

REPÚBLICA DE PANAMÁ

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Dirección del Centro de Despacho

Gerencia de Operaciones



**Centro Nacional
de Despacho**

INFORME DE CONFIABILIDAD 2019

Septiembre de 2018

Planeamiento de Mediano y Largo Plazo

GOP-39-09-2018

INDICE

1.	GLOSARIO	2
1.	RESUMEN EJECUTIVO	4
2.	INTRODUCCIÓN	4
3.	ASPECTOS Y CONSIDERACIONES REGULATORIAS	5
4.	CRITERIOS DE CONFIABILIDAD	6
5.	MODELOS UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO	9
6.	METODOLOGÍA	9
7.	DATOS UTILIZADOS.....	14
8.	RESULTADOS OBTENIDOS	19
9.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	25

1. 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 periodo 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. RESUMEN EJECUTIVO

La demanda utilizada en el presente estudio para el año 2019 corresponde a la proyección de demanda del Informe Indicativo de Demandas correspondiente al período 2019 – 2039.

La proyección de energía demandada para el año 2019 es de 10,615.00 GWh, mientras que el valor máximo de la potencia asociada a considerar es de 1,620.97 MW, misma que representa la demanda de los consumidores, incluyendo una estimación de las pérdidas en la red de transmisión.

Adicionalmente, se consideran las unidades de generación bajo supervisión del Centro Nacional de Despacho (CND), las unidades que representan las ofertas de los Autogeneradores Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y Minera Panamá. También se considera el retiro de las turbinas BLMG5, BLMG6, BLMG8, MIRG2 y el retiro parcial de 12 unidades de la C. T. Cerro Azul.

Este estudio toma en consideración una Potencia Firme Total Ofertada (PFTO) de 2,314.93 MW.

La reserva de confiabilidad requerida para el año 2019 es de:

RO = 269.02 MW que representa un **16.6%** de la Potencia Máxima prevista para el 2019.

2. INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene el estudio de seguridad para el abastecimiento de la demanda prevista para el 2019 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 las proyecciones de demanda del Informe Indicativo de Demandas 2019 – 2039, el valor de la energía no suministrada de 1850¹ \$/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) calcula este nivel de reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios de calidad y confiabilidades 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).

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 establecido para confiabilidad.
- **Obligación de contratar:** Es la obligación de garantía de suministro de un Distribuidor.

Adicionalmente, 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”

¹ Valor calculado por CND en cumplimiento la Resolución AN No. 7796-ELEC del 04/09/2014.

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

En el literal 5.1.1.12 señala que es el CND la entidad que 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.

Al igual que el 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 2019 incluyendo la asociada a los clientes regulados de cada Distribuidor.

Es importante resaltar 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 termoeléctricas 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 60 del texto único 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 los aspectos técnicos con el aspecto 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 unidades 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 alcanzar 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.

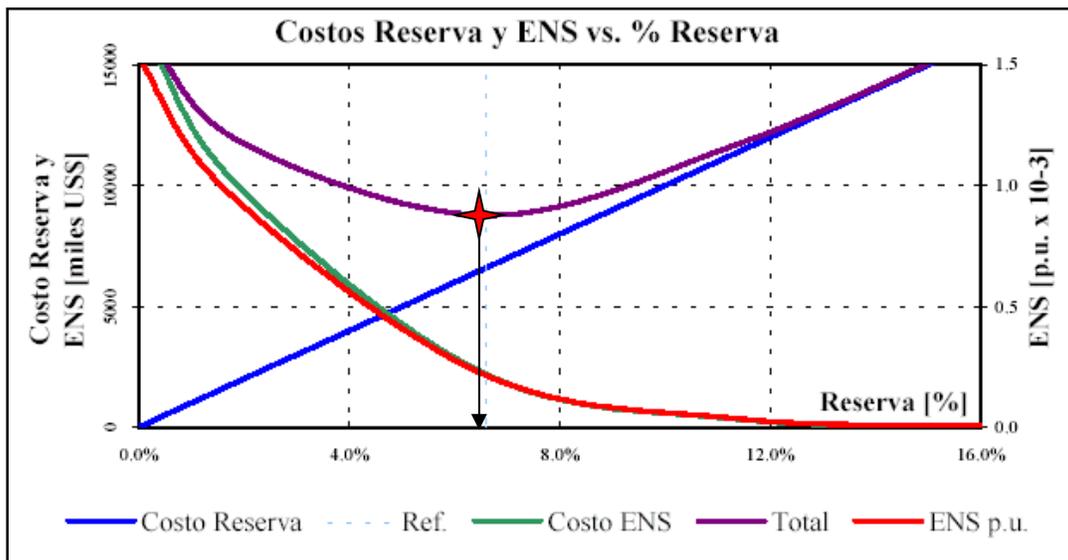
Las reservas de largo plazo, o mejor conocidas como las reservas para confiabilidad, son las que permiten garantizar que el sistema disponga de capacidad suficiente para abastecer la máxima demanda anual más pérdidas técnicas por el transporte de los bloques de energía.

Desde el punto de vista normativo se han definido 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). En la actualidad, si bien la reserva para confiabilidad es el resultado de un análisis para el siguiente año, 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 los aspectos técnicos, 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 UTILIZADOS 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 2019 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 Informe Indicativo de Demanda para el 2019 a fin 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 de este documento, 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), se determina la capacidad disponible de generación de las plantas de generación existentes, la cual permitirá abastecer la demanda futura considerando 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 Demanda que realiza el CND para cada semana del año 201, obtenida como la sumatoria de las demandas en cada nodo de retiro del sistema eléctrico nacional.

No se toman 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 Eléctrico 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 2019 y cada serie hidrológica, lo cual se traduce en los montos de EENS que se muestran en la sección de resultados de este informe.

6.3. Análisis de sensibilidad aplicada a la demanda

En las simulaciones con el CORAL se realizan los cálculos, indicados en la sección 6.2, para diferentes niveles de la demanda informadas por los Participantes Consumidores. Para 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 obtienen nuevos valores de demanda para cada semana del año 2019 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 2019, 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.

Para tal fin, se definen las siguientes variables:

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

El **CENS** utilizado debe ser aquel 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 (1850 \$/MWh)³.

En relación 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 eléctrica. En función de ello se utiliza como **CRES** (\$/MW) el precio máximo regulado para el SAERLP del MME de Panamá⁴.

La **EENS** obtenida para cada nivel de demanda en los escenarios Base y de sensibilidad, determinan una función que relaciona la **EENS** anual, el comportamiento hidrológico promedio, con la demanda total del sistema (**DT**) correspondiente al año 2019. Dicha función en general será de tipo exponencial con exponente positivo, indicando esto que la **EENS** se incrementa

³ Valor calculado por CND en cumplimiento a la Resolución AN No. 7796-ELEC del 04 de septiembre de 2014.

⁴ Valor indicado en la Resolución AN No. 3037-ELEC del 29 de octubre de 2009.

a medida que se aumenta la demanda máxima del sistema para una misma capacidad instalada de generación.

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

Donde las contantes k y β son coeficientes resultantes de representar los datos mediante regresión lineal.

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 2019. Si **DTO** es mayor que **DT** significa 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 2019 en el sistema eléctrico panameño.

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

El **FCAP** será mayor que 1.0 si existe un exceso de capacidad instalada de generación para atender la demanda de generación del año 2019 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 las centrales de generación. 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 2019 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**.

Por otra parte, la **PFTR** será 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 2019.

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

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

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.

7. DATOS UTILIZADOS

De una forma general, se describe a continuación el conjunto de datos utilizados en el Modelo de Confiabilidad:

7.1. Condiciones Iniciales

Con los resultados de la simulación estocástica de la semana 34 del año 2018, se obtienen los niveles iniciales de los embalses Fortuna y Bayano para el año 2019 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 2019 – 2039, para el año 2019 en el que considera una demanda de generación total del sistema de 1,620.97 MW incluyendo las pérdidas en transmisión, con una energía asociada de 10,615.00 GWh. Esta proyección utiliza la información suministrada por los Participantes Consumidores, Distribuidores y Grandes Clientes, para el año 2019.

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

Bloque	Horas	Duración (%)
1	25	14.88%
2	40	23.81%
3	46	27.38%
4	54	32.14%
5	3	1.79%

Tabla 1: Distribución de los Bloques Año 2019.

Al realizar las sensibilidades en la demanda a abastecerse en el año 2019, variando la misma en un rango de $\pm 5\%$, $\pm 10\%$, $\pm 15\%$ y $\pm 20\%$, se obtienen las demandas presentadas en la Tabla 2.

FD %	Demanda	
	(MW)	(GWh)
0.80	1,296.78	8,492.00
0.85	1,377.82	9,022.75
0.90	1,458.87	9,553.50
0.95	1,539.92	10,084.25
1.00	1,620.97	10,615.00
1.05	1,702.02	11,145.75
1.10	1,783.07	11,676.50
1.15	1,864.12	12,207.25
1.20	1,945.16	12,738.00

Tabla 2: Resultados del análisis de la Demanda para el 2019.

7.3. Sistema de Generación

El sistema de generación, considerado para este estudio, corresponde al sistema proyectado para el año 2019, el cual presentamos en las tablas 3 a 7. La Tabla 3 presenta el plantel hidroeléctrico, mientras que la Tabla 4 presenta el plantel termoeléctrico, considerando el Ciclo de Termocolón operando en configuración 2+1 y los retiros de las unidades BLMG5, BLMG6, BLMG8, MIRG2 y 12 unidades de la C.T. Cerro Azul. En la Tabla 5 se presenta el plantel que respalda las ofertas de los autogeneradores Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y Minera Panamá. En la Tabla 6 se listan otras mini centrales hidroeléctricas y en la Tabla 7 se presenta el parque de generación eólica y solar previsto.

HIDROS	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
Los Algarrobos	9.74	2.41
Baitun	85.90	31.09
Baitun G3	1.73	
Bajo de Mina	56.00	20.07
Bajo de Mina G3	0.58	
Bajo de Totuma	6.30	2.04
Bayano	260.00	160.12
Changuinola I	209.60	175.33
Mini Chan	9.78	
Cochea	14.93	3.06
Concepción	11.00	2.49
Dolega	3.12	1.10
El Fraile	6.66	1.50
Esti	120.00	112.67
Fortuna	300.00	290.21
Gualaca	25.22	23.04
La Cuchilla	8.20	1.31
La Estrella	47.20	16.13
Las Perlas Norte	10.00	2.46
Las Perlas Sur	10.00	2.46
Lorena	33.78	30.62
Los Planetas	4.95	1.10
Los Valles	54.76	17.63
Macano	5.25	0.90
Macho de Monte	2.49	0.80
Mendre	19.75	3.92
Mendre 2	8.00	1.56
Paso Ancho	6.00	3.08
Pedregalito	20.00	2.04
Pedregalito 2	12.57	3.22
RP490	14.00	3.37
La Yeguada	7.00	3.00
Prudencia	58.69	50.09
San Lorenzo	8.70	1.33
El Alto	67.30	22.14
Monte Lirio	51.65	32.38
La Potra	57.90	19.42
La Potra G4		
Salsipuedes	31.30	22.22
Bonyic		
Los Planetas II	8.88	3.35
Bugaba	4.70	0.51
Bugaba II	5.86	1.36
Las Cruces	9.38	3.17
Las Cruces G3	0.97	
Barro Blanco	26.59	11.57
Barro Blanco G3	1.89	
TOTAL	1,718.33	1,086.27

Tabla 3: Plantel Hidroeléctrico.

TERMICOS	POTECIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
BLM_Carbón	120.00	43.13
Cativa	83.00	61.79
Miraflores G5	17.55	98.60
Miraflores G8	17.06	
Miraflores G9	40.81	
Miraflores G10	40.81	
Pacora	53.53	50.12
Panam	96.00	130.60
Panam II	49.50	
Termocolón	150.00	125.12
Estrella de Mar	72.00	64.51
Jinro	57.80	53.05
CerroAzul1 1	20.81	24.40
CerroAzul1 2	4.92	
CerroPatacon	4.00	3.83
Costa Norte	381.00	354.71
Barcaza Esperanza	92.00	88.50
TOTAL	1,300.79	1,098.36

Tabla 4: Plantel Termoeléctrico.

PLANTA	POTECIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
ACPBU_7	17.06	31.43
ACPBU_6	17.06	
MIN_PANAMA	300.00	98.00
TOTAL	334.12	129.43

Tabla 5: Unidades de los Autogeneradores con excedentes no firmes.

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

Tabla 6: Mini Hidroeléctricas.

PLANTA	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
Bejuco	0.96	0.00
Bugaba Solar	2.40	0.00
Caldera	4.91	0.00
Cocle Solar	0.96	0.00
Divisa Solar	9.99	0.00
Don Félix	9.99	0.00
El Espinal	9.26	0.00
El Fraile Solar	0.48	0.00
Estrella Solar	4.93	0.00
Farallon 2	3.84	0.00
Ikako	10.00	0.00
Ikako I	10.00	0.00
Ikako II	10.00	0.00
Ikako III	10.00	0.00
Marañón	17.50	0.00
Milton Solar	10.26	0.00
Nuevo Chagres (I Etapa)	55.00	0.00
Nuevo Chagres (II Etapa)	62.50	0.00
Pocrí	16.00	0.00
Portobelo	32.50	0.00
Rosa de los Vientos (I Etapa)	52.50	0.00
Rosa de los Vientos (II Etapa)	50.00	0.00
Sarigua	2.40	0.00
Sol de David	7.63	0.00
Sol Real	10.78	0.00
Solar Angeles	9.52	0.00
Solar Chiriqui	9.87	0.00
Solar Cocle	8.99	0.00
Solar Paris	8.99	0.00
Vista Alegre	8.22	0.00
ZFranca-Albr	0.10	0.00
TOTAL	450.47	0.00

Tabla 7: Parque de Generación Eólico y Solar Fotovoltaico.

8. RESULTADOS OBTENIDOS

De acuerdo a la metodología detallada en la sección 6 del presente informe se determinó el nivel de potencia de reserva para confiabilidad de largo plazo (**PRES**), obteniéndose los siguientes resultados:

8.1. Determinación de la Potencia Disponible Sin Fallas

A continuación, en la Tabla 8 se presentan las potencias disponibles hidro-térmicas afectadas solamente por las variaciones hidrológicas. Esto es, incluyen los valores de las centrales hidroeléctricas obtenidas de la ejecución del SDDP para cada semana del año 2019 en la que se utilizan las mismas condiciones del despacho semanal como criterio a fin de tener sólo restricciones a nivel hidrológico y no se consideran los planes de mantenimiento.

SEMANA	Potencia Disponible (MW)						
1/2019	3,110.51	14/2019	2,987.77	27/2019	3,229.28	40/2019	3,421.11
2/2019	3,109.76	15/2019	3,006.99	28/2019	3,227.62	41/2019	3,423.66
3/2019	3,072.89	16/2019	3,020.05	29/2019	3,227.37	42/2019	3,411.67
4/2019	3,044.25	17/2019	3,038.86	30/2019	3,229.11	43/2019	3,418.06
5/2019	3,037.31	18/2019	3,078.85	31/2019	3,248.87	44/2019	3,387.01
6/2019	3,034.91	19/2019	3,112.36	32/2019	3,257.35	45/2019	3,341.25
7/2019	3,030.14	20/2019	3,145.30	33/2019	3,275.03	46/2019	3,323.94
8/2019	3,020.61	21/2019	3,231.39	34/2019	3,305.32	47/2019	3,295.78
9/2019	3,019.36	22/2019	3,261.56	35/2019	3,325.48	48/2019	3,254.52
10/2019	3,039.13	23/2019	3,237.13	36/2019	3,331.65	49/2019	3,224.76
11/2019	3,010.48	24/2019	3,256.09	37/2019	3,361.72	50/2019	3,211.43
12/2019	2,991.61	25/2019	3,274.07	38/2019	3,367.71	51/2019	3,193.28
13/2019	2,985.49	26/2019	3,267.38	39/2019	3,391.17	52/2019	3,175.35

Tabla 8: Potencia Disponible Total para 2019.

8.2. Determinación de la Energía No Suministrada

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

En la Tabla 9 se listan 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 (MWh)
	(MW)	(GWh)	
0.80	1,296.78	8,492.00	0.00
0.85	1,377.82	9,022.75	0.00
0.90	1,458.87	9,553.50	0.00
0.95	1,539.92	10,084.25	0.00
1.00	1,620.97	10,615.00	1.71
1.05	1,702.02	11,145.75	11.50
1.10	1,783.07	11,676.50	47.21
1.15	1,864.12	12,207.25	121.64
1.20	1,945.16	12,738.00	302.44

Tabla 9: Energía No Suministrada Anual para el año 2019.

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 2019 y el valor correspondiente de Potencia Firme Total Requerida (**PFTR**) para el SAERLP del MME de Panamá.

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 1,850 \$/MWh.

Para obtener la Reserva Óptima se verifica la función que relaciona a 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:

$$\frac{d(\text{EENS})}{d\text{DG}_T} = \frac{8.96 \frac{\$}{\text{kW}} \cdot \text{mes}}{1850 \text{ \$/MWh}}$$

Obteniendo el siguiente valor:

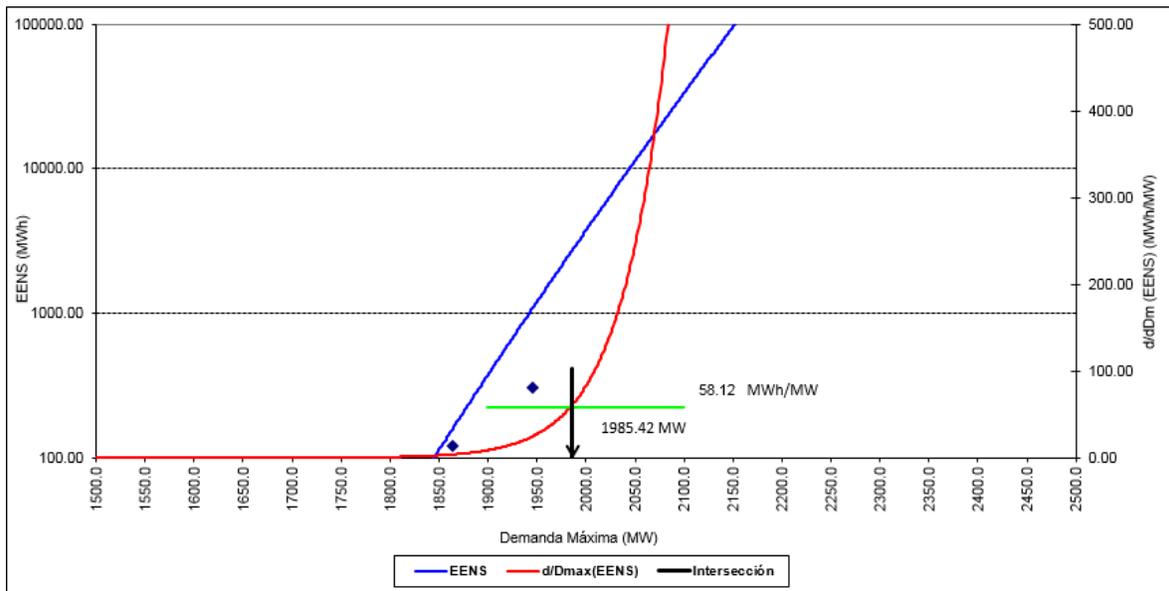
$$\frac{d(\text{EENS})}{d\text{DG}_T} = 58.12 \text{ MWh/MW}$$

La Gráfica 2 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 58.12 MWh/MW.

Demanda Máxima (**DTO**) = 1,985.42 MW para una derivada de 58.12 MWh/MW.



Gráfica 2: Reserva Óptima de Generación para 2019.

Se observa en la Gráfica 2, que para un **CENS** igual a 1,850 \$/MWh la demanda de generación óptima para el parque de generación existente es 1,985.42 MW la que es mayor a la demanda máxima de generación prevista para el año 2019 (1,620.97 MW) lo cual nos indica que existe un holgura de reserva de 364.45 MW aproximadamente para el 2019.

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 2019 siendo éstos los que presentamos en la Tabla 10 asociados a cada análisis de sensibilidad de la demanda.

FD %	Demanda		FCAP
	(MW)	(GWh)	
0.80	1,296.78	8,492.00	1.53
0.85	1,377.82	9,022.75	1.44
0.90	1,458.87	9,553.50	1.36
0.95	1,539.92	10,084.25	1.29
1.00	1,620.97	10,615.00	1.22
1.05	1,702.02	11,145.75	1.17
1.10	1,783.07	11,676.50	1.11
1.15	1,864.12	12,207.25	1.07
1.20	1,945.16	12,738.00	1.02

Tabla 10: Factor de Capacidad para Sensibilidades de Demanda.

Puesto que el cálculo de **FCAP** es igual a 1.224836, la Potencia Firme Total Requerida (**PFTR**) resulta de dividir la Potencia Firme Total Ofertada (**PFTO**) entre **FCAP**.

$$PFTR = \frac{PFTO}{FCAP} = \frac{2314.93}{1.224836} = 1889.99 \text{ MW}$$

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

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

$$RCONF = \frac{1889.99}{1620.97} - 1 = 16.6\%$$

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

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

Donde **PFTO** es de 2,314.93 MW que es la sumatoria de la FPLP mostradas de las tablas 3 a 6.

Se obtiene entonces que:

$$RO = (2,314.93 / 1.224836) - 1,620.97$$

$$RO = 269.02 \text{ MW } (16.6\%)$$

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

$$269.02 + 1,620.97 = 1,889.99$$

$$\mathbf{DMG = 1,889.99 \text{ MW}}$$

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Teniendo un valor de 1,850 \$/MWh para la **EENS**, de 8,96 \$/kW-mes como precio máximo de potencia, utilizando una demanda máxima de 1,620.97 MW determinada según el Informe Indicativo de Demanda correspondiente al año 2019 y considerando el plantel de generación mostrado al inicio de este informe, los resultados del estudio de confiabilidad para el año 2019 muestran lo siguiente:

- El parque de generación existente en el SIN es capaz de absorber la demanda prevista para 2019, puesto que la máxima demanda proyectada es de 1,620.97 MW, incluyendo las pérdidas de transmisión; y se tiene una Potencia Firme Total Ofertada de 2,314.93 MW, quedando un margen de oferta de potencia de 364.45 MW, aproximadamente.
- Para el análisis efectuado se consideran las unidades supervisadas por el CND, las unidades que respaldan las ofertas de ACP y Minera Panamá y los proyectos de generación incluidos en la planificación de la semana 34. Adicionalmente, se considera el retiro de las turbinas BLMG5, BLMG6, BLMG8, MIRG2 y el retiro parcial de 12 unidades de la C.T. Cerro Azul. Se determina que existe un requerimiento de reserva de 269.02 MW (16.6%) para la confiabilidad del suministro en el año 2019.
- Para demandas superiores (sensibilidades mayores al 1.00%) se observan valores de FCAP mayores a 1.0, lo que es indicativo de que existe un exceso de capacidad instalada de generación para atender la demanda de generación prevista para el año 2019, inclusive si son mayores a la prevista.