |             |             |             |             |             | 95               |
| 154 | REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV                |               |                 | 44              |                 |                 |                 |             |             |             |             |             | 44               |
| 155 | REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV          |               |                 |                 | 809             |                 |                 |             |             |             |             |             | 809              |
| 156 | AMPLIACION PATIO 34.5 KV S/E LLANO SÁNCHEZ             |               |                 | 372             | 372             | 373             |                 |             |             |             |             |             | 1,117            |



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPITULO 16 CONCLUSIONES

### CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Se presenta déficit de reserva reactiva en el sistema 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 dé el ingreso de la tercera línea de transmisión y la compensación reactiva que eleve las reservas del SIN para operar en un punto de estabilidad en caso de contingencias (N-1).

### CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE CORTO PLAZO (AÑOS 2016 – 2019)

#### Año 2016:

Se espera el ingreso de aproximadamente 80 MW de capacidad instalada en el plantel de generación.

El sistema de transmisión se refuerza mediante aumento de la capacidad de transformación y el ingreso de nuevas subestaciones. Los refuerzos mencionados permiten mejorar el despacho (seco y lluvioso), para todos los bloques de demanda, mas con ello no se eliminan las restricciones identificadas en los años anteriores por lo cual se presenta generación obligada en los escenarios analizados para mantener su operación de manera segura, sin violaciones a los criterios de calidad (voltaje y cargas en líneas) y seguridad (N-1).

Durante el periodo lluvioso, permanece la condición de déficit de reactivo en el sistema y restricciones en la capacidad de

transmisión en sentido Occidente-Oriente. Debido a ello no es posible lograr el despacho económico y se despacha generación obligada en el centro de carga. En todos los casos la contingencia más crítica es el disparo de la caldera de carbón en BLM y el T1 de El Coco en época seca.

#### Año 2017:

Se espera la adición neta de 580\_MW de capacidad instalada en el plantel de generación del SIN, de los cuales 193 MW corresponden a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar al occidente del sistema. El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, a pesar que se adicionan refuerzos de compensación reactiva y la entrada en operación de la Tercera Línea, la deficiencia de reactivo es notable y el sistema dista de operar de manera confiable sin romper el despacho económico aún con la entrada de bancos de Capacitores en Chorrera y Panamá II.

#### Año 2018:

Se espera la adición neta de 532 MW de capacidad instalada en el plantel de generación del SIN, de los cuales 151 MW corresponden a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar al Occidente del sistema. El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema aún mantiene restricciones debido a limitación de

potencia de los circuitos Mata del Nance – Veladero. Del mismo modo el flujo en dirección hacia el Atlántico provoca sobrecarga en las líneas Panamá – Cáceres, debido a la baja generación en este sector y provoca restricciones para un despacho económico.

### **Año 2019:**

Se espera la adición neta de 349.5 MW de capacidad instalada en el plantel de generación del SIN, de los cuales 181 MW corresponden a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar al Occidente del sistema. Parte de esta generación incluye plantas en el área del Atlántico con menor costo y más eficientes, por lo que se reduce el flujo de potencia en las líneas Panamá – Cáceres, hacia este sector y elimina el problema de la sobrecarga en estas líneas. El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

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. Por lo tanto, se cumple con los criterios de calidad y seguridad operativa.

### **CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE LARGO PLAZO (AÑOS 2020 – 2025)**

Resultados similares al año 2019 se observan en el año 2020, como era de esperarse, que se ve incrementada la generación en el occidente debido a la incorporación de nueva generación principalmente hidráulica en el escenario de lluvioso, y por otro lado es de notar la importancia en el escenario de seca, la generación en la zona de Colón, norte de la ciudad de Panamá

Si se analiza el año 2023, se aprecia un notable incremento de generación despachada (económica, tipo ciclos combinados) en la zona de Colón respecto del año 2020. Esto se observa no solamente en el escenario de seca, sino también en el escenario lluvioso. Dado que no hay nuevas incorporaciones importantes en el occidente no se generan incrementos en el año 2023 por sobre el año 2020.

Finalmente, para el año 2026 se observa como resultado último una destacada incorporación de generación térmica de bajo costo que determina la generación despachada por zona. Destacando que no hay nueva generación en el occidente y todas las incorporaciones están vinculadas a combustibles fósiles en el oriente, inclusive en el escenario lluvioso.

### **CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN**

En cuanto a la expansión de transmisión de corto y mediano plazo, al incluir los proyectos aprobados y en elaboración, se verifica que el sistema tiene suficiente capacidad de transporte para suplir sus requerimientos internos a partir del año 2019.

- Doble circuito Panamá II – Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV para diciembre del 2016.
- Adición del transformador T5 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV) para finales del 2016.
- Reemplazo del conductor 636 kcmil de tipo ACSR, en la línea 115-3y4 (Las Minas – Panamá) en 115 KV, por un conductor de alta temperatura, calibre 605 kcmil, tipo ACSS/AW (24/7).
- Adición del transformador T3 en Subestación Panamá II (230/115/13.8 KV) para octubre del 2016.

- Tercera Línea de Transmisión Tramo Veladero-Llano Sánchez-Chorrera Panamá, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito a completarse en su totalidad el 2017.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV para el 2017.
- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas para agosto del 2018.
- Nueva línea 230 KV doble circuito Mata de Nance-Progreso-Frontera, con conductor DRAKE ACCC con capacidad de 770 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Reemplaza la línea existente de circuito sencillo (uno de los circuitos será directo de Mata de Nance a Progreso) en enero del 2018.
- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC por sus siglas en inglés). Uno en Subestación Llano Sánchez y otro en Subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV, ambos con capacidad de +120 MVAR.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo 230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Aumento de capacidad a la línea de transmisión Guasquitas – Veladero 230 KV para agosto del 2018.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres en 115 kV, circuito sencillo en octubre de 2018.
- Aumento de capacidad de la línea de transmisión Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito mediante cambio de conductor de alta temperatura 714 DOVE ACCC en febrero del 2019.
- Nueva línea de transmisión de integración del Darién. El proyecto contempla una Subestación Chepo, para alimentación de carga y conexión de futuros proyectos de generación y una línea simple en 230 kV Chepo – Metetí para septiembre de 2019.
- Adición del T2 en Subestación Changuinola. En julio de 2019.

En cuanto a la expansión de largo plazo se consideran los siguientes proyectos que garantizan el correcto funcionamiento del SPT:

- Subestación Burunga 230 KV en operación en enero de 2020.
- Nueva Subestación Panamá III en 230 KV para recibir la generación futura proveniente de occidente, en diciembre de 2019.
- Línea Sabanitas – Panamá III 230 KV y S/E Sabanitas 230 KV para evacuar la futura generación a instalarse en la Provincia de Colón, para enero de 2020.
- Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV para transportar la generación hidroeléctrica, eólica y solar ubicada en el occidente de país a los principales centros de carga, operada inicialmente en 230 KV en julio de 2020 y a partir de enero del 2024 en 500 KV.
- Aumento de Capacidad de la Línea 1 (LT1): Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 KV debido a que cumplen casi 50 años de operación, pasando así de su vida útil. En julio de 2020.
- Aumento de Capacidad de la Línea 2 (LT2): Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV en mayo de 2020.

- Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 KV en enero de 2024.
- Banco de Capacitores 20 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV para dar soporte de potencia reactiva. En enero de 2022.
- Reactor de 10 MVAR S/E Metetí 230 KV para el soporte de potencia reactiva. En enero de 2021.
- Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV, debido a las sobrecargas bajo ciertas condiciones de generación, para enero de 2024.
- Sabanitas 230/115 KV y línea 115 KV Sabanitas – Santa Rita, para reforzar el sistema de transmisión debido a la entrada en operación de los proyectos termoeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Colón, en enero de 2025.
- Reparación de Transformadores de S/E Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Chorrera, para contar con transformadores de respaldo en las subestaciones del interior del país. Enero de 2021.
- Adquisición de la Subestación El Coco 230 KV de Unión Eólica Panameña, para el año 2021
- Adquisición de Subestación La Esperanza 230 KV, de AES Panamá para el año 2019.
- Adquisición de Subestación 24 de Diciembre de ENSA en el año 2020.
- Adquisición de Subestación Cañazas en el 2019.
- Adquisición de Línea de Transmisión Costa Norte 230 KV para el 2023.
- Reembolso repotenciación de las líneas 115-1,2,3 y 4 para el 2021.
- Adquisición de la línea Progreso – Burica – Portón – Dominical en 2023, construida por Hidroburica.
- Adquisición de línea Bocas del Toro – Chiriquí Grande 230 KV, en 2024.

## CAPITULO 17 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. En largo plazo se plantean los proyectos en base a los análisis de los capítulos anteriores:

### AÑO 2016

- Doble circuito Panamá II – Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV.
- Adición del transformador T5 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV).
- Reemplazo del conductor 636 kcmil de tipo ACSR, en la línea 115-3y4 (Las Minas – Panamá) en 115 KV, por un conductor de alta temperatura, calibre 605 kcmil, tipo ACSS/AW (24/7).
- Adición del transformador T3 en Subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).
- Tercera Línea de Transmisión Tramo Veladero-Llano Sánchez, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito.

### AÑO 2017

- Tercera Línea de Transmisión Tramo Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV.

### AÑO 2018

- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas.
- Nueva línea 230 KV doble circuito Mata de Nance-Progreso-Frontera, con conductor DRAKE ACCC con capacidad de 770 MVA

por circuito en condiciones de operación normal. Reemplaza la línea existente de circuito sencillo (uno de los circuitos será directo de Mata de Nance a Progreso).

- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC por sus siglas en inglés). Uno en Subestación Llano Sánchez y otro en Subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV, ambos con capacidad de +120 MVAR.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo 230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Aumento de capacidad a la línea de transmisión Guasquitas – Veladero 230 KV.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres en 115 kV, circuito sencillo.

### AÑO 2019

- Aumento de capacidad de la línea de transmisión Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito mediante cambio de conductor de alta temperatura 714 DOVE ACCC.
- Nueva línea de transmisión de integración del Darién. El proyecto contempla la construcción de una nueva Subestación Chepo para alimentación de carga y conexión de futuros proyectos de generación y una línea simple en 230 kV Chepo – Metetí.
- Adición del T2 en Subestación Changuinola.
- Nueva Subestación Panamá III.
- Adquisición S/E La Esperanza.
- Adquisición S/E Cañazas

**AÑO 2020**

- Subestación Burunga 230 KV.
- Línea doble circuito Sabanitas – Panamá III 230 KV y S/E Sabanitas 230 KV.
- Línea de doble circuito Chiriquí Grande – Panamá III (operada inicialmente en 230 KV).
- Aumento de Capacidad de la Línea 1 (LT1): Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 KV.
- Aumento de Capacidad de la Línea 2 (LT2): Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV.
- Adquisición S/E 24 de Diciembre.

**AÑO 2021**

- Reactor de 10 MVAR S/E Metetí 230 KV.
- Reparación de Transformadores de S/E Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Chorrera.
- Adquisición S/E El Coco

**AÑO 2022**

- Banco de Capacitores 20 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV.
- Reembolso a AES de repotenciación Líneas 115-1,2,3 y 4.

**AÑO 2023**

- Adquisición de Línea de Transmisión Costa Norte 230 KV.
- Adquisición de línea Progreso – Burica – Portón – Dominical.

**AÑO 2024**

- Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV.
- Energización en 500 KV de Línea Chiriquí Grande – Panamá III.
- Adquisición de línea Bocas del Toro – Chiriquí Grande 230 KV.

**AÑO 2025**

- S/E Sabanitas 115 KV y línea 115 KV Sabanitas – Santa Rita.