

REPÚBLICA DE PANAMÁ
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Dirección del Centro Nacional de Despacho

Gerencia de Operaciones

INFORME DE CONFIABILIDAD 2013
10 de septiembre de 2012

Grupo de Planeamiento Operativo
PLANOP-32-09-2012



A. CONTENIDO

A. CONTENIDO	2
B. GLOSARIO	3
1. INTRODUCCIÓN.	5
2. RESUMEN EJECUTIVO.	6
3. ASPECTOS Y CONSIDERACIONES REGULATORIAS.	7
4. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.	9
5. MODELOS A UTILIZAR PARA EL ESTUDIO.	12
6. METODOLOGÍA.	12
6.1 Disponibilidad de Generación.	13
6.2 Cálculo de índices de Confiabilidad (CORAL).	13
6.3 Análisis de sensibilidad aplicada a la Demanda.	14
6.4 Potencia Firme Requerida.	15
6.5 Efecto de la Red de Transporte.	18
7. DATOS UTILIZADOS.	19
7.1 Condiciones iniciales	19
7.2 Demanda	20
7.3 Sistema de Generación	21
8. RESULTADOS OBTENIDOS.	24
8.1 Determinación de Potencia Disponible Sin Fallas.	24
8.2 Determinación de la Energía No Suministrada.	25
8.3 Reserva Óptima	26
8.4 Potencia Firme Requerida	29
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	31

B. GLOSARIO

CH: Central Hidroeléctrica.

CRES: Costo de Reserva (\$/MW). Resultado de valorizar la potencia de reserva.

CT: Central Termoeléctrica.

DMG: Demanda Máxima de Generación (MW). Dentro de un período dado, es el máximo requerimiento de la capacidad de generación para cubrir la demanda con un nivel de reserva establecido para confiabilidad.

DT: Demanda Total (MW). Es la generación máxima que se necesita para cubrir los requerimientos de demanda máximos proyectados.

DTO: Demanda Total Óptima (MW). Es la Demanda Total que el parque de generación existente puede cubrir confiablemente.

EENS: Valor Esperado de Energía No Suministrada (MWh).

FD: Factor de Demanda. Constante utilizada para realizar las sensibilidades de demanda (%).

FCAP: Factor de Capacidad. Factor que mide la capacidad de adaptación del parque de generación existente a la demanda máxima prevista para el período de tiempo del estudio (1 año).

PFTO: Potencia Firme Total Ofertada. Es la sumatoria de las Potencias Firmes de los Agentes Generadores.

PFTR: Potencia Firme Total Requerida. Es la Potencia Firme que se necesita para cubrir satisfactoriamente las proyecciones demanda.

PPOT: Precio de Potencia. Precio de Potencia máximo regulado.

PRES: Potencia de Reserva (MW). Potencia de reserva con la que se puede cubrir confiablemente la demanda.

SAERLP: Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo.

NCR: Número de Series Hidrológicas. Cantidad de escenarios hidrológicos con que la herramienta CORAL determina la EENS para cada FD evaluado.

CENS: Costo de Energía No Suministrada (\$/MWh). Resultado de valorizar la Energía No Suministrada.

1. INTRODUCCIÓN.

El presente documento contiene el estudio de seguridad para el abastecimiento de la demanda prevista en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante el cual se define la Reserva de Confiabilidad atendiendo a los criterios de calidad y confiabilidad vigentes y así garantizar el suministro de energía en el sistema eléctrico panameño.

En este estudio se utilizan los resultados del Informe Indicativo de Demandas 2013 – 2033, el valor de la energía no suministrada de 680¹ \$/MWh y adicionalmente se utiliza el precio máximo de la potencia previsto para las transacciones en el mercado ocasional de 8.96² \$/kW-mes.

En cuanto a aspectos normativos es importante señalar que el numeral 5.1.1.11 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad en Panamá, establece que el Centro Nacional de Despacho (CND) calculará este nivel de reserva de acuerdo a los criterios de calidad y confiabilidad vigentes. Dicho nivel de reserva será propuesto en el presente Informe de Confiabilidad para la aprobación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

¹ Valor indicado en la Resolución AN No. 4866-ELEC del 01/11/2011.

² Valor indicado en la Resolución AN No. 3037-ELEC del 29/10/2009.

2. RESUMEN EJECUTIVO.

La demanda utilizada en el presente estudio para el año 2012 fue tomada de la proyección pronosticada en el Informe Indicativo de Demandas correspondiente al período 2012 – 2032.

La proyección de energía para el año 2013 es de **8,333.66 GWh**, mientras que el valor máximo de la potencia a considerar es de **1,394.26 MW**, misma que representa la demanda de los consumidores, incluyendo una estimación de las pérdidas en la red de transmisión.

Para este estudio fueron consideradas las unidades de generación bajo supervisión del CND, las unidades que representan la oferta de ACP, y los proyectos de generación hidroeléctrica tales como Baitún, Mendre 2, Cochea, Las Perlas Norte, Las Perlas Sur, RP490, Pando, Monte Lirio y Prudencia.

Se consideró una Potencia Firme Total Ofertada (PFTO) de **1,639.82 MW**.

La reserva de confiabilidad requerida para el año 2013 es de:

RO = 80.80 MW que representa un **5.79%** de la Potencia Máxima prevista para el 2013.

3. ASPECTOS Y CONSIDERACIONES REGULATORIAS.

Las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad establecen en su glosario de definiciones las siguientes:

- **Demanda Máxima de Generación**: Dentro de un período dado, es el máximo requerimiento de capacidad de generación para cubrir la demanda con un nivel de reserva definido para confiabilidad.
- **Obligación de contratar**: Es la obligación de garantía de suministro de un Distribuidor que no queda cubierta con generación propia comprometida de dicho Distribuidor.

Adicionalmente, en el literal 6.2.1.1 de la misma normativa indica que “*Cada Distribuidor está obligado a contratar la Potencia Firme de Largo Plazo mediante Contratos de Suministro para cubrir la demanda máxima de generación de sus clientes regulados y de todos los Grandes Clientes de su zona de concesión, incluyendo a aquellos Grandes Clientes que estando previamente conectados a su red de Distribución se conecten directamente al Sistema de Transmisión, salvo las excepciones que se indican en estas Reglas Comerciales y en las Reglas de Compra*”

También en su literal 5.1.1.12 señala que es el CND quien debe calcular la demanda máxima de generación mensual del sistema totalizando las siguientes variables:

- La demanda máxima mensual prevista para el sistema.
- Las pérdidas de transmisión en período de demanda punta.
- La reserva de confiabilidad de largo plazo.

Indistintamente, adicional al cálculo de la demanda máxima de generación prevista, el CND debe considerar la demanda interrumpible, de existir, para cada Participante Consumidor previsto para el año 2013 incluyendo la asociada a los clientes regulados de cada Distribuidor.

Es importante hacer la salvedad, que el producto potencia firme de largo plazo que venden los Participantes Productores y las empresas Distribuidoras con generación propia ya incluye un determinado nivel de reserva considerado por la indisponibilidad definida como la tasa de salida forzada en el caso de centrales térmicas y al considerar los años con baja hidrología para las centrales hidroeléctricas, dado el compromiso que asume el Participante Productor para proveer esta potencia durante todo el período que la comercializa.

Es decir, cuando la demanda máxima de generación se cubre con potencia firme de largo plazo, ya sea a través de contratos o del servicio auxiliar especial de reserva de largo plazo, la demanda también adquiere reserva.

En consecuencia, la reserva para confiabilidad de largo plazo es la reserva adicional requerida a la que ya provee la potencia firme de largo plazo para el cumplimiento por parte del sistema de los criterios de confiabilidad.

4. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.

El CND como entidad que presta el servicio público de operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) tiene entre sus funciones, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 71 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, la planificación de la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexiones internacionales en el SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.

Lo anterior sumado a la responsabilidad otorgada al CND de calcular el nivel de reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios de calidad y de confiabilidad vigentes, hace necesario considerar algunos criterios mínimos que complementen lo técnico con lo económico.

En este proceso, técnicamente hay que concluir que el logro de los niveles de calidad objetivo en la operación de un mercado eléctrico requiere que el sistema eléctrico pueda mantenerse con las centrales de generación en sincronismo ante los eventos más previsibles. Tomemos en cuenta algunos eventos como lo son las salidas de generación y elementos de transmisión (calidad del servicio), y que ocurrido cualquiera de las anteriores los niveles de tensión y frecuencia estén dentro de rangos preestablecidos (calidad de la energía eléctrica) en el Reglamento de Transmisión.

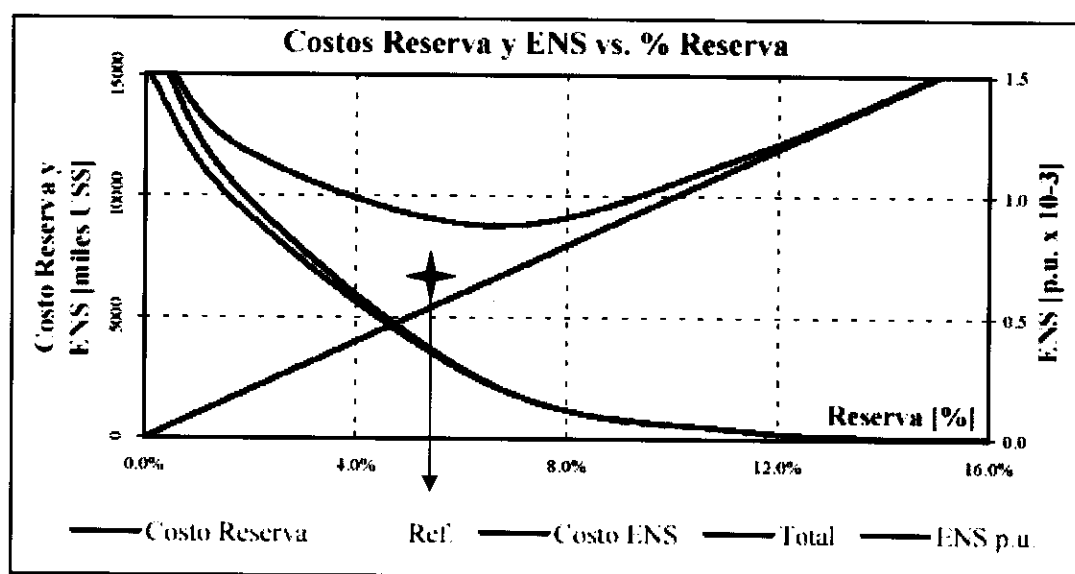
Pero conseguir ese nivel de calidad no depende solamente de la disponibilidad de los generadores y de los elementos de transmisión sino también del nivel de las reservas que el sistema dispone en el tiempo a corto y largo plazo.

- Las reservas de corto plazo son las requeridas en cada instante para garantizar la operatividad y calidad del sistema eléctrico, corregir las diferencias cuando ocurren alejamientos entre la generación y la demanda, y cubrir contingencias minimizando el riesgo del colapso del SIN.
- Las reservas de largo plazo, o mejor conocidas como las reservas para confiabilidad, son las que permiten garantizar que el sistema disponga de capacidad suficiente para abastecer la máxima demanda anual más pérdidas técnicas por el transporte de los bloques de energía.

Desde el punto de vista normativo se han definido ciertos niveles de calidad para una operación técnica adecuada y así establecer los márgenes de “reserva” requeridos para la operación confiable que realiza el CND como operador del SIN, tanto en el corto plazo (reserva operativa) como en el largo plazo (suficiencia). Y en la actualidad, si bien la reserva para confiabilidad es el resultado de un análisis para el año siguiente, se entiende que dentro del escenario de largo plazo, hay otras diligencias que se realizan con la finalidad de garantizar la suficiencia, como lo es la contratación a largo plazo por parte de los Agentes Distribuidores.

Si bien hasta este momento hemos resumido lo técnico, queda pendiente acoplar la revisión económica que está inmersa en el análisis requerido para un ambiente de mercado eléctrico competitivo. En este escenario, el nivel de reserva depende de una evaluación de costos y de la característica técnica del sistema, la cual se está realizando, mediante la revisión “técnico-económica”, que el CND lleva a cabo desde el año 2008 con el proceso vigente. Como se aprecia en la gráfica 1, cuanto mayor sea la reserva el sistema tendrá un mayor costo operativo por tener que remunerar dicha reserva, pero al mismo tiempo se incrementa la calidad y se reduce el costo asociado a eventuales cortes de carga.

Existe por lo tanto una relación de compromiso entre reserva y calidad que debe evaluarse para determinar la cantidad óptima de potencia en reserva requerida y que minimiza el costo total (reserva más calidad). En detalle podemos observar que la gráfica 1, muestra conceptualmente la relación que existe entre el monto de la potencia en Reserva Óptima con los costos asociados a la falta de suministro y la potencia de reserva disponible en el sistema.



Gráfica 1. Relación de los costos de la potencia en reserva con respecto a los costos de la energía no suministrada y el porcentaje de potencia de reserva disponible.

Cabe destacar que los conceptos indicados tienen un rango de validez definido por una calidad mínima que el mercado debe garantizar independientemente del costo que signifique en términos operativos y/o de reservas. En este sentido podemos mencionar como criterios de calidad mínimos la potencia requerida como reserva operativa (MRO.2.1), reserva rodante (MRO.2.2) y la reserva regulante (MRO.2.3).

5. MODELOS A UTILIZAR PARA EL ESTUDIO.

Este estudio utiliza los modelos informáticos **SDDP** y el **CORAL**, siendo este último el empleado por el **CND** para calcular los índices de confiabilidad asociados a montos esperados de energía no suministrada que incluyen restricciones de transporte.

El estudio consiste en determinar los valores de **EENS** resultantes para cada semana del “año 2013” utilizando el modelo **CORAL**, considerando contingencias sólo a nivel de generación y teniendo en cuenta la red de transporte para así considerar las restricciones que esta impone al flujo de potencia activa por la posible congestión resultante en cada situación operativa.

El procedimiento considerado utiliza el **SDDP** en las mismas condiciones como se realiza en el Despacho Semanal con la diferencia que en este proceso se incluye la nueva proyección demanda tomada del indicativo para el 2013 con la finalidad de obtener la potencia de la generación hidroeléctrica sin fallas, considerando las restricciones a nivel de hidrología. Seguidamente, por medio del modelo **CORAL** se realiza la evaluación de la confiabilidad con el cálculo de la **EENS**.

6. METODOLOGÍA.

Para el cálculo del nivel de reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios propuestos en el punto 4, tanto para potencia como energía, se establece la siguiente metodología.

6.1 Disponibilidad de Generación.

Como primer paso para determinar la Potencia Firme correspondiente a la Reserva de largo plazo, requerida en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá (MME), determinamos la capacidad disponible de generación de las plantas de generación existentes que será la que permitirá abastecer la demanda futura, considerado la configuración de la red eléctrica.

6.2 Cálculo de índices de Confiabilidad (CORAL).

La demanda total del sistema (**DT [MW]**) utilizada es la que resulta de la proyección del Informe Indicativo de Demandas que realiza el CND para cada semana del “año 2013”, obtenida como la sumatoria de las demandas en cada nodo de retiro del sistema eléctrico.

No se tomaron en cuenta las exportaciones ni las importaciones de energía de oportunidad a través de la interconexión internacional por no considerarse firmes. En cuanto a las exportaciones las características de interrumpibilidad le asiste por normativa al CND como operador del sistema panameño para salvaguardar la seguridad del sistema y evitar en lo posible un colapso total o parcial del SIN, de la misma manera que el centro de control del país exportador tienen la autoridad para interrumpir el envío de energía por condiciones que atenten contra seguridad de suministro en su sistema.

Como resultado de la simulación se obtienen los índices de confiabilidad resultantes para cada semana del “año 2013” y cada serie hidrológica, lo cual se traduce en los montos de EENS que se muestran en la tabla 9.

6.3 Análisis de sensibilidad aplicada a la Demanda.

En las simulaciones con el **CORAL** realizamos los cálculos, indicados en la sección 6.2, para diferentes niveles de la demanda informadas por los Participantes Consumidores. A tal efecto sobre los valores de demanda utilizados en el Escenario Base se les multiplicó por el denominado Factor Demanda (FD), siendo este valor una constante que se encuentra delimitada en el rango ($\pm 20\%$ en pasos de 5%), para determinar la Reserva Óptima. Como resultado se obtendrán nuevos valores de demanda para cada semana del “año 2013” asociados a cada valor de **FD**.

Sin modificar los valores de disponibilidad de generación utilizados en el escenario base para cada semana y cada serie hidrológica se utiliza nuevamente el modelo **CORAL** para el análisis de confiabilidad para cada uno de los nuevos escenarios de demanda (**FD**).

Como resultado se obtienen los valores de EENS resultantes para cada semana del “año 2013”, cada serie hidrológica y cada valor de FD y los correspondientes valores anuales promedios.

6.4 Potencia Firme Requerida.

El procedimiento indicado en los puntos anteriores aporta la información requerida para determinar la **PRES (Óptima) [MW]** que requiere el sistema para minimizar los costos totales (reserva más confiabilidad) en cada año.

A tal efecto se requirió definir las siguientes variables:

- El Costo regulado de la EENS (**CENS [\$/MWh]**).
- El Costo unitario de la Reserva (**CRES [\$/MW]**).

El **CENS** utilizado debe ser un valor que refleje el costo social de no contar con el suministro de energía eléctrica. Se toma el valor que actualmente el CND utiliza para realizar el despacho económico de generación (680 \$/MWh)³.

Respecto al Costo de la Reserva en el MME de Panamá no está definido un valor para este parámetro. Sin embargo, sí existe un precio máximo para la potencia a comercializar para el Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo (**SAERLP**) al cual se remunera la Potencia Firme de generación que participa de este servicio.

Los valores de Potencia Firme total del sistema y Potencia de Reserva requerida están correlacionados ya que ambos están asociados a la calidad del abastecimiento de energía. En función de ello se utiliza como **CRES [\$/MW]** el precio máximo regulado para el **SAERLP** del MME de Panamá⁴.

³ Valor indicado en la Resolución AN No. 4866-ELEC del 01/11/2011.

⁴ Valor indicado en la Resolución AN No. 3037-ELEC del 29/10/2009.

La **EENS** obtenida para cada nivel de demanda en los escenarios Base y de sensibilidad, determinan una función que relaciona la **EENS** anual, comportamiento hidrológico promedio, con la demanda total del sistema (**DT**) correspondiente al “año 2013”. Dicha función en general será de tipo exponencial con exponente positivo, indicando esto que la **EENS** se incrementa a medida que se aumenta la demanda máxima del sistema para una misma capacidad instalada de generación.

$$EENS = e^{+k+\beta \times \ln(DT)}$$

La potencia en reserva del sistema (**PRES [MW]**) se obtiene como diferencia entre la capacidad instalada de generación (**Cap. Ins. [MW]**) y la **DT[MW]** del sistema.

$$PRES[MW] = Cap.Ins[MW] - DT[MW]$$

Dado que la *Cap. Ins.* de generación es una constante es posible expresar la condición óptima de la potencia de reserva en función de la demanda máxima total del sistema:

$$\frac{PPOT}{VENS} = -\frac{d(EENS)}{dPRES} = -\frac{d(EENS)}{dDT} \times \frac{d(DT)}{dPRES} = +\frac{d(EENS)}{dDT}$$

El valor de **DT** para el cual se cumple la igualdad anterior, denominado **DTO**, permite determinar la Reserva Óptima del Sistema para la capacidad instalada de generación existente.

La **DTO** en general diferirá de la **DT** prevista para el “año 2013”. Si **DTO** es mayor que **DT** significará que el sistema tiene un exceso de capacidad instalada de

generación y por lo tanto habría que remunerar por la participación en el **SAERLP** sólo una parte de la misma. En cambio, si **DTO** es menor a la **DT** significará que el sistema tiene menor reserva que la óptima y por lo tanto toda la capacidad existente de generación debe ser remunerada por su participación en el **SAERLP**.

Es posible así determinar el denominado Factor de Capacidad (**FCAP**) que mide el grado de adaptación del parque de generación existente a la demanda de generación prevista para el “año 2013” en el sistema eléctrico panameño.

$$FCAP = MAX(1.0, DTO / DT) \geq 1.0$$

El **FCAP** será > 1.0 si existe un exceso de capacidad instalada de generación para atender la demanda de generación del “año 2013” e igual a 1.0 en caso contrario, es decir, si no existe tal exceso de capacidad instalada.

La Potencia Firme Total ofertada (**PFTO**[MW]) se obtiene como la suma de las Potencias Firmes individuales de los generadores, para el caso de las centrales hidroeléctricas se considera su Potencia Firme calculada por el CND de acuerdo a la regulación vigente y para las centrales térmicas se considera la potencia efectiva afectada por los índices de indisponibilidad.

$$PFTO[MW] = \sum_G PF_G[MW]$$

Donde:

G: Cada uno de los generadores con $PF > 0.0$

La Potencia Firme Total Requerida (**PFTR**) para el **SAERLP** en el “año 2013” se propone determinarla como el cociente entre la **PFTO** y el **FCAP**.

$$PFTR[MW] = \frac{PFTO[MW]}{FCAP}$$

De esta forma:

- La **PFTR** será igual a la **PFTO** en el caso de que el sistema tenga un nivel de reserva inferior al óptimo.
- La **PFTR** será menor a la **PFTO** en el caso que exista un exceso de capacidad instalada respecto a lo requerido por la demanda como reserva óptima.

El factor que relaciona ambas magnitudes será el **FCAP**.

La **PFTR** será por otra parte igual a la Demanda de Generación (**DG**) que debe determinar el CND de acuerdo con la reglamentación vigente, lo cual permite por último determinar la reserva para confiabilidad (**RCONF**) expresada como un porcentaje de la **DT** prevista para el año 2011.

$$DG[MW] = PFTR[MW]$$

$$RCONF = \frac{DG[MW]}{DT[MW]} - 1$$

6.5 Efecto de la Red de Transporte.

La determinación de la reserva requerida para confiabilidad de acuerdo con el procedimiento antes indicado se basa en determinar la **EENS** por contingencia de generación teniendo en cuenta la red de transporte sólo para los efectos de

considerar las restricciones que ésta impone en el flujo de potencia activa resultante en cada situación operativa. Es decir, no se incluye en la determinación de la EENS las contingencias de los componentes del sistema de transporte.

La inclusión de contingencias en el sistema de transporte daría como resultado un incremento en la EENS y valores de confiabilidad diferentes en cada nodo del sistema de transporte, análisis que no está dentro de los objetivos del presente estudio. En áreas con excedentes de generación (áreas exportadoras) la EENS comparada con la demanda del área será menor que la que se obtiene en áreas importadoras.

De igual forma, incluir contingencias en el transporte daría como resultado un incremento de la reserva de confiabilidad, es decir se incrementaría la Potencia Firme requerida.

7. DATOS UTILIZADOS.

De una forma general, describimos a continuación el conjunto de datos a utilizarse en el Modelo de Confiabilidad:

7.1 Condiciones iniciales

Con los resultados de la simulación estocástica de la semana 35 del año 2012, obtenemos los niveles iniciales de los embalses Fortuna y Bayano para el año 2013 y el comportamiento hidrológico que permite determinar la potencia disponible de las Centrales Hidroeléctricas sin fallas.

7.2 Demanda

Consideramos la proyección de demanda prevista en el Informe Indicativo de Demandas 2013 - 2033, para el año 2013 en el que considera una demanda de generación total del sistema de 1,394.26 MW incluyendo las pérdidas en transmisión, con una energía asociada de 8,333.66 GWh. Esta proyección utiliza la información suministrada por los Participantes Consumidores, Distribuidores y Grandes Clientes, para el año 2013.

Al igual que para el planeamiento de despacho semanal se utilizan los cinco (5) bloques de demanda que se muestran en la tabla 1.

Distribución de Demanda en 5 Bloques		
Duración (%)		Horas
Bloque 1	2.97	5
Bloque 2	19.05	32
Bloque 3	25.6	43
Bloque 4	20.24	34
Bloque 5	32.14	54

Tabla 1. Distribución de los Bloques Año 2013.

Fueron realizadas sensibilidades en la demanda a abastecerse en el año 2013, variando la misma en un rango de $\pm 5\%$, $\pm 10\%$, $\pm 15\%$ y $\pm 20\%$, obteniendo los resultados de la tabla 2.

FD	DEMANDA	
%	(MW)	(GWh)
0.80	1,115.41	6,666.93
0.85	1,185.12	7,083.61
0.90	1,254.84	7,500.29
0.95	1,324.55	7,916.98
1.00	1,394.26	8,333.66
1.05	1,463.98	8,750.34
1.10	1,533.69	9,167.03
1.15	1,603.40	9,583.71
1.20	1,673.12	10,000.39

Tabla 2. Resultados del análisis de la Demanda para el 2013.

7.3 Sistema de Generación

El sistema de generación, considerado en el estudio, corresponde al sistema proyectado para el año 2013, el cual presentamos en las siguientes tablas resumen:

- i) la tabla 3 el plantel hidroeléctrico, incluyendo los proyectos: Baitún, Mendre 2, Cochea, Las Perlas Norte, Las Perlas Sur, RP490, Pando, Monte Lirio y Prudencia
- ii) la tabla 4 el plantel termoeléctrico, considerando el ciclo de Termocolón operando con Diesel en configuración 2+1,
- iii) en la tabla 5 el plantel que respalda las ofertas del Autogenerador Autoridad del Canal de Panamá (ACP),
- iv) en la tabla 6 otras minicentrales hidroeléctricas.

PLANTA	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA FIRME
	(MW)	(MW)
Algarrobos	9.74	2.41
Baitun	85.9	31.09
Bajo Mina	56	20.07
Bayano	260	160.12
CHAN 1	209.6	175.33
Mini Chan	9.77	
Cochea	14.93	3.06
H. Concepción	11	2.49
Dolega	3.12	1.10
El Fraile	5.36	1.50
Esti	120	112.67
Fortuna	300	290.21
Gualaca	25.22	23.04
La Estrella	47.2	16.13
Las Perlas N	10	2.46
Las Perlas S	10	2.46
Lorena	33.78	30.62
Los Planetas	4.95	0.91
Los Valles	54.76	17.63
Macano	3.51	0.90
Macho de Monte	2.49	0.80
Mendre	19.5	3.92
Mendre 2	8	1.56
Paso Ancho	6	4.30
Pedregalito	20	5.25
Pedregalito 2	12.57	3.22
RP490	14	1.79
Yeguada	6.6	3.00
Monte Lirio	51.65	32.38
Pando	32.9	25.13
Prudencia	56.2	50.09
TOTAL	1364.00	1025.63

Tabla 3. Plantel Hidroeléctrico.

PLANTA	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA FIRME ⁵
	(MW)	(MW)
BLM CICLO COMBINADO ⁶	105.86	64.83
BLM CARBON	120	85.62
Capira I	1	0.83
Capira II	4.5	3.99
CATIVA	83	61.32
Chitré	4.5	3.92
PAN G1	21.4	0.00
PAN G2	21.4	0.00
EL GIRAL I	16	13.53
EL GIRAL II	32.4	29.17
MIRAFLORES G1	9.7	8.91
MIRAFLORES G2	9.7	7.58
MIRAFLORES G3	21.02	11.94
MIRAFLORES G4	35.35	29.02
MIRAFLORES G5	17.55	12.14
MIRAFLORES G6	17.06	14.71
PACORA	53.53	46.15
PANAM	96	82.37
TERMOCOLON	150	107.59
TOTAL	819.97	583.62

Tabla 4. Plantel Térmico.

PLANTA	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA FIRME ⁵
	(MW)	(MW)
ACPBU_7	17.06	15.16
ACPBU_8	17.06	14.54
TOTAL	34.12	29.70

Tabla 5. Unidades Generadoras Consideradas como la Oferta de ACP.

PLANTA	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA FIRME
	(MW)	(MW)
Hidro Panamá	4.28	0.74
Hidro Candela	0.54	0.13
TOTAL	4.82	0.87

Tabla 6. Mini Hidroeléctricas.⁵ Valores afectados por el índice de indisponibilidad histórica a julio de 2012.⁶ Valor afectado por el retiro de la unidad BLMG5.

8. RESULTADOS OBTENIDOS.

De acuerdo a la metodología detallada en el **punto No. 6** del presente informe se procedió a determinar el nivel de potencia de reserva para confiabilidad de largo plazo (**PRES**), obteniéndose los siguientes resultados:

8.1 Determinación de Potencia Disponible Sin Fallas.

A continuación, en la tabla 7 mostramos, las potencias disponibles hidrotérmicas afectadas solamente por las variaciones hidrológicas. Esto es, incluyen los valores de las centrales hidráulicas obtenidas de la corrida del **SDDP** para cada semana del año 2013, en la que se utilizan las mismas condiciones del Despacho Semanal, y como criterio a fin de tener sólo restricciones a nivel hidrológico no se consideran los planes de mantenimiento.

SEMANA	POT. DISPONIBLE	SEMANA	POT. DISPONIBLE	SEMANA	POT. DISPONIBLE	SEMANA	POT. DISPONIBLE
01/2013	2044.53	14/2013	1951.42	27/2013	2081.46	40/2013	2206.12
02/2013	2036.10	15/2013	1949.48	28/2013	2094.50	41/2013	2212.80
03/2013	2028.95	16/2013	1954.12	29/2013	2096.13	42/2013	2212.53
04/2013	2021.54	17/2013	1962.91	30/2013	2112.77	43/2013	2214.01
05/2013	2013.31	18/2013	1982.80	31/2013	2125.25	44/2013	2204.43
06/2013	1995.40	19/2013	1987.80	32/2013	2143.10	45/2013	2205.25
07/2013	1984.01	20/2013	2006.24	33/2013	2152.42	46/2013	2198.87
08/2013	1969.91	21/2013	2034.48	34/2013	2161.65	47/2013	2203.08
09/2013	1973.73	22/2013	2058.75	35/2013	2176.02	48/2013	2186.82
10/2013	1965.48	23/2013	2077.17	36/2013	2188.99	49/2013	2169.14
11/2013	1955.46	24/2013	2084.78	37/2013	2189.96	50/2013	2177.43
12/2013	1958.81	25/2013	2082.63	38/2013	2199.03	51/2013	2176.18
13/2013	1949.94	26/2013	2084.33	39/2013	2203.94	52/2013	2195.70

Tabla 7. Potencia Disponible Total para el 2013.

8.2 Determinación de la Energía No Suministrada.

Con los datos de salida de la corrida del **SDDP** se obtienen las potencias disponibles sin fallas que permiten hacer las sensibilidades de Demanda con el modelo **CORAL**.

En la tabla 8 presentamos los valores de **EENS** Anual resultantes para cada sensibilidad de Demanda (FD) de 0.80, 0.85, 0.90, 0.95, 1.00, 1.05, 1.10, 1.15 y 1.20.

FD	DEMANDA		EENS
%	(MW)	(GWh)	(MWh)
0.80	1,115.41	6,666.93	7.42
0.85	1,185.12	7,083.61	34.84
0.90	1,254.84	7,500.29	138.14
0.95	1,324.55	7,916.98	481.11
1.00	1,394.26	8,333.66	1,480.12
1.05	1,463.98	8,750.34	4,044.21
1.10	1,533.69	9,167.03	9,888.04
1.15	1,603.40	9,583.71	21,830.38
1.20	1,673.12	10,000.39	43,813.30

Tabla 8. Energía No Suministrada Anual para el año 2013.

Se observa que la **EENS** es muy sensible a la variación de demanda de generación, aumentando significativamente ante el correspondiente incremento de esta demanda.

8.3 Reserva Óptima

Los resultados presentados en la sección 8.2 permiten determinar la reserva óptima del sistema para la demanda de generación máxima prevista en el año 2013 y el valor correspondiente de Potencia Firme Total requerida (**PFTR**) para el **SAERLP** del MME de Panamá.

Realizamos el procedimiento metodológico descrito en el punto 6 de este informe considerando como Costo de la Reserva (**CRES** [\$/kW-mes] igual a 8.96 \$/kW-mes, mientras que para el Costo de la **EENS** (**CENS**[\$/MWh]) consideramos un valor de 680 \$/MWh.

Para obtener la Reserva Óptima verificamos la función que relaciona los valores de **EENS** anual, promedio hidrológico, con el valor de demanda de generación máxima a partir de lo cual se determina el valor de demanda para el cual se cumple la siguiente igualdad:

$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = \frac{CRES}{CENS}$$

Para los valores antes indicados de **CRES** y **CENS**, la reserva óptima se obtiene cuando:

$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = \frac{8.96 \text{ \$ / kW - mes}}{680 \text{ \$ / MWh}}$$

Obteniendo el siguiente valor:

CRES (\$/kW-mes)	CENS (\$/MWh)	$\frac{d(EENS)}{dDG_T}$ (MWh/MW)
8.96	680	158.12

La figura 1 muestra la función que representa la **EENS** anual, promedio hidrológico, en función de la demanda de generación máxima anual (trazo en color azul) la cual interpola los valores resultantes de **EENS** obtenidos de los estudios de confiabilidad para cada sensibilidad de demanda.

La derivada respecto de la demanda máxima de la **EENS** se indica en trazo en color rojo, correspondiendo a la escala de la derecha.

Se indican los valores de demanda máxima para los cuales se cumple que la derivada antes indicada tiene valor de 158.12 MWh/MW.

Demanda Máxima (DTO) = 1,550 MW para una derivada de 158.12 MWh/MW.

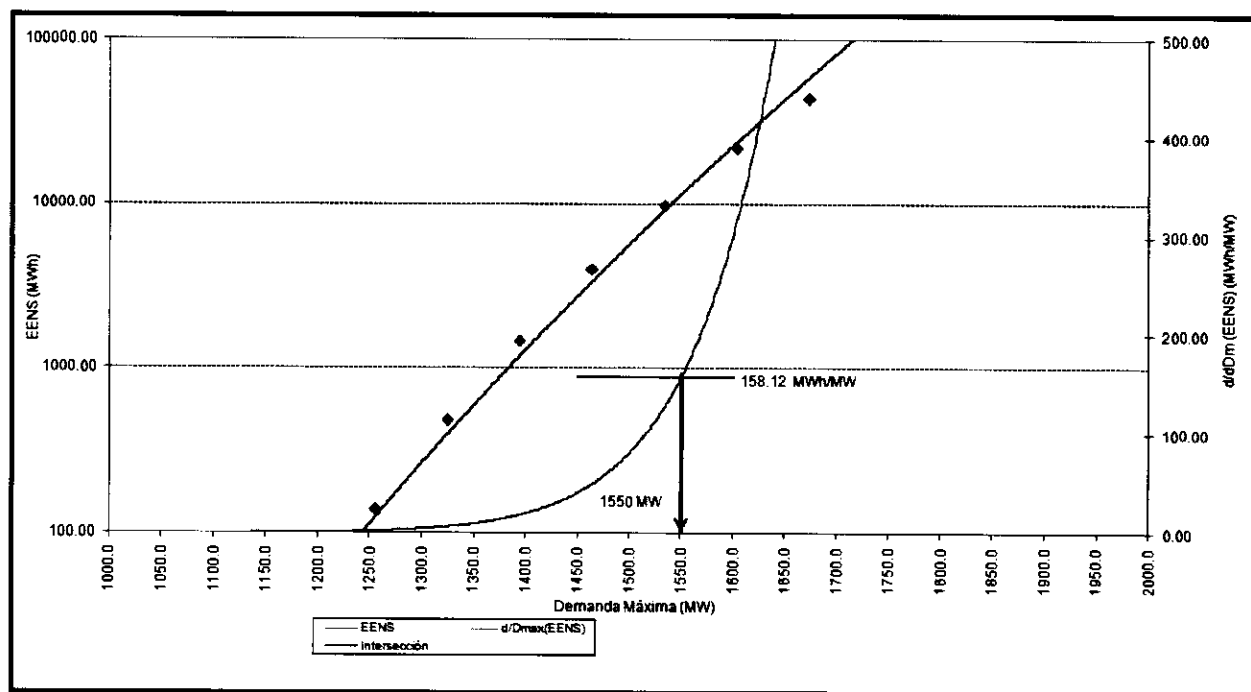


Figura 1. Reserva Óptima de Generación para el Año 2013.

Observamos en la figura 1, que para un CENS igual a 680 \$/MWh la demanda de generación óptima para el parque de generación existente es 1,550 MW la que es mayor a la demanda máxima de generación prevista para el año 2013 (1,394.26 MW) lo cual nos indica que existe una limitada reserva de 155.74 MW aproximadamente para el 2013.

8.4 Potencia Firme Requerida

Los valores antes indicados de demanda de generación máxima anual óptima definen los denominados Factores de Capacidad (**FCAP**) que miden la adaptación del parque de generación existente en Panamá a la demanda máxima de generación prevista para el año 2013 siendo éstos los que presentamos en la tabla 9 asociados a cada análisis de sensibilidad de la demanda.

FD	DEMANDA		FCAP
	(MW)	(GWh)	
0.80	1,115.41	6,666.93	1.39
0.85	1,185.12	7,083.61	1.31
0.90	1,254.84	7,500.29	1.24
0.95	1,324.55	7,916.98	1.17
1.00	1,394.26	8,333.66	1.1117
1.05	1,463.98	8,750.34	1.06
1.10	1,533.69	9,167.03	1.01
1.15	1,603.40	9,583.71	1.00
1.20	1,673.12	10,000.39	1.00

Tabla 9. Factor de Capacidad para Sensibilidades de Demanda.

Puesto que el cálculo de **FCAP** es superior a 1.00, la Potencia Firme Total Requerida (**PFTR**) se obtiene dividiendo la Potencia Firme Total Ofertada (**PFTO**) entre el **FCAP**.

Utilizando estos resultados calculamos la reserva de confiabilidad en porcentaje (%) con la siguiente ecuación:

$$RCONF = \frac{DG(MW)}{DT(MW)} - 1, \quad \text{donde } DG[MW] = PFTR[MW]$$

$$RCONF = \frac{\left(\frac{1639.82}{1.1117}\right)}{1394.26} - 1 = 5.79 \%$$

El valor en MW de esta reserva lo obtenemos utilizando la ecuación:

$$RO \text{ [MW]} = \text{MAXIMO (0, PFTO [MW] /FCAP - Dmáx [MW] - Pérdidas de Transmisión [MW])}$$

Donde **PFTO** es de 1,639.82 MW que es la sumatoria de la FPLP mostradas de las tablas 3 a 6.

Se obtiene entonces que:

$$RO = (1,639.82/1.1117) - 1,394.26$$

$$RO = 80.80 \text{ MW (5.79\%)}$$

Para finalmente tener un **DMG = PFTR** (aproximadamente)

$$80.80 + 1,394.26 = 1,475.06$$

$$DMG = 1,475.06 \text{ MW}$$

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Teniendo un valor de 680 \$/MWh para la EENS, de 8,96 \$/kW-mes como precio máximo de potencia, utilizando una demanda máxima de 1,394.26 MW determinada según el Informe Indicativo de Demanda correspondiente al año 2013 y considerando el plantel de generación mostrado al inicio de este informe, los resultados del estudio de confiabilidad para el año 2013 muestran lo siguiente:

- El Parque de Generación existente en el SIN, es capaz de absorber la demanda prevista para el año 2013, puesto que la máxima demanda proyectada es de 1,394.26 MW, incluyendo las pérdidas de transmisión; y se tiene una Potencia Firme Total Ofertada de 1,639.82 MW, quedando un estrecho margen de oferta de potencia de 245.55 , aproximadamente.
- Para el análisis efectuado se consideran las máquinas supervisadas por el CND, las máquinas que representan las ofertas de ACP, y los proyectos de generación Baitún, Mendre 2, Cochea, Las Perlas Norte, Las Perlas Sur, RP490, Pando, Monte Lirio y Prudencia. Determinándose que existe un requerimiento de reserva de 80.80 MW (5.79%) para la confiabilidad del suministro en el año 2013.
- Los resultados para demandas mayores (sensibilidades de 15% y 20%) en los análisis realizados, muestran una falta de reserva en el parque de generación existente puesto que el Factor de Capacidad (FCAP) se hace inferior a 1.00. Esto se debe a que para incrementos de demanda a esos niveles, el parque de generación no es suficiente para abastecer el correspondiente nivel de demanda.