

TRÁMITE: Aprobación de la Modificación de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

VISTOS:

La Resolución AE N° 370/2010 de 11 de agosto de 2010, por la cual se aprobó la Norma Operativa N° 2 referente a la "Determinación de la Potencia Firme" propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); la nota CNDC-494-12 con Registro N° 2293 recepcionada el 3 de marzo de 2012; el Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución SSDE N° 225/99 de 7 de diciembre de 1999, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus doce (12) puntos y Anexo I.

Que mediante Resolución SSDE N° 049/2001 de 14 de marzo de 2001, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del CNDC en sus once (11) puntos y Anexo I.

Que mediante Resolución SSDE N° 151/2002 de 31 de julio de 2002, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del CNDC en sus doce (12) puntos y su Anexo I.

Que mediante Resolución SSDE N° 120/2005 de 8 de agosto de 2005, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del CNDC en sus quince (15) puntos.

Que mediante Resolución AE N° 265/2009 de 4 de noviembre 2009, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme" y deja sin efecto la Resolución SSDE N° 120/2005 de 8 de agosto de 2005.

Que en la sesión N° 270 del CNDC, realizada el 17 de junio 2010, el Comité de representantes al CNDC, dispuso la creación de un grupo de trabajo para que analice y promueva la discusión sobre el contenido de la norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme".

Que mediante Resolución AE N° 370/2010 de 11 de agosto de 2010, se aprobó la Norma Operativa N° 2, dejando sin efecto la Resolución AE N° 265/2009 de fecha 4 de noviembre 2009.

Que mediante nota CNDC-494-12 con Registro N° 2293 recepcionada el 3 de marzo de 2012, el CNDC puso a consideración de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), la Propuesta de Modificación de las Normas Operativas N° 2 y N° 6, las mismas que fueron aprobadas en la sesión N° 298 del Comité de representantes del CNDC que se llevó a cabo el 29 de febrero de 2012.

Que en fecha 23 de marzo de 2012, personal de la AE, se constituyó en las instalaciones del CNDC, a objeto de participar en una reunión aclaratoria de parte del CNDC, para la modificación de la Norma Operativa N° 2, en la misma se suscribió un Acta donde se señalaron los temas pendientes respecto a la modificación de la Norma Operativa N° 2 y la metodología para la determinación de la Potencia Firme; asimismo, se acordó que el CNDC hará llegar a la AE el resultado obtenido de los cálculos efectuados considerando los cambios contenidos en la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2.

Que en cumplimiento al Acta suscrita entre el CNDC y la AE el 23 de marzo de 2012; el CNDC en fecha 9 de abril de 2012 envió en formato digital el resultado obtenido de los cálculos efectuados considerando los cambios en la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2, donde se determina el valor de la potencia hidroeléctrica desplazada.

Que el Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012, recomienda aprobar mediante Resolución Administrativa, la Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme" y el Anexo que forma parte de dicho Informe, mismo que fue puesto a consideración de la AE mediante nota CNDC-494-12 de 3 de marzo de 2012.

CONSIDERANDO: (Fundamentación Legal del Proceso)

Que el artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establece las competencias de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, que entre otras determina en el inciso b) *"Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales"*.

Que el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, establece que el Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC, elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará al Organismo Regulador con copia al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía para su conocimiento. El Organismo Regulador aprobará el proyecto de norma dentro de un plazo de 40 días hábiles administrativos, remitiendo las actuaciones al Viceministerio.

Que el artículo 55 del referido Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico establece que: *"El objeto de la Potencia Firme es brindar disponibilidad de capacidad efectiva de generación para garantizar la calidad y confiabilidad del suministro global del sistema eléctrico, teniendo en cuenta la red de transmisión existente y sus restricciones e incluyendo las condiciones de desempeño mínimo."*

Se dimensiona con Potencia de Punta para un periodo de 12 meses, con el objeto de lograr confiabilidad de generación en la condición de mayor requerimiento de demanda del sistema.

La oferta de disponibilidad de potencia de una Unidad Generadora para la asignación de Potencia Firme se determinará teniendo en cuenta la potencia que puede comprometer con una determinada confiabilidad de acuerdo a los criterios establecidos en el presente reglamento, con el objeto de que exista reserva en el sistema para procurar calidad y continuidad del suministro. La disponibilidad que puede ofertar una central Hidroeléctrica

JP *Do.*

depende de su componente aleatorio hidrológico y de su mantenimiento. La disponibilidad de una Unidad Generadora térmica depende de su componente determinístico a través del mantenimiento programado y de su componente aleatorio a través de la indisponibilidad forzada.

El comité elaborará una Norma Operativa de Potencia Firme que describa la metodología de detalle para asignación de Potencia Firme hidroeléctrica, determinación de la indisponibilidad forzada y asignación de la Potencia Firme térmica basado en procedimientos con consideraciones de despacho económico que presenten las características y restricciones del sistema de transmisión y de prioridad de cumplimiento de las condiciones de desempeño mínimo, de acuerdo a los criterios y procedimientos generales establecidos en el presente Reglamento.”

Que el artículo 56 del citado Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001 establece que: “La oferta hidráulica de Potencia Firme se determinará con la potencia que se puede garantizar entre los meses de hidrología baja (mayo a octubre) en el periodo de punta para una condición de año seco, que corresponda a una probabilidad de excedencia del 95%, salvo que se presente una condición de excedentes o faltantes en la oferta de Potencia Firme, de acuerdo a los criterios que establece el presente Reglamento. En esos casos se incrementará o reducirá, según corresponda, la probabilidad de excedencia para lograr el equilibrio entre oferta y demanda de Potencia Firme. Para la condición de excedente, el incremento de la probabilidad de excedencia no podrá superar un máximo definido en 98%. Para la condición de faltante, la probabilidad de excedencia no podrá ser inferior al 90%.

Que el artículo 57 del señalado Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001 determina que: “La Potencia Firme de cada una de las Centrales Hidroeléctricas del Sistema Interconectado Nacional se calculará de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) La Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado, definida en el artículo 56, se divide en Energía Regulable y Energía No Regulable en base a las características propias de cada central y su capacidad de embalse.*
- b) En la curva de duración de carga correspondiente al semestre mayo – octubre se ubica, desde la base hacia la punta, la Energía No regulable de cada central hidroeléctrica.*
- c) La Energía Regulable se ubica en el lugar óptimo de la curva de duración de carga. Para el caso en que no sea posible ubicar toda la potencia correspondiente a la Energía Regulable, se disminuye esta potencia de acuerdo al procedimiento señalado en una Norma Operativa de Potencia Firme.*
- d) La oferta de Potencia Firme de cada central hidroeléctrica, para la probabilidad de excedencia considerada, es la suma de la potencia resultante de ubicar su Energía Regulable y no Regulable en la curva de duración de carga.*
- e) La potencia no cubierta por las centrales hidroeléctricas en la curva de duración de carga, se denomina Potencia Firme Térmica Total. Esta potencia se asignará entre las unidades generadoras térmicas de acuerdo a los criterios señalados en el artículo 58.”*

IF 

2

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones emitió el Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012, estableciendo que el documento propuesto por el CNDC "Determinación de la Potencia Firme", presenta cambios, complementaciones y modificaciones en los numerales 4. incisos a), c), d), e), f4), f5), f6) y g) a la Norma Operativa N° 2 vigente; estos puntos son presentados y analizados a continuación:

1. Análisis de la modificación de la Norma Operativa N° 2

1.1 NUMERAL 4. CALCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA HIDROELÉCTRICA

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
a) <i>Con el Modelo SDDP en su versión de mediano plazo, se calcula la generación semanal de cada central hidroeléctrica para el primer año de simulación.</i> <i>Para ello se utiliza la estadística de caudales medios semanales, manteniendo constante el resto de los parámetros (demanda, parque térmico disponible con costos de operación en base, mantenimientos, etc.) sin considerar restricciones de embalses y considerando para los embalses niveles iniciales iguales al promedio de los últimos cuatro años. Por agregación se obtiene la generación semestral del primer periodo seco de todo el parque hidroeléctrico.</i>	a) <i>Con el Modelo SDDP en su versión de mediano plazo, se calcula la generación semanal de cada central hidroeléctrica para el primer año de simulación.</i> <i>Para ello se utiliza la estadística de caudales medios semanales, manteniendo constante el resto de los parámetros (demanda, parque térmico disponible con costos de operación en base, mantenimientos, etc.), considerando restricciones de embalses y niveles de embalse iniciales iguales al promedio de los últimos cuatro años. Por agregación se obtiene la generación en tres subperiodos del primer periodo seco de todo el parque hidroeléctrico. Siendo la primera semana del año la semana 1, estos subperiodos son:</i> <i>-El primer subperiodo es de 7 semanas (semana 18 a 24).</i> <i>-El segundo subperiodo es de 13 semanas (semana 25 a 37).</i> <i>-El tercer subperiodo es de 6 semanas (semana 38 a 43).</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

1.2 Numeral 4. inciso c)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
c) <i>Utilizando los valores determinados en (4b) y una probabilidad de cierre supuesta, se determina la generación semestral de todo el parque hidroeléctrico.</i> <i>Este valor se distribuye entre las diferentes centrales aplicando una probabilidad tal que la suma de las generaciones semestrales de cada central, calculadas con esta nueva probabilidad sea igual a la generación semestral de todo el parque hidroeléctrico.</i>	c) <i>En cada subperiodo, utilizando los valores determinados en (4b) y una probabilidad de Cierre supuesta, se determina la generación de todo el parque hidroeléctrico.</i> <i>Estos valores se distribuyen entre las diferentes centrales aplicando una probabilidad tal que la suma de las generaciones de cada central, calculadas con esta nueva probabilidad, sea igual a la generación de todo el parque hidroeléctrico.</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

[Handwritten signature]

RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012
TRÁMITE N° 2012-3344-53-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 27 de abril de 2012

1.3 Numeral 4. inciso d)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
d) <i>La generación semanal media de cada central, se determina como 1/26 de la generación semestral de la central, calculada en (4c).</i>	d) <i>En cada subperiodo y para cada central, la generación media semanal se determina dividiendo la generación de la central, calculada en (4c.) con su correspondiente número de semanas, determinada en (4a).</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

1.4 Numeral 4. inciso e)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
e) <i>Se determina la curva de carga horaria semanal promedio del periodo mayo-octubre. Uno de los días de la semana se reemplaza por el día de máxima demanda del semestre y se ajustan las demandas de los demás días de trabajo de modo de mantener la energía semanal.</i>	e) <i>En cada subperiodo, se determina la curva de carga horaria semanal promedio, uno de los días de la semana se reemplaza por el día de máxima demanda del subperiodo y se ajustan las demandas de los demás días de trabajo de modo de mantener la energía semanal.</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

1.5 Numeral 4. inciso f4)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
f4) <i>Para cada una de las centrales hidroeléctricas de la cascada, se utilizan caudales afluentes equivalentes que corresponden a las energías semanales determinadas en (4d.). Los niveles, inicial y final de los reservorios, en la semana de análisis, corresponden al 50% del volumen útil de regulación. La generación semanal resultante de cada central no puede ser superior a la energía establecida en (4d.).</i>	f4) <i>Para cada una de las centrales hidroeléctricas de la cascada, se utilizan caudales afluentes equivalentes que corresponden a las energías semanales determinadas en (4d.). Los niveles, inicial y final de los reservorios, en la semana de análisis, corresponden al 50% del volumen útil de regulación. La generación semanal resultante de cada central en cada subperiodo no puede ser superior a la energía establecida en (4d.).</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

1.6 Numeral 4. inciso f5)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
f5) <i>De los resultados del modelo NCP, se determina la potencia generada por cada central de la cascada en la hora de máxima demanda.</i>	f5) <i>De los resultados del modelo NCP, se determina la potencia generada en cada subperiodo por cada central de la cascada en la hora de máxima demanda del subperiodo.</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

Handwritten signature and initials

1.7 Numeral 4. inciso f6)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
f6) La potencia de cada central, es igual a la relación entre su potencia máxima individual y la suma de las potencias máximas multiplicada por la potencia total colocada por el conjunto de centrales de la cascada.	f6) La potencia de cada central en cada subperiodo, es igual a la relación entre su potencia máxima individual y la suma de las potencias máximas multiplicada por la potencia total colocada por el conjunto de centrales de la cascada.
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

1.8 Numeral 4. inciso g)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
g) Se realiza una simulación similar a la del punto (4f.) pero incluyendo simultáneamente todas las centrales hidroeléctricas, cuyas capacidades fueron determinadas según el párrafo anterior; para calcular la potencia horaria generada por todas las centrales hidroeléctricas de manera simultánea en la hora de máxima demanda. Si la potencia total colocada por el conjunto de centrales hidroeléctricas es menor que la suma de las potencias máximas colocadas determinadas en (4f.); se reducen las potencias de las centrales que están en competencia para empuntar las determinadas en (4f.), en la proporción correspondiente. Se entiende que dos o más centrales están en competencia para empuntar cuando la potencia que cada una de ellas coloca depende de la posición relativa a las otras, y al colocarse simultáneamente, la potencia total colocada es menor que la suma de las potencias colocadas individualmente. La potencia así determinada para cada central es la potencia garantizada de cada central hidroeléctrica	g) En cada subperiodo, se realiza una simulación similar a la del punto (4f.) pero incluyendo simultáneamente todas las centrales hidroeléctricas, cuyas capacidades fueron determinadas según el párrafo anterior; para calcular la potencia horaria generada por todas las centrales hidroeléctricas de manera simultánea en la hora de máxima demanda del subperiodo. Si la potencia total colocada en cada subperiodo por el conjunto de centrales hidroeléctricas es menor que la suma de las potencias máximas colocadas determinadas en (4f.); se reducen las potencias de las centrales que están en competencia para empuntar las determinadas en (4f.), en la proporción correspondiente. Se entiende que dos o más centrales están en competencia para empuntar cuando la potencia que cada una de ellas coloca depende de la posición relativa a las otras, y al colocarse simultáneamente, la potencia total colocada es menor que la suma de las potencias colocadas individualmente. Con las potencias así determinadas para cada central, en cada subperiodo, se calcula la potencia media ponderada con el número de semanas correspondiente, el resultado es la potencia garantizada de cada central hidroeléctrica
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

2. Determinación de la Capacidad Garantizada Hidroeléctrica

El Grupo de trabajo designado por el CNDC para la modificación de la Norma Operativa N° 2 emitió un informe donde describe la metodología para la determinación de la "Potencia Firme".

En este informe se plantea como objetivo principal cumplir a cabalidad el artículo 57 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001, por lo que la Norma Operativa N° 2 debe

considerar el tratamiento de la energía regulada y no regulada por separado, para esto se debe analizar la distribución de la energía no regulada en el periodo seco, con el fin de realizar la mejor distribución de la energía regulada y no regulada en la curva de duración de carga del periodo mayo-octubre.

Para el análisis del contenido de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de Potencia Firme" se utilizó la información correspondiente a la versión preliminar del informe de Precios de Nodo, aprobado por el CNDC en la sesión ordinaria N° 282 de fecha 29 de marzo de 2011.

Con los resultados obtenidos del modelo SDDP para el cálculo de potencia firme, la distribución de la energía no regulada en el periodo mayo-octubre de 2011 y el promedio de esta energía en este periodo, se grafican en el Anexo II adjunto a la presente Resolución.

En el gráfico del Anexo II adjunto a la presente Resolución, se observa que en la época más seca del periodo mayo - octubre, para la energía no regulada el promedio es superior a la energía disponible; con la limitación de que esta energía no puede ser trasladada de una semana a otra, tal como ocurre con la energía regulada; en el procedimiento vigente, se calcula la energía promedio durante el periodo de 6 meses, esta simplificación, de acuerdo al análisis, se aleja en gran medida de la realidad e introduce un margen de error muy alto.

En este sentido, para cumplir con lo señalado en el artículo 57 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), es necesario determinar los periodos que nos permitan representar mejor la realidad.

Debido a que en la operación en tiempo real se utilizan curvas de alerta, se debe utilizar restricción de embalses en la base de datos de la potencia firme, lo que permite mayor confiabilidad en la operación del sistema.

Por consiguiente, aplicando esta condición se determina los valores promedios en la gráfica del Anexo III adjunto a la presente Resolución se puede determinar la siguiente tabla:

El periodo mayo-octubre se dividió en tres sub periodos:

Periodo	Semana	Duración	Características	Demanda
1er periodo	18-24	7 semanas	Más Húmedo	Menor demanda
2do periodo	25-37	13 semanas	Más seco	
3er periodo	38-43	6 semanas	Seco	Mayor demanda

Aplicando un análisis sin restricciones, el agua se utiliza hasta octubre y con los cambios climáticos es evidente que se requiere por lo menos hasta la segunda semana de diciembre.

[Handwritten signature]

En sistemas predominantemente hidrológicos, como es el caso del sistema norte, el riesgo de déficit se produce en época seca, por lo que la contribución de las centrales hidroeléctricas es de gran importancia, que es el de mayor demanda.

3. Potencia Hidroeléctrica Desplazada

Producto del análisis realizado por el CNDC, se determinó la potencia desplazada en el periodo seco, que es el que presenta mayores diferencias respecto al comportamiento real del sistema.

POTENCIA HIDROELECTRICA DESPLAZADA (MW)		
(2do Periodo)		
Central	Seg. de áreas con ALT01	Seg. de áreas sin ALT01
Zongo		11.04
Santa Rosa 1	0.4139	2.40
Chururaqui		6.05
Cahua		2.15
Huaji		1.45
Yanacachi		13.15
Total	0.41	36.23

Se puede evidenciar que la potencia desplazada sin la unidad ALT01 aplicando seguridad de áreas, implica una potencia desplazada total de 36,23 MW.

Que el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo, de 23 de abril de 2002, dispone que: *"La aceptación de informes o dictámenes servirá de fundamentación a la resolución cuando se incorporen al texto de ella"*, por lo que se hace aceptación del Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012, presentado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, en atención a la normativa vigente, corresponde Aprobar la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", remitida por el CNDC a través de la nota CNDC-494-12, con Registro N° 2293 recepcionada el 3 de marzo de 2012, conforme establece el Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012, siendo que no contraviene a las disposiciones legales vigentes, debiendo en consecuencia, dejar sin efecto la Resolución AE N° 370/2010 de 11 de agosto de 2010 y remitir una copia de los antecedentes que respaldan la emisión del presente acto administrativo al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas para su conocimiento.



CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 7 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que en tal sentido se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, que en su artículo 3 determina la creación de la AE, estableciendo en su artículo 4 las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las entonces Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 2 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 5 de abril de 2012, se designó al ciudadano Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 9 de abril de 2012.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, Ley de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y los Agentes de Mercado Eléctrico Mayorista, que en Anexo I forma parte de la presente Resolución.

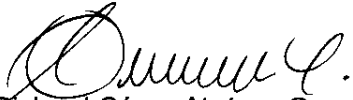
SEGUNDA.- Dejar sin efecto la Resolución AE N° 370/2010 de 11 de agosto de 2010, emitida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir de la notificación con el presente acto administrativo.

TERCERA.- Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, de conformidad a lo dispuesto en el inciso c) del artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008.



CUARTA.- Notificar el Informe AE DPT N° 296/2012 de 25 de abril de 2012 con la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL


IRF

ANEXO I

NORMA OPERATIVA N° 2

DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento de cálculo de la potencia firme para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

2. BASE LEGAL

Capítulo VI del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME); Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008.

3. DEFINICIONES

Capacidad Efectiva Es la potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red en barras de generación bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica en el sitio en que está instalada.

Capacidad Efectiva Termoeléctrica Es la capacidad efectiva medida en barras de generación, que una unidad termoeléctrica es capaz de generar para las condiciones del sitio donde se ubica y a la Temperatura Máxima Probable.

Capacidad Garantizada Termoeléctrica Es la potencia que una unidad termoeléctrica puede garantizar con una determinada probabilidad. Se calcula sobre la base de la capacidad efectiva en barras de generación, la temperatura máxima estimada, la tasa de salidas forzadas y las características de las demás unidades termoeléctricas.

La Capacidad Garantizada Termoeléctrica de cada unidad corresponde a la oferta de potencia firme y podrá ser ajustada en el año respectivo en función a los resultados de las pruebas de la capacidad efectiva efectuadas por el CNDC.

Capacidad Efectiva Hidroeléctrica Es la capacidad efectiva, medida en barras de generación, que una central hidroeléctrica es capaz de generar.

Capacidad Garantizada de Centrales Hidroeléctricas Es la capacidad correspondiente a la Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado que una central hidroeléctrica puede colocar óptimamente en la curva de duración de carga del período de punta. Esta capacidad podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de la Capacidad Efectiva efectuadas por el CNDC.

FF

h

Ch.

Capacidad Garantizada de un Conjunto de Centrales Hidroeléctricas en Cascada Es la capacidad correspondiente a la Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado que un conjunto de centrales hidroeléctricas puede colocar óptimamente en la curva de duración de carga en el período de punta.

La capacidad garantizada podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de la Capacidad Efectiva efectuadas por el CNDC.

Costo de Operación en Base Para una unidad térmica, es el costo variable de generación que se calcula con la Temperatura Máxima Probable, precios de combustibles, consumos propios, rendimientos térmicos y costos de operación no combustibles (utilizados en la programación de mediano plazo) para la condición de régimen de operación en base. Para una central hidroeléctrica el costo de operación base es cero.

Despacho Económico Probabilístico Es el despacho de mínimo costo para satisfacer la Potencia de Punta. Se calcula mediante flujos de carga en corriente continua, utilizando el sistema de transmisión con las ubicaciones reales de las unidades generadoras y de los nodos de retiros de energía del sistema de medición comercial; además, se considera las condiciones de desempeño mínimo, excepto la reserva rotante y la reserva fría.

Potencia de Punta Es la demanda máxima de potencia del SIN, integrada en periodos de 15 minutos, registrada por el Sistema de Medición Comercial en los periodos anuales de noviembre a octubre del año siguiente.

Potencia Firme Inicial Es la potencia que el Despacho Económico Probabilístico asigna a una unidad generadora para cubrir la Potencia de Punta, para una Probabilidad de Cierre dada.

Potencia Firme Es la Potencia Firme Inicial de una unidad generadora referida a su punto de vinculación con el STI. Se calcula a partir de la Potencia Firme Inicial y las pérdidas que existen entre la unidad generadora y su nodo de vinculación al STI.

Probabilidad de Excedencia Hidrológica Es la probabilidad que el valor de un evento hidrológico (caudal, precipitación, etc.) sea alcanzado o excedido. Sus límites mínimo y máximo son 90% y 98% respectivamente.

Probabilidad de Cierre Es la probabilidad aplicada a todas las unidades de generación del SIN para el cálculo de la Capacidad Garantizada y corresponde a la probabilidad de excedencia hidrológica.

✓

✓

✓

Temperatura Máxima Probable Es equivalente a la temperatura máxima estimada calculada de acuerdo con la Norma Operativa N° 23 "Temperatura Máxima Estimada".

4. CALCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA HIDROELÉCTRICA

- a) Con el Modelo SDDP en su versión de mediano plazo, se calcula la generación semanal de cada central hidroeléctrica para el primer año de simulación.

Para ello se utiliza la estadística de caudales medios semanales, manteniendo constante el resto de los parámetros (demanda, parque térmico disponible con costos de operación en base, mantenimientos, etc.), considerando restricciones de embalses y niveles de embalse iniciales iguales al promedio de los últimos cuatro años. Por agregación se obtiene la generación en tres subperiodos del primer periodo seco de todo el parque hidroeléctrico. Siendo la primera semana del año la semana 1, estos subperiodos son:

- El primer subperiodo es de 7 semanas (semana 18 a 24).
 - El segundo subperiodo es de 13 semanas (semana 25 a 37).
 - El tercer subperiodo es de 6 semanas (semana 38 a 43).
- b) Las generaciones calculadas según (4a), se ajustan a curvas de distribución log-normal (relación Probabilidad – Energía Generada)
- c) En cada subperiodo, utilizando los valores determinados en (4b) y una Probabilidad de Cierre supuesta, se determina la generación de todo el parque hidroeléctrico. Estos valores se distribuyen entre las diferentes centrales aplicando una probabilidad tal que la suma de las generaciones de cada central, calculadas con esta nueva probabilidad, sea igual a la generación de todo el parque hidroeléctrico.
- d) En cada subperiodo y para cada central, la generación media semanal se determina dividiendo la generación de la central, calculada en (4c.) con su correspondiente número de semanas, determinada en (4a).
- e) En cada subperiodo, se determina la curva de carga horaria semanal promedio, uno de los días de la semana se reemplaza por el día de máxima demanda del subperiodo y se ajustan las demandas de los demás días de trabajo de modo de mantener la energía semanal.
- f) Con el Modelo de despacho de corto plazo (NCP), se simula la operación de centrales únicas de una cuenca, o del conjunto de centrales en cascada, con los siguientes criterios:
- f1) Curva de carga horaria semanal definida en (4e)
 - f2) Representación uninodal de la carga
 - f3) Parque térmico ficticio con unidades de costos crecientes y capacidades variables, para procurar el aprovechamiento de toda la capacidad de las centrales hidráulicas.

- f4) Para cada una de las centrales hidroeléctricas de la cascada, se utilizan caudales afluentes equivalentes que corresponden a las energías semanales determinadas en (4d.). Los niveles, inicial y final de los reservorios, en la semana de análisis, corresponden al 50% del volumen útil de regulación. La generación semanal resultante de cada central en cada subperiodo no puede ser superior a la energía establecida en (4d.).
- f5) De los resultados del modelo NCP, se determina la potencia generada en cada subperiodo por cada central de la cascada en la hora de máxima demanda del subperiodo.
- f6) La potencia de cada central en cada subperiodo, es igual a la relación entre su potencia máxima individual y la suma de las potencias máximas multiplicada por la potencia total colocada por el conjunto de centrales de la cascada.
- g) *En cada subperiodo, se realiza una simulación similar a la del punto (4f.) pero incluyendo simultáneamente todas las centrales hidroeléctricas, cuyas capacidades fueron determinadas según el párrafo anterior; para calcular la potencia horaria generada por todas las centrales hidroeléctricas de manera simultánea en la hora de máxima demanda del subperiodo.*

Si la potencia total colocada en cada subperiodo por el conjunto de centrales hidroeléctricas es menor que la suma de las potencias máximas colocadas determinadas en (4f.); se reducen las potencias de las centrales que están en competencia para empuntar las determinadas en (4f.), en la proporción correspondiente. Se entiende que dos o más centrales están en competencia para empuntar cuando la potencia que cada una de ellas coloca depende de la posición relativa a las otras, y al colocarse simultáneamente, la potencia total colocada es menor que la suma de las potencias colocadas individualmente.

Con las potencias así determinadas para cada central, en cada subperiodo, se calcula la potencia media ponderada con el número de semanas correspondiente, el resultado es la potencia garantizada de cada central hidroeléctrica.

5. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA TERMOELÉCTRICA

- a) *Los Costos de Operación en Base, para cada unidad térmica, serán determinados con la siguiente información presentada por los Agentes para la programación de mediano plazo:*
- Rendimientos térmicos.
 - Temperatura Máxima Estimada
 - Consumos propios y pérdidas de cada unidad generadora.
 - Costos variables de Operación y Mantenimiento.
 - Precio de combustible.
- b) *Sobre la base de la Capacidad Efectiva, la tasa de indisponibilidad forzada, una Probabilidad de Cierre adoptada y mediante un cálculo probabilístico con el Modelo de Potencia Firme, se determina la potencia total que el conjunto de unidades termoelectricas es capaz de garantizar en la hora de punta. Esta*

potencia se denomina Oferta de Potencia Firme Total Térmica o Capacidad Garantizada Total.

- c) Se repite el procedimiento según (5b.) retirando la unidad termoeléctrica cuya Capacidad Garantizada se desea evaluar.*
- d) Se calcula la diferencia entre las potencias obtenidas en (5b) y (5c), a la que se denomina Capacidad Garantizada Inicial de la unidad evaluada.*
- e) Se calcula la diferencia entre la suma de las Capacidades Garantizadas Iniciales de todas las unidades térmicas del Sistema, calculadas según (5d) y la Capacidad Garantizada Total, calculada según (5b); a esta diferencia se denomina Residuo Total.*
- f) Se calcula la Capacidad Garantizada de cada unidad generadora restando a su Capacidad Garantizada Inicial una parte del Residuo Total. Dicha parte se calcula repartiendo el Residuo Total en forma proporcional a la diferencia entre la Capacidad Efectiva y la Capacidad Garantizada Inicial de cada unidad generadora.*

6. AJUSTES A LA CAPACIDAD GARANTIZADA Y POTENCIA RETIRADA

- a) En casos de centrales generadoras o retiros de consumidores ubicados fuera del STI, tanto la Capacidad Garantizada como la Potencia Retirada deben ser referidas a los nodos correspondientes del STI considerando las pérdidas de transmisión, consumos propios y ventas directas fuera del STI.*
- b) Los ajustes a la Capacidad Garantizada y Potencia Retirada se efectúan con el siguiente procedimiento:*
 - b1) Se identifican las pérdidas, consumos propios y ventas directas que pueden ser atribuidas directamente a cada central generadora, se disminuye la Capacidad Garantizada con estos valores y se identifica el punto de aplicación del nuevo valor de la Capacidad Garantizada.*
 - b2) Se identifican las pérdidas que pueden ser atribuidas directamente a cada Retiro de Potencia, se aumenta el Retiro de Potencia con este valor y se identifica el nuevo punto de aplicación del Retiro.*

Si como resultado del proceso señalado en los puntos b1) y b2), aún existen pérdidas en elementos de transmisión, que se encuentran fuera del STI, no asignadas a ningún Agente, éstas serán asignadas de acuerdo al proceso que se detalla en el punto 8 de esta Norma.

7. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME INICIAL

La Potencia Firme Inicial es la potencia con la que es requerida una unidad generadora en un Despacho Económico Probabilístico.

FF

Q

h

7.1. Despacho Económico Probabilístico

Este Despacho se calcula mediante flujos de carga en corriente continua con los siguientes parámetros:

- a) El STI ampliado, a fin de considerar los nodos de retiro modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.b2) y los nodos de inyección modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.b1)
- b) Las condiciones de desempeño mínimo, excepto la reserva rotante y la reserva fría.
- c) Las Capacidades Garantizadas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.b1)
- d) Las Potencias Retiradas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.b2)
- e) Los Costos de Operación en Base de las unidades generadoras.
- f) El porcentaje de la potencia mínima técnica informada, aplicado a la potencia garantizada.

La condición de seguridad de áreas y la regulación de tensión se incorporan en el Despacho Económico Probabilístico, con el número mínimo de unidades que deben operar en el área respectiva y/o con la generación mínima requerida en el área respectiva. Este número de unidades y/o generación mínima se determina para dar cumplimiento a las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) aprobado por el ente regulador.

7.2. Cálculo de la Potencia Firme Inicial

El procedimiento de cálculo para determinar la Potencia Firme Inicial, de tipo iterativo, es el siguiente:

- a) *Se define una probabilidad inicial de cierre de 95%.*
- b) *Con la Probabilidad de Cierre, se calcula la Capacidad Garantizada de las unidades generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas aplicando el procedimiento señalado en los puntos 4 y 5.*
- c) *Se reduce la Capacidad Garantizada de las unidades generadoras con el procedimiento señalado en el punto 6.*
- d) *Se incrementa la Potencia Retirada con el proceso señalado en el punto 6.*
- e) *Con el modelo NCP en su opción de corriente continua con pérdidas cuadráticas, se realiza el Despacho Probabilístico señalado en 7.1 con el que se determinan las potencias despachadas en cada una de las centrales de generación y los déficits de demanda en cada uno de los nodos del sistema.*
- f) *De acuerdo con los resultados obtenidos según en el inciso anterior, se procesará alguno de los siguientes casos:*

Caso 1 Si toda la demanda es atendida y la potencia total despachada es igual a la Capacidad Garantizada Total, la Potencia Firme Inicial de cada unidad generadora térmica y cada central hidroeléctrica es la Capacidad Garantizada.

Caso 2 Si existe demanda no atendida, se disminuye la Probabilidad de Cierre (hasta el límite inferior de 0.90) y se repite el procedimiento a partir del inciso b). De llegar al límite de 0.90 con demanda no atendida, la Potencia Firme Inicial será igual a la potencia despachada según el inciso e); en este caso, se disminuye la demanda no atendida en los nodos respectivos.

Caso 3 Si la potencia total despachada es menor a la Capacidad Garantizada Total, se aumenta la Probabilidad de Cierre (hasta un límite de 0.98) y se repite el procedimiento a partir del inciso b).

En el caso de que se haya alcanzado el límite máximo de 0.98 de Probabilidad de Cierre, la Potencia Firme Inicial de las unidades de generación corresponde a la potencia despachada según el inciso e).

8. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME

La Potencia Firme de las unidades generadoras que estén conectadas directamente a nodos del STI es igual a la Potencia Firme Inicial calculada en el punto 7.

Cuando las Inyecciones y/o Retiros no estén conectados directamente a nodos del STI, la distribución de las pérdidas fuera del STI entre los Agentes involucrados se realiza con el siguiente procedimiento, aplicable a cada red de transmisión localizada fuera del STI:

- a) Se suman las Potencias Firmes Iniciales de las centrales pertenecientes a cada sistema de transmisión fuera del STI y se resta a este valor la suma de los retiros ubicados en este sistema de transmisión.
- b) De acuerdo con el resultado obtenido en a) se procesará uno de los dos casos siguientes:
 - b1) Si el resultado es positivo, es decir, si existe una inyección neta al STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán entre las centrales en proporción a su Potencia Firme Inicial. La Potencia Firme de estas centrales es igual a su Potencia Firme Inicial disminuida con las pérdidas correspondientes.
 - b2) Si el resultado obtenido es negativo, es decir, si existe un retiro neto desde el STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán a los Consumidores correspondientes en proporción a sus retiros. En estos casos, la potencia retirada es igual a la potencia retirada incrementada con las pérdidas correspondientes.

RF

Col.

h

9. AJUSTE A LA POTENCIA FIRME POR DESPLAZAMIENTO DE POTENCIA HIDROELÉCTRICA DE LAS HORAS DE PUNTA

En las áreas con generación hidroeléctrica, la energía asignada al bloque de punta puede ser desplazada a otros bloques para abastecer la demanda horaria con seguridad de áreas. Esta condición de seguridad de área determina la necesidad de ajustar la Potencia Firme del sistema, ocasionado por el desplazamiento de la potencia hidroeléctrica del bloque de punta, con la incorporación de nuevas unidades termoeléctricas para cubrir dicho desplazamiento.

9.1. Cálculo de la potencia hidroeléctrica desplazada

El procedimiento para determinar la potencia hidroeléctrica desplazada del bloque de punta para el sistema es el siguiente:

- a) Sobre la base de la información y resultados del Modelo de Corto Plazo obtenidos en el punto 4 se simula la operación del conjunto de centrales del sistema con las siguientes restricciones adicionales:
 - a1) Para cada área del sistema con generación hidroeléctrica predominante, se determina la generación hidroeléctrica local mínima necesaria para cumplir la condición de seguridad de áreas, para cada una de las 168 horas de la semana.
 - a2) Se utilizan como capacidades efectivas de las centrales hidroeléctricas, los valores de la Capacidad Garantizada hidroeléctrica resultante de la aplicación del procedimiento señalado en el punto 4.
- b) Con el Modelo de despacho de corto plazo (NCP), se realiza una simulación similar a la señalada en el punto 4.
- c) Se determina la potencia generada por el conjunto de las centrales hidroeléctricas en la hora de demanda máxima del sistema.
- d) Se determina la capacidad hidroeléctrica desplazada en horas de punta, como la diferencia entre la potencia firme inicial en bornes de generador de las unidades hidroeléctricas y la potencia determinada según el inciso c).

9.2. Compensación térmica de la potencia hidroeléctrica desplazada del bloque de punta

La potencia hidroeléctrica desplazada determinada según el punto anterior, debe ser compensada con potencia garantizada de unidades térmicas. Esta compensación se realizará utilizando el Modelo NCP con los resultados y parámetros obtenidos según el punto 7.2 y con las siguientes restricciones:

- a) Se coloca como generación mínima, la potencia firme inicial de las unidades termoeléctricas que fueron determinadas según el punto 7.2.
- b) Se disminuye la capacidad garantizada de las centrales hidroeléctricas desplazadas, en las cantidades determinadas según el punto 9.1 inciso d).

Los resultados de este proceso, definirán las potencias firmes iniciales de las unidades térmicas, a las que se sumarán las potencias firmes iniciales de las centrales hidroeléctricas calculadas según el punto 7.2.

La Potencia Firme Final de la unidades generadoras se determinará aplicando el procedimiento señalado en el punto 8 a los valores de potencias firmes iniciales señalados en el párrafo anterior.

JP
x

Qd.

10. INCORPORACIÓN O RETIRO DE UNIDADES GENERADORAS

La Potencia Firme se determinará tomando en cuenta la fecha de ingreso o retiro de la operación comercial de unidades generadoras. El procedimiento de cálculo de la Potencia Firme para considerar los ingresos o retiros es el siguiente:

- a) Cada año que se inicia en noviembre, se divide en tantos estados como diferentes capacidades efectivas se presenten por ingreso o retiro de unidades generadoras.
- b) Para los estados a que se refiere el inciso anterior, en que la oferta de generación sea superior a la Potencia de Punta Anual más las pérdidas de transmisión, se realiza el cálculo de la Potencia Firme con el parque generador respectivo y la potencia de punta del período noviembre - octubre del siguiente año siguiendo el procedimiento señalado en los puntos 4, 5, 6, 7, 8 y 9. Como resultado del cálculo, se obtiene la Potencia Firme de cada unidad generadora y los retiros para cada uno de los estados.
- c) Para cada estado indicado en el inciso a), en que la oferta de generación sea inferior a la Potencia de Punta Anual más las pérdidas de transmisión, se calculará la Potencia Firme correspondiente a la demanda máxima coincidental prevista para el período asociado a cada estado.

Las transacciones económicas por potencia firme considerarán la duración de cada estado con sus respectivos valores de Potencia y Precios de Nodo, así como también las indisponibilidades forzadas y programadas registradas. La remuneración por Potencia Firme se realizará de acuerdo a lo establecido en el Art. 68 del ROME y a las indisponibilidades determinadas según la Norma Operativa N° 7.

11. INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES GENERADORAS

En caso de indisponibilidad de unidades generadoras, los estados a los que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos de la siguiente manera:

- a) Indisponibilidad Forzada.- Cuando la indisponibilidad forzada, obliga a retirar la unidad del parque.
- b) Indisponibilidad Programada.- Cuando la indisponibilidad programada, declarada por el agente sea mayor a 90 días.

✓

12. MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Para los casos de ingresos o retiros de componentes del sistema de transmisión, los estados a que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos para tomar en cuenta las diferentes configuraciones del sistema de transmisión.

13. INCORPORACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN

Para los casos de incorporación de sistemas aislados al Sistema Interconectado Nacional SIN, los estados a que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos para

38

Op.

tomar en cuenta la inclusión de la demanda de cada uno de los sistemas aislados en la Potencia de Punta.

14. INCORPORACIÓN DE NUEVAS DEMANDAS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Para los casos de incorporación de nuevas demandas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), debido al ingreso de nuevos agentes al MEM considerados en el último Estudio de Mediano Plazo o debidos a la conexión de nuevos puntos de retiro para agentes distribuidores que operan en el MEM; los estados a que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos para tomar en cuenta la inclusión de las nuevas demandas en la Potencia de Punta.

15. PERIODICIDAD DEL CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME

El cálculo de la Potencia Firme se realizará cada seis (6) meses. En el mes de octubre de cada año se realizará el cálculo para el siguiente período noviembre - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para este período y la declaración de los Agentes para el período que se inicia en noviembre.

En el mes de abril de cada año, se realizará el cálculo para el siguiente período mayo - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para el período noviembre pasado a siguiente octubre y la declaración de los agentes para el período que se inicia en mayo.

Una vez transcurrido el Período de Punta Anual, en el mes de noviembre de cada año, se recalcularán las potencias firmes de cada período semestral repitiendo el procedimiento señalado en los puntos 4 al 11, utilizando el mismo modelo de cálculo y las mismas variables utilizadas en el cálculo original de potencia firme, actualizadas de acuerdo a lo siguiente:

- a) Potencia de Punta real registrada en el Sistema de Medición Comercial, correspondiente al período noviembre del año anterior a octubre del año de cálculo, que se utiliza en todos los subperíodos en los que se realiza el cálculo.
- b) Para cada semestre, las unidades ya asignadas con potencia firme no pueden ser retiradas del parque de potencia firme por efecto del recálculo anual por corrección de la potencia de punta.

En el caso de incorporación o retiro de unidades generadoras y/o modificación del sistema de transmisión en el período noviembre - octubre y/o inclusión de demandas, el cálculo definitivo de la Potencia Firme (reliquidación por potencia) deberá incorporar los valores reales de las variables involucradas, particularmente la capacidad efectiva y fecha de puesta en operación comercial de nuevas unidades generadoras y/o elementos de transmisión, según información oficial de las empresas propietarias.

16. COMPLEMENTACIÓN DEL PARQUE GENERADOR DE POTENCIA FIRME

En la operación en tiempo real, las unidades de reserva podrán ser convocadas al despacho de carga en los siguientes casos: a) requerimientos de potencia para compensar la indisponibilidad total o parcial de unidades con Potencia Firme por falla, mantenimiento u otras contingencias, b) requerimientos de potencia adicional por baja hidrología y c) requerimientos de potencia adicional para cumplir las condiciones de desempeño mínimo. Las unidades termoeléctricas convocadas para estos propósitos, serán elegidas mediante un despacho económico.

Estas unidades operarán con las obligaciones y los derechos de las unidades de potencia firme durante el periodo que sean convocadas por el Despacho de Carga, considerando la potencia asignada a las unidades de Reserva Fría en el Estudio de Precios de Nudo correspondiente.

Las diferencias generadas por la convocatoria de unidades de Reserva para reemplazar unidades de Potencia Firme, serán pagadas con los descuentos por indisponibilidad. El balance de los pagos y cobros de estos montos serán ejecutados coincidentemente con la Reliquidación de Potencia Firme.

17. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, mediante resolución expresa.

18. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en concordancia al Artículo 4 del ROME y el Decreto Supremo N° 0071.

✓



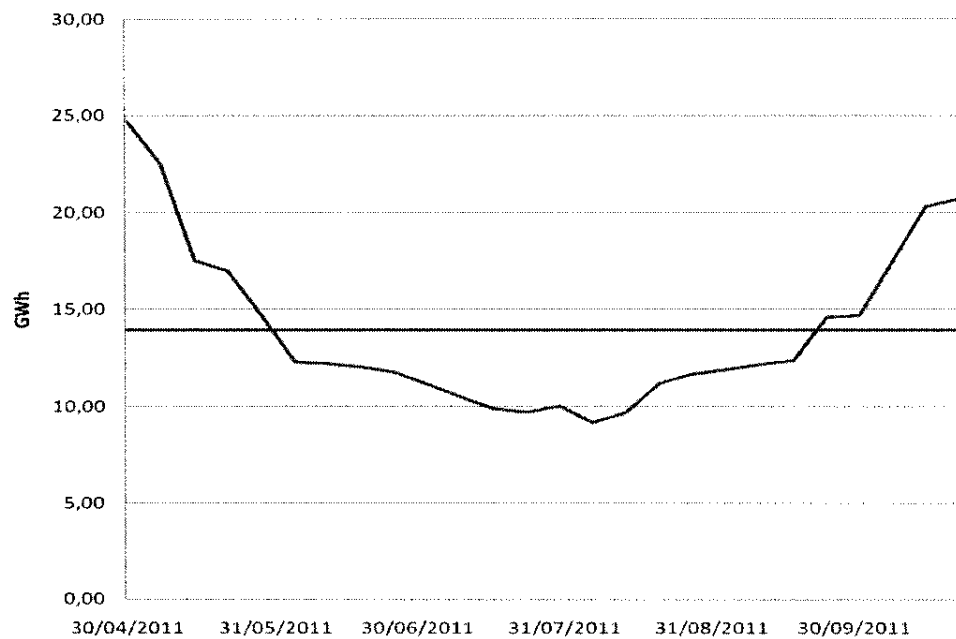


**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
L U Z P A R A T O D O S

ANEXO II - RESOLUCIÓN AE N° 0226/2012
TRÁMITE N° 2012-3344-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 27 de abril de 2012

ANEXO II

Energía no Regulada del SIN GWh



2

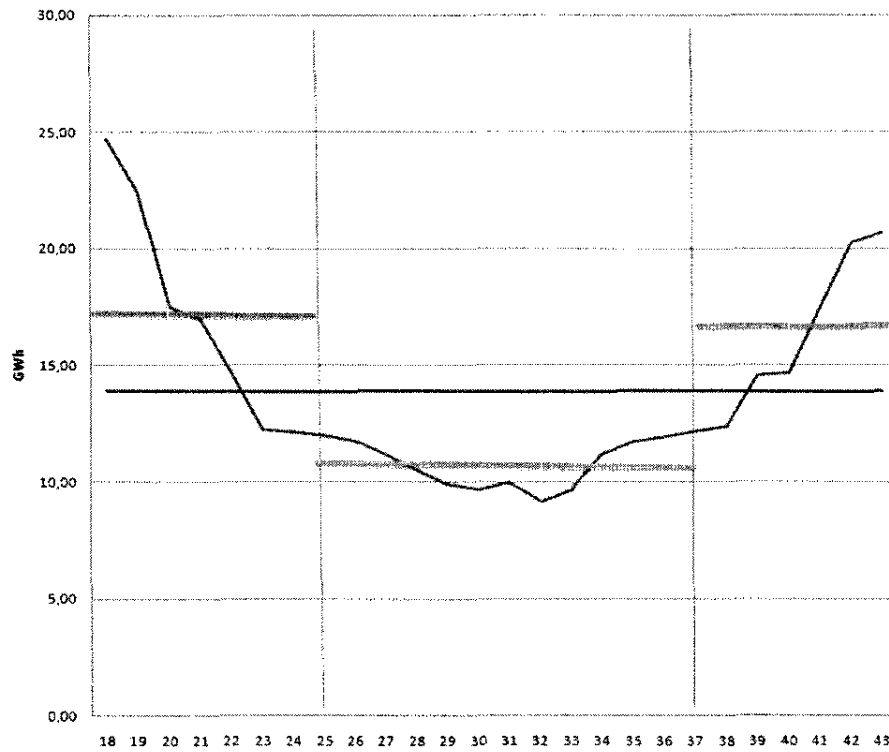
2

2

2

ANEXO III

Energía no Regulada GWh



INFORME AE-DPT 296/2012



A: Richard Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

DE: S. Alejandro Quispe Ramos
DIRECTOR DE PRECIOS, TARIFAS E INVERSIONES INTERINO

REF: ANÁLISIS DEL PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE LA NORMA OPERATIVA N° 2 "DETERMINACION DE LA POTENCIA FIRME"

TRAMITE: 2012-3344-53-0-0-0-DPT

CIAE: 0104-0000-0000-0001

FECHA: 25 de Abril de 2012

RESUMEN EJECUTIVO:

El informe presenta el análisis del Proyecto de Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", que fue aprobada en la Sesión Ordinaria N° 298 del Comité de Representantes al CNDC mediante Resolución CNDC 298/2012-4, el 29 de febrero de 2012.

Señor Director Ejecutivo:

Conforme al Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, la Dirección de Precios Tarifas e Inversiones (DPT) ha realizado el análisis y revisión del proyecto de modificación de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", puesto a consideración de la AE por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Al respecto, informo a usted lo siguiente:

1. ANTECEDENTES

- 1.1** Mediante Resolución SSDE N° 225/99, de fecha 7 de diciembre de 1999, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus doce (12) puntos y Anexo I.
- 1.2** Mediante Resolución SSDE N° 049/2001, de fecha 14 de marzo de 2001, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus once (11) puntos y Anexo I.
- 1.3** Mediante Resolución SSDE N° 151/2002, de fecha 31 de julio de 2002, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), en sus doce (12) puntos y su Anexo I.
- 1.4** Mediante Resolución SSDE N° 120/2005, de fecha 8 de agosto de 2005, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), en sus quince (15) puntos.

- 1.5 Mediante Resolución AE N° 265/2009, de fecha 4 de noviembre 2009, se aprobó la Norma Operativa N° 2, referida a la "Determinación de la Potencia Firme".
- 1.6 En la sesión N° 270 del CNDC, realizada el 17 de junio 2010, el comité de representantes al CNDC, dispuso la creación de un grupo de trabajo para que analice y promueva la discusión sobre el contenido de la norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme".
- 1.7 Mediante Resolución AE N° 370/2010, de fecha 11 de agosto de 2010, se aprobó la Norma Operativa N° 2, dejando sin efecto la Resolución AE N° 265/2009, de fecha 4 de noviembre 2009.
- 1.8 Mediante Nota CNDC-494-12, recibida con código de registro COD 2293 en fecha 3 de Marzo de 2012, el CNDC puso a consideración de la Autoridad de Fiscalización y Control social de Electricidad (AE), la Propuesta de Modificación de las Normas Operativas N° 2 y N° 6, las mismas que fueron aprobadas en la sesión N° 298 del comité de representantes del CNDC que se llevo a cabo el 29 de febrero de 2012.
- 1.9 En fecha 23 de marzo de 2012, personal de la AE, se constituyo en las instalaciones del CNDC, a objeto de participar de una reunión aclaratoria de parte del CNDC, para la modificación de la Norma Operativa N° 2, en la misma se suscribió un acta donde se señalo los temas pendientes respecto a la modificación de la Norma Operativa N° 2 y la metodología para la determinación de la Potencia Firme; asimismo, se acordó que el CNDC *hará llegar a la AE el resultado obtenido de los cálculos efectuados considerando los cambios contenidos en la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2.*
- 1.10 *En cumplimiento al acta suscrita entre el CNDC y la AE el 23 de marzo de 2012; el CNDC en fecha 9 de abril de 2012 envió en formato digital el resultado obtenido de los cálculos efectuados considerando los cambios en la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 2, donde se determina el valor de la potencia hidroeléctrica desplazada.*

2. MARCO LEGAL

- 2.1 El Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, establece que el Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC, elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará al Organismo Regulador con copia al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía para su conocimiento. El Organismo Regulador aprobará el proyecto de norma dentro de un plazo de 40 días hábiles administrativos, remitiendo las actuaciones al Viceministerio.
- 2.2 El Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establece la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), misma que asume las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de la Superintendencia de Electricidad a partir de su extinción y sus competencias principales que son el *"Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales"*.
- 2.3 **ARTICULO 55.- (OBJETO DE LA POTENCIA FIRME).** *El objeto de la Potencia Firme es brindar disponibilidad de capacidad efectiva de generación para garantizar la calidad y confiabilidad del suministro global del sistema eléctrico, teniendo en cuenta*

la red de transmisión existente y sus restricciones e incluyendo las condiciones de desempeño mínimo.

Se dimensiona con Potencia de Punta para un periodo de 12 meses, con el objeto de lograr confiabilidad de generación en la condición de mayor requerimiento de demanda del sistema.

La oferta de disponibilidad de potencia de una Unidad Generadora para la asignación de Potencia Firme se determinará teniendo en cuenta la potencia que puede comprometer con una determinada confiabilidad de acuerdo a los criterios establecidos en el presente reglamento, con el objeto de que exista reserva en el sistema para procurar calidad y continuidad del suministro. La disponibilidad que puede ofertar una central Hidroeléctrica depende de su componente aleatorio hidrológico y de su mantenimiento. La disponibilidad de una Unidad Generadora térmica depende de su componente determinístico a través del mantenimiento programado y de su componente aleatorio a través de la indisponibilidad forzada.

El comité elaborará una Norma Operativa de Potencia Firme que describa la metodología de detalle para asignación de Potencia Firme hidroeléctrica, determinación de la indisponibilidad forzada y asignación de la Potencia Firme térmica basado en procedimientos con consideraciones de despacho económico que presenten las características y restricciones del sistema de transmisión y de prioridad de cumplimiento de las condiciones de desempeño mínimo, de acuerdo a los criterios y procedimientos generales establecidos en el presente Reglamento.

2.4 EL ARTICULO 56.- (OFERTA HIDRAULICA DE AÑO SECO). La oferta hidráulica de Potencia Firme se determinará con la potencia que se puede garantizar entre los meses de hidrología baja (mayo a octubre) en el periodo de punta para una condición de año seco, que corresponda a una probabilidad de excedencia del 95%, salvo que se presente una condición de excedentes o faltantes en la oferta de Potencia Firme, de acuerdo a los criterios que establece el presente Reglamento. En esos casos se incrementará o reducirá, según corresponda, la probabilidad de excedencia para lograr el equilibrio entre oferta y demanda de Potencia Firme. Para la condición de excedente, el incremento de la probabilidad de excedencia no podrá superar un máximo definido en 98%. Para la condición de faltante, la probabilidad de excedencia no podrá ser inferior al 90%.

2.5 EL ARTICULO 57.- (OFERTA DE POTENCIA FIRME DE CENTRALES HIDROELECTRICAS). La potencia Firme de cada una de las Centrales Hidroeléctricas del sistema Interconectado Nacional se calculará de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) La Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado, definida en el artículo 56, se divide en Energía Regulable y Energía No regulable en base a las características propias de cada central y su capacidad de embalse.
- b) En la curva de duración de carga correspondiente al semestre mayo – octubre se ubica, desde la base hacia la punta, la Energía No regulable de cada central hidroeléctrica.
- c) La Energía Regulable se ubica en el lugar óptimo de la curva de duración de carga. Para el caso en que no sea posible ubicar toda la potencia correspondiente a la Energía Regulable, se disminuye esta potencia de acuerdo al procedimiento señalado en una Norma Operativa de Potencia Firme.

- d) La oferta de Potencia Firme de cada central hidroeléctrica, para la probabilidad de excedencia considerada, es la suma de la potencia resultante de ubicar su Energía Regulable y no Regulable en la curva de duración de carga.
- e) La potencia no cubierta por las centrales hidroeléctricas en la curva de duración de carga, se denomina Potencia Firme Térmica Total. Esta potencia se asignara entre las unidades generadoras térmicas de acuerdo a los criterios señalados en el artículo 58.

3. ANÁLISIS DE LA MODIFICACIÓN DE LA NORMA OPERATIVA N° 2

El documento propuesto por el CNDC "Determinación de la Potencia Firme", presenta cambios, complementaciones y modificaciones en los numerales 4. incisos a), c), d), e), f4), f5), f6) y g) a la Norma Operativa N° 2 vigente. Estos puntos son presentados y analizados a continuación:

3.1 NUMERAL 4. CALCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA HIDROELÉCTRICA

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
a) Con el Modelo SDDP en su versión de mediano plazo, se calcula la generación semanal de cada central hidroeléctrica para el primer año de simulación. Para ello se utiliza la estadística de caudales medios semanales, manteniendo constante el resto de los parámetros (demanda, parque térmico disponible con costos de operación en base, mantenimientos, etc.) sin considerar restricciones de embalses y considerando para los embalses niveles iniciales iguales al promedio de los últimos cuatro años. Por agregación se obtiene la generación semestral del primer periodo seco de todo el parque hidroeléctrico.	a) Con el Modelo SDDP en su versión de mediano plazo, se calcula la generación semanal de cada central hidroeléctrica para el primer año de simulación. Para ello se utiliza la estadística de caudales medios semanales, manteniendo constante el resto de los parámetros (demanda, parque térmico disponible con costos de operación en base, mantenimientos, etc.), considerando restricciones de embalses y niveles de embalse iniciales iguales al promedio de los últimos cuatro años. Por agregación se obtiene la generación en tres subperiodos del primer periodo seco de todo el parque hidroeléctrico. Siendo la primera semana del año la semana 1, estos subperiodos son: -El primer subperiodo es de 7 semanas (semana 18 a 24). -El segundo subperiodo es de 13 semanas (semana 25 a 37). -El tercer subperiodo es de 6 semanas (semana 38 a 43).
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

3.2 Numeral 4. inciso c)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
c) <i>Utilizando los valores determinados en (4b) y una probabilidad de cierre supuesta, se determina la generación semestral de todo el parque hidroeléctrico.</i> <i>Este valor se distribuye entre las diferentes centrales aplicando una probabilidad tal que la suma de las generaciones semestrales de cada central, calculadas con esta nueva probabilidad sea igual a la generación semestral de todo el parque hidroeléctrico.</i>	c) <i>En cada subperiodo, utilizando los valores determinados en (4b) y una probabilidad de Cierre supuesta, se determina la generación de todo el parque hidroeléctrico.</i> <i>Estos valores se distribuyen entre las diferentes centrales aplicando una probabilidad tal que la suma de las generaciones de cada central, calculadas con esta nueva probabilidad, sea igual a la generación de todo el parque hidroeléctrico.</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

3.3 Numeral 4. inciso d)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
d) <i>La generación semanal media de cada central, se determina como 1/26 de la generación semestral de la central, calculada en (4c).</i>	d) <i>En cada subperiodo y para cada central, la generación media semanal se determina dividiendo la generación de la central, calculada en (4c.) con su correspondiente número de semanas, determinada en (4a).</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

3.4 Numeral 4. inciso e)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
e) <i>Se determina la curva de carga horaria semanal promedio del periodo mayo-octubre. Uno de los días de la semana se reemplaza por el día de máxima demanda del semestre y se ajustan las demandas de los demás días de trabajo de modo de mantener la energía semanal.</i>	e) <i>En cada subperiodo, se determina la curva de carga horaria semanal promedio, uno de los días de la semana se reemplaza por el día de máxima demanda del subperiodo y se ajustan las demandas de los demás días de trabajo de modo de mantener la energía semanal.</i>
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

3.5 Numeral 4. inciso f4)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
f4) Para cada una de las centrales hidroeléctricas de la cascada, se utilizan caudales afluentes equivalentes que corresponden a las energías semanales determinadas en (4d.). Los niveles, inicial y final de los reservorios, en la semana de análisis, corresponden al 50% del volumen útil de regulación. La generación semanal resultante de cada central no puede ser superior a la energía establecida en (4d.).	f4) Para cada una de las centrales hidroeléctricas de la cascada, se utilizan caudales afluentes equivalentes que corresponden a las energías semanales determinadas en (4d.). Los niveles, inicial y final de los reservorios, en la semana de análisis, corresponden al 50% del volumen útil de regulación. La generación semanal resultante de cada central en cada subperiodo no puede ser superior a la energía establecida en (4d.).
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

3.6 Numeral 4. inciso f5)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
f5) De los resultados del modelo NCP, se determina la potencia generada por cada central de la cascada en la hora de máxima demanda.	f5) De los resultados del modelo NCP, se determina la potencia generada en cada subperiodo por cada central de la cascada en la hora de máxima demanda del subperiodo.
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

3.7 Numeral 4. inciso f6)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
f6) La potencia de cada central, es igual a la relación entre su potencia máxima individual y la suma de las potencias máximas multiplicada por la potencia total colocada por el conjunto de centrales de la cascada.	f6) La potencia de cada central en cada subperiodo, es igual a la relación entre su potencia máxima individual y la suma de las potencias máximas multiplicada por la potencia total colocada por el conjunto de centrales de la cascada.
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LUZ PARA TODOS

3.8 Numeral 4. inciso g)

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
g) Se realiza una simulación similar a la del punto (4f.) pero incluyendo simultáneamente todas las centrales hidroeléctricas, cuyas capacidades fueron determinadas según el párrafo anterior; para calcular la potencia horaria generada por todas las centrales hidroeléctricas de manera simultánea en la hora de máxima demanda. Si la potencia total colocada por el conjunto de centrales hidroeléctricas es menor que la suma de las potencias máximas colocadas determinadas en (4f.); se reducen las potencias de las centrales que están en competencia para empuntar las determinadas en (4f.), en la proporción correspondiente. Se entiende que dos o más centrales están en competencia para empuntar cuando la potencia que cada una de ellas coloca depende de la posición relativa a las otras, y al colocarse simultáneamente, la potencia total colocada es menor que la suma de las potencias colocadas individualmente. La potencia así determinada para cada central es la potencia garantizada de cada central hidroeléctrica	g) En cada subperiodo, se realiza una simulación similar a la del punto (4f.) pero incluyendo simultáneamente todas las centrales hidroeléctricas, cuyas capacidades fueron determinadas según el párrafo anterior; para calcular la potencia horaria generada por todas las centrales hidroeléctricas de manera simultánea en la hora de máxima demanda del subperiodo. Si la potencia total colocada en cada subperiodo por el conjunto de centrales hidroeléctricas es menor que la suma de las potencias máximas colocadas determinadas en (4f.); se reducen las potencias de las centrales que están en competencia para empuntar las determinadas en (4f.), en la proporción correspondiente. Se entiende que dos o más centrales están en competencia para empuntar cuando la potencia que cada una de ellas coloca depende de la posición relativa a las otras, y al colocarse simultáneamente, la potencia total colocada es menor que la suma de las potencias colocadas individualmente. Con las potencias así determinadas para cada central, en cada subperiodo, se calcula la potencia media ponderada con el número de semanas correspondiente, el resultado es la potencia garantizada de cada central hidroeléctrica
OBSERVACIÓN AE: Ninguna	

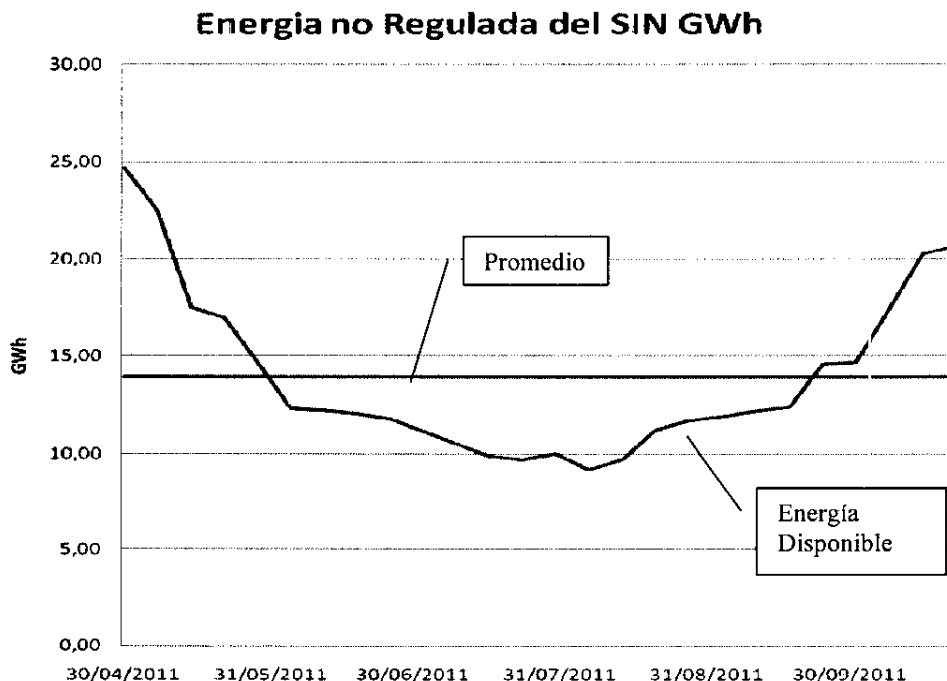
Determinación de la Capacidad Garantizada Hidroeléctrica

El Grupo de trabajo designado por el CNDC para la modificación de la Normativa 2 emitió un informe donde se describe la metodología para la determinación de la "Potencia Firme".

En este informe se plantea como objetivo principal cumplir a cabalidad el artículo 57 del ROME, por lo que la Norma Operativa N° 2 debe considerar el tratamiento de la energía regulada y no regulada por separado, para esto se debe analizar la distribución de la energía no regulada en el periodo seco, con el fin de realizar la mejor distribución de la energía regulada y no regulada en la curva de duración de carga del periodo mayo-octubre.

Para el análisis del contenido de la Norma Operativa N° 2 "Determinación de Potencia Firme" se utilizó la información correspondiente a la versión preliminar del informe de Precios de Nodo, aprobado por el CNDC en la sesión ordinaria N° 282 de fecha 29 de marzo de 2011.

Con los resultados obtenidos del modelo SDDP para el cálculo de potencia firme, la distribución de la energía no regulada en el periodo mayo-octubre de 2011 y el promedio de esta energía en este periodo, se grafican de la siguiente manera:



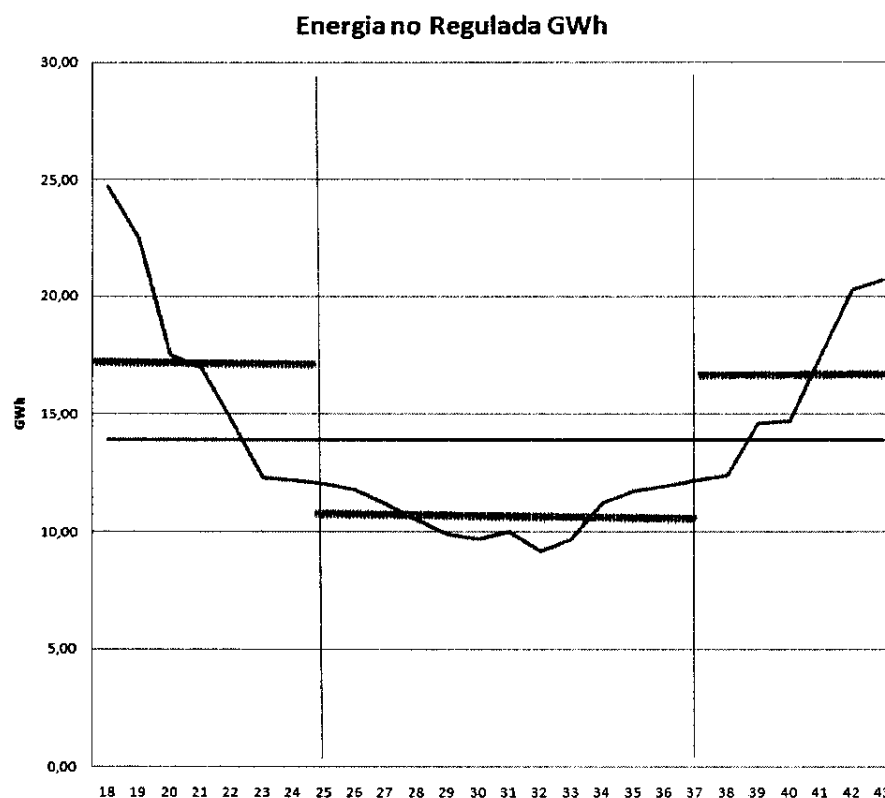
En el grafico anterior se observa que en la época más seca del periodo mayo Octubre, para la energía no regulada el promedio es superior a la energía disponible; con la limitación de que esta energía no puede ser trasladada de una semana a otra, tal como ocurre con la energía regulada; en el procedimiento vigente,

se calcula la energía promedio durante el periodo de 6 meses, esta simplificación, de acuerdo al análisis, se aleja en gran medida de la realidad e introduce un margen de error muy alto.

En este sentido, para cumplir con lo señalado en el artículo 57 del ROME, es necesario determinar los periodos que nos permitan representar mejor la realidad.

Debido a que en la operación en tiempo real se utilizan curvas de alerta, se debe utilizar restricción de embalses en la base de datos de la potencia firme, lo que permite mayor confiabilidad en la operación del sistema.

Por consiguiente aplicando esta condición se determina los valores promedios:



El periodo mayo-octubre se dividió en tres sub periodos:

Periodo	semana	Duración	Características	Demanda
1er periodo	18-24	7 semanas	Más Húmedo	Menor demanda
2do periodo	25-37	13 semanas	Más seco	
3er periodo	38-43	6 semanas	seco	Mayor demanda

Aplicando un análisis sin restricciones, el agua se utiliza hasta octubre y con los cambios climáticos es evidente que se requiere por lo menos hasta la segunda semana de diciembre.

En sistemas predominantemente hidrológicos, como es el caso del sistema norte el riesgo de déficit se produce en época seca, por lo que la contribución de las centrales hidroeléctricas es de gran importancia, que es el de mayor demanda.

Potencia Hidroeléctrica Desplazada

Producto del análisis realizado por el CNDC, se determinó la potencia desplazada en el periodo seco, que es el que presenta mayores diferencias respecto al comportamiento real del sistema.

POTENCIA HIDROELECTRICA DESPLAZADA (MW)

Central	(2do Periodo)	
	Seg. de áreas con ALT01	Seg. de áreas sin ALT01
Zongo		11.04
Santa Rosa 1	0.4139	2.40
Chururaqui		6.05
Cahua		2.15
Huaji		1.45
Yanacachi		13.15
Total	0.41	36.23

Se puede evidenciar que la potencia desplazada sin la unidad ALT01 aplicando seguridad de áreas, implica una potencia desplazada total de 36,23 MW.

4. CONCLUSIONES

Por lo expuesto en el presente informe, se concluye lo siguiente:

- 4.1 Con el objetivo de cumplir a cabalidad el artículo 57 del ROME, es de gran importancia modificar estos procedimientos, de tal forma que los modelos utilizados representen de forma más precisa a la realidad y evitar que sus resultados no distorsionen las decisiones tomadas en base a esta información, y dado que la propuesta presentada por el CNDC y el análisis realizado por el grupo de trabajo persigue este fin, consideramos que debe realizarse esta modificación al procedimiento.
- 4.2 Habiéndose realizado la revisión y el análisis del proyecto de Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", se ha verificado que se han establecido cambios, complementaciones y modificaciones de forma y de fondo respecto a la actual Norma Operativa N° 2, no encontrándose observaciones en el contenido.

5. RECOMENDACIONES

- 5.1 Aprobar mediante Resolución Administrativa, la Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", y el Anexo que forma parte del presente Informe mismo que fue puesto a consideración de la AE mediante nota CNDC-494-12 de 3 de marzo de 2012.

- 5.2 Dejar sin efecto la Resolución AE N° 370/2010, de fecha 11 de agosto de 2010 que aprueba la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme" y su respectivo Anexo, en actual vigencia.
- 5.3 Una vez aprobada mediante Resolución Administrativa la Modificación a la Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme", remitir una copia al Vice Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008.

Es cuanto se informa, para los fines consiguientes.



Roberto J. Montañó G.
Analista I



S. Alejandro Quispe Ramos
DIRECTOR DE PRECIOS, TARIFAS
E INVERSIONES INTERINO

ANEXO
PROPUESTA DE MODIFICACIÓN
NORMA OPERATIVA N° 2
DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento de cálculo de la potencia firme para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

2. BASE LEGAL

Capítulo VI del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME); Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008.

3. DEFINICIONES

Capacidad Efectiva Es la potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red en barras de generación bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica en el sitio en que está instalada.

Capacidad Efectiva Termoeléctrica Es la capacidad efectiva medida en barras de generación, que una unidad termoeléctrica es capaz de generar para las condiciones del sitio donde se ubica y a la Temperatura Máxima Probable.

Capacidad Garantizada Termoeléctrica Es la potencia que una unidad termoeléctrica puede garantizar con una determinada probabilidad. Se calcula sobre la base de la capacidad efectiva en barras de generación, la temperatura máxima estimada, la tasa de salidas forzadas y las características de las demás unidades termoeléctricas.

La Capacidad Garantizada Termoeléctrica de cada unidad corresponde a la oferta de potencia firme y podrá ser ajustada en el año respectivo en función a los resultados de las pruebas de la capacidad efectiva efectuadas por el CNDC.

Capacidad Efectiva Hidroeléctrica Es la capacidad efectiva, medida en barras de generación, que una central hidroeléctrica es capaz de generar.

Capacidad Garantizada de Centrales Hidroeléctricas Es la capacidad correspondiente a la Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado que una central hidroeléctrica puede colocar óptimamente en la curva de duración de carga del período de punta. Esta capacidad podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de la Capacidad Efectiva efectuadas por el CNDC.

g n

Capacidad Garantizada de un Conjunto de Centrales Hidroeléctricas en Cascada Es la capacidad correspondiente a la Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado que un conjunto de centrales hidroeléctricas puede colocar óptimamente en la curva de duración de carga en el período de punta.

La capacidad garantizada podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de la Capacidad Efectiva efectuadas por el CNDC.

Costo de Operación en Base Para una unidad térmica, es el costo variable de generación que se calcula con la Temperatura Máxima Probable, precios de combustibles, consumos propios, rendimientos térmicos y costos de operación no combustibles (utilizados en la programación de mediano plazo) para la condición de régimen de operación en base. Para una central hidroeléctrica el costo de operación base es cero.

Despacho Económico Probabilístico Es el despacho de mínimo costo para satisfacer la Potencia de Punta. Se calcula mediante flujos de carga en corriente continua, utilizando el sistema de transmisión con las ubicaciones reales de las unidades generadoras y de los nodos de retiros de energía del sistema de medición comercial; además, se considera las condiciones de desempeño mínimo, excepto la reserva rotante y la reserva fría.

Potencia de Punta Es la demanda máxima de potencia del SIN, integrada en periodos de 15 minutos, registrada por el Sistema de Medición Comercial en los periodos anuales de noviembre a octubre del año siguiente.

Potencia Firme Inicial Es la potencia que el Despacho Económico Probabilístico asigna a una unidad generadora para cubrir la Potencia de Punta, para una Probabilidad de Cierre dada.

Potencia Firme Es la Potencia Firme Inicial de una unidad generadora referida a su punto de vinculación con el STI. Se calcula a partir de la Potencia Firme Inicial y las pérdidas que existen entre la unidad generadora y su nodo de vinculación al STI.

Probabilidad de Excedencia Hidrológica Es la probabilidad que el valor de un evento hidrológico (caudal, precipitación, etc.) sea alcanzado o excedido. Sus límites mínimo y máximo son 90% y 98% respectivamente.

Probabilidad de Cierre Es la probabilidad aplicada a todas las unidades de generación del SIN para el cálculo de la Capacidad Garantizada y corresponde a la probabilidad de excedencia hidrológica.

Temperatura Máxima Probable Es equivalente a la temperatura máxima estimada calculada de acuerdo con la Norma Operativa N° 23 "Temperatura Máxima Estimada".

4. CALCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA HIDROELÉCTRICA

- a) Con el Modelo SDDP en su versión de mediano plazo, se calcula la generación semanal de cada central hidroeléctrica para el primer año de simulación.

Para ello se utiliza la estadística de caudales medios semanales, manteniendo constante el resto de los parámetros (demanda, parque térmico disponible con costos de operación en base, mantenimientos, etc.), considerando restricciones de embalses y niveles de embalse iniciales iguales al promedio de los últimos cuatro años. Por agregación se obtiene la generación en tres subperiodos del

primer periodo seco de todo el parque hidroeléctrico. Siendo la primera semana del año la semana 1, estos subperiodos son:

- El primer subperiodo es de 7 semanas (semana 18 a 24).
 - El segundo subperiodo es de 13 semanas (semana 25 a 37).
 - El tercer subperiodo es de 6 semanas (semana 38 a 43).
- b) *Las generaciones calculadas según (4a), se ajustan a curvas de distribución log-normal (relación Probabilidad – Energía Generada)*
- c) *En cada subperiodo, utilizando los valores determinados en (4b) y una Probabilidad de Cierre supuesta, se determina la generación de todo el parque hidroeléctrico. Estos valores se distribuyen entre las diferentes centrales aplicando una probabilidad tal que la suma de las generaciones de cada central, calculadas con esta nueva probabilidad, sea igual a la generación de todo el parque hidroeléctrico.*
- d) *En cada subperiodo y para cada central, la generación media semanal se determina dividiendo la generación de la central, calculada en (4c.) con su correspondiente número de semanas, determinada en (4a).*
- e) *En cada subperiodo, se determina la curva de carga horaria semanal promedio, uno de los días de la semana se reemplaza por el día de máxima demanda del subperiodo y se ajustan las demandas de los demás días de trabajo de modo de mantener la energía semanal.*
- f) *Con el Modelo de despacho de corto plazo (NCP), se simula la operación de centrales únicas de una cuenca, o del conjunto de centrales en cascada, con los siguientes criterios:*
- f1) *Curva de carga horaria semanal definida en (4e)*
 - f2) *Representación uninodal de la carga*
 - f3) *Parque térmico ficticio con unidades de costos crecientes y capacidades variables, para procurar el aprovechamiento de toda la capacidad de las centrales hidráulicas.*
 - f4) *Para cada una de las centrales hidroeléctricas de la cascada, se utilizan caudales afluentes equivalentes que corresponden a las energías semanales determinadas en (4d.). Los niveles, inicial y final de los reservorios, en la semana de análisis, corresponden al 50% del volumen útil de regulación. La generación semanal resultante de cada central en cada subperiodo no puede ser superior a la energía establecida en (4d.).*
 - f5) *De los resultados del modelo NCP, se determina la potencia generada en cada subperiodo por cada central de la cascada en la hora de máxima demanda del subperiodo.*
 - f6) *La potencia de cada central en cada subperiodo, es igual a la relación entre su potencia máxima individual y la suma de las potencias máximas multiplicada por la potencia total colocada por el conjunto de centrales de la cascada.*
- g) *En cada subperiodo, se realiza una simulación similar a la del punto (4f.) pero incluyendo simultáneamente todas las centrales hidroeléctricas, cuyas capacidades fueron determinadas según el párrafo anterior; para calcular la*

potencia horaria generada por todas las centrales hidroeléctricas de manera simultánea en la hora de máxima demanda del subperiodo.

Si la potencia total colocada en cada subperiodo por el conjunto de centrales hidroeléctricas es menor que la suma de las potencias máximas colocadas determinadas en (4f.); se reducen las potencias de las centrales que están en competencia para empuntar las determinadas en (4f.), en la proporción correspondiente. Se entiende que dos o más centrales están en competencia para empuntar cuando la potencia que cada una de ellas coloca depende de la posición relativa a las otras, y al colocarse simultáneamente, la potencia total colocada es menor que la suma de las potencias colocadas individualmente.

Con las potencias así determinadas para cada central, en cada subperiodo, se calcula la potencia media ponderada con el número de semanas correspondiente, el resultado es la potencia garantizada de cada central hidroeléctrica.

5. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA TERMOELÉCTRICA

- a) *Los Costos de Operación en Base, para cada unidad térmica, serán determinados con la siguiente información presentada por los Agentes para la programación de mediano plazo:*
 - Rendimientos térmicos.
 - Temperatura Máxima Estimada
 - Consumos propios y pérdidas de cada unidad generadora.
 - Costos variables de Operación y Mantenimiento.
 - Precio de combustible.
- b) *Sobre la base de la Capacidad Efectiva, la tasa de indisponibilidad forzada, una Probabilidad de Cierre adoptada y mediante un cálculo probabilístico con el Modelo de Potencia Firme, se determina la potencia total que el conjunto de unidades termoeléctricas es capaz de garantizar en la hora de punta. Esta potencia se denomina Oferta de Potencia Firme Total Térmica o Capacidad Garantizada Total.*
- c) *Se repite el procedimiento según (5b.) retirando la unidad termoeléctrica cuya Capacidad Garantizada se desea evaluar.*
- d) *Se calcula la diferencia entre las potencias obtenidas en (5b) y (5c), a la que se denomina Capacidad Garantizada Inicial de la unidad evaluada.*
- e) *Se calcula la diferencia entre la suma de las Capacidades Garantizadas Iniciales de todas las unidades térmicas del Sistema, calculadas según (5d) y la Capacidad Garantizada Total, calculada según (5b); a esta diferencia se denomina Residuo Total.*
- f) *Se calcula la Capacidad Garantizada de cada unidad generadora restando a su Capacidad Garantizada Inicial una parte del Residuo Total. Dicha parte se calcula repartiendo el Residuo Total en forma proporcional a la diferencia entre la Capacidad Efectiva y la Capacidad Garantizada Inicial de cada unidad generadora.*

6. AJUSTES A LA CAPACIDAD GARANTIZADA Y POTENCIA RETIRADA

- a) *En casos de centrales generadoras o retiros de consumidores ubicados fuera del STI, tanto la Capacidad Garantizada como la Potencia Retirada deben ser referidas a los nodos correspondientes del STI considerando las pérdidas de transmisión, consumos propios y ventas directas fuera del STI.*
- b) *Los ajustes a la Capacidad Garantizada y Potencia Retirada se efectúan con el siguiente procedimiento:*
 - b1) *Se identifican las pérdidas, consumos propios y ventas directas que pueden ser atribuidas directamente a cada central generadora, se disminuye la Capacidad Garantizada con estos valores y se identifica el punto de aplicación del nuevo valor de la Capacidad Garantizada.*
 - b2) *Se identifican las pérdidas que pueden ser atribuidas directamente a cada Retiro de Potencia, se aumenta el Retiro de Potencia con este valor y se identifica el nuevo punto de aplicación del Retiro.*

Si como resultado del proceso señalado en los puntos b1) y b2), aún existen pérdidas en elementos de transmisión, que se encuentran fuera del STI, no asignadas a ningún Agente, éstas serán asignadas de acuerdo al proceso que se detalla en el punto 8 de esta Norma.

7. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME INICIAL

La Potencia Firme Inicial es la potencia con la que es requerida una unidad generadora en un Despacho Económico Probabilístico.

7.1. Despacho Económico Probabilístico

Este Despacho se calcula mediante flujos de carga en corriente continua con los siguientes parámetros:

- a) El STI ampliado, a fin de considerar los nodos de retiro modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.b2) y los nodos de inyección modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.b1)
- b) Las condiciones de desempeño mínimo, excepto la reserva rotante y la reserva fría.
- c) Las Capacidades Garantizadas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.b1)
- d) Las Potencias Retiradas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.b2)
- e) Los Costos de Operación en Base de las unidades generadoras.
- f) El porcentaje de la potencia mínima técnica informada, aplicado a la potencia garantizada.

La condición de seguridad de áreas y la regulación de tensión se incorporan en el Despacho Económico Probabilístico, con el número mínimo de unidades que deben operar en el área respectiva y/o con la generación mínima requerida en el área respectiva. Este número de unidades y/o generación mínima se determina para dar

cumplimiento a las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) aprobado por el ente regulador.

7.2. Cálculo de la Potencia Firme Inicial

El procedimiento de cálculo para determinar la Potencia Firme Inicial, de tipo iterativo, es el siguiente:

- a) *Se define una probabilidad inicial de cierre de 95%.*
- b) *Con la Probabilidad de Cierre, se calcula la Capacidad Garantizada de las unidades generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas aplicando el procedimiento señalado en los puntos 4 y 5.*
- c) *Se reduce la Capacidad Garantizada de las unidades generadoras con el procedimiento señalado en el punto 6.*
- d) *Se incrementa la Potencia Retirada con el proceso señalado en el punto 6.*
- e) *Con el modelo NCP en su opción de corriente continua con pérdidas cuadráticas, se realiza el Despacho Probabilístico señalado en 7.1 con el que se determinan las potencias despachadas en cada una de las centrales de generación y los déficits de demanda en cada uno de los nodos del sistema.*
- f) *De acuerdo con los resultados obtenidos según en el inciso anterior, se procesará alguno de los siguientes casos:*

Caso 1 Si toda la demanda es atendida y la potencia total despachada es igual a la Capacidad Garantizada Total, la Potencia Firme Inicial de cada unidad generadora térmica y cada central hidroeléctrica es la Capacidad Garantizada.

Caso 2 Si existe demanda no atendida, se disminuye la Probabilidad de Cierre (hasta el límite inferior de 0.90) y se repite el procedimiento a partir del inciso b). De llegar al límite de 0.90 con demanda no atendida, la Potencia Firme Inicial será igual a la potencia despachada según el inciso e); en este caso, se disminuye la demanda no atendida en los nodos respectivos.

Caso 3 Si la potencia total despachada es menor a la Capacidad Garantizada Total, se aumenta la Probabilidad de Cierre (hasta un límite de 0.98) y se repite el procedimiento a partir del inciso b).

En el caso de que se haya alcanzado el límite máximo de 0.98 de Probabilidad de Cierre, la Potencia Firme Inicial de las unidades de generación corresponde a la potencia despachada según el inciso e).

8. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME

La Potencia Firme de las unidades generadoras que estén conectadas directamente a nodos del STI es igual a la Potencia Firme Inicial calculada en el punto 7.

Cuando las Inyecciones y/o Retiros no estén conectados directamente a nodos del STI, la distribución de las pérdidas fuera del STI entre los Agentes involucrados se realiza con el siguiente procedimiento, aplicable a cada red de transmisión localizada fuera del STI:

- a) Se suman las Potencias Firmes Iniciales de las centrales pertenecientes a cada sistema de transmisión fuera del STI y se resta a este valor la suma de los retiros ubicados en este sistema de transmisión.
- b) De acuerdo con el resultado obtenido en a) se procesará uno de los dos casos siguientes:
 - b1) Si el resultado es positivo, es decir, si existe una inyección neta al STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán entre las centrales en proporción a su Potencia Firme Inicial. La Potencia Firme de estas centrales es igual a su Potencia Firme Inicial disminuida con las pérdidas correspondientes.
 - b2) Si el resultado obtenido es negativo, es decir, si existe un retiro neto desde el STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán a los Consumidores correspondientes en proporción a sus retiros. En estos casos, la potencia retirada es igual a la potencia retirada incrementada con las pérdidas correspondientes.

9. AJUSTE A LA POTENCIA FIRME POR DESPLAZAMIENTO DE POTENCIA HIDROELÉCTRICA DE LAS HORAS DE PUNTA

En las áreas con generación hidroeléctrica, la energía asignada al bloque de punta puede ser desplazada a otros bloques para abastecer la demanda horaria con seguridad de áreas. Esta condición de seguridad de área determina la necesidad de ajustar la Potencia Firme del sistema, ocasionado por el desplazamiento de la potencia hidroeléctrica del bloque de punta, con la incorporación de nuevas unidades termoeléctricas para cubrir dicho desplazamiento.

9.1. Cálculo de la potencia hidroeléctrica desplazada

El procedimiento para determinar la potencia hidroeléctrica desplazada del bloque de punta para el sistema es el siguiente:

- a) Sobre la base de la información y resultados del Modelo de Corto Plazo obtenidos en el punto 4 se simula la operación del conjunto de centrales del sistema con las siguientes restricciones adicionales:
 - a1) Para cada área del sistema con generación hidroeléctrica predominante, se determina la generación hidroeléctrica local mínima necesaria para cumplir la condición de seguridad de áreas, para cada una de las 168 horas de la semana.
 - a2) Se utilizan como capacidades efectivas de las centrales hidroeléctricas, los valores de la Capacidad Garantizada hidroeléctrica resultante de la aplicación del procedimiento señalado en el punto 4.
- b) Con el Modelo de despacho de corto plazo (NCP), se realiza una simulación similar a la señalada en el punto 4.
- c) Se determina la potencia generada por el conjunto de las centrales hidroeléctricas en la hora de demanda máxima del sistema.

- d) Se determina la capacidad hidroeléctrica desplazada en horas de punta, como la diferencia entre la potencia firme inicial en bornes de generador de las unidades hidroeléctricas y la potencia determinada según el inciso c).

9.2. Compensación térmica de la potencia hidroeléctrica desplazada del bloque de punta

La potencia hidroeléctrica desplazada determinada según el punto anterior, debe ser compensada con potencia garantizada de unidades térmicas. Esta compensación se realizará utilizando el Modelo NCP con los resultados y parámetros obtenidos según el punto 7.2 y con las siguientes restricciones:

- a) Se coloca como generación mínima, la potencia firme inicial de las unidades termoelectricas que fueron determinadas según el punto 7.2.
- b) Se disminuye la capacidad garantizada de las centrales hidroeléctricas desplazadas, en las cantidades determinadas según el punto 9.1 inciso d).

Los resultados de este proceso, definirán las potencias firmes iniciales de las unidades térmicas, a las que se sumarán las potencias firmes iniciales de las centrales hidroeléctricas calculadas según el punto 7.2.

La Potencia Firme Final de la unidades generadoras se determinará aplicando el procedimiento señalado en el punto 8 a los valores de potencias firmes iniciales señalados en el párrafo anterior.

10. INCORPORACIÓN O RETIRO DE UNIDADES GENERADORAS

La Potencia Firme se determinará tomando en cuenta la fecha de ingreso o retiro de la operación comercial de unidades generadoras. El procedimiento de cálculo de la Potencia Firme para considerar los ingresos o retiros es el siguiente:

- a) Cada año que se inicia en noviembre, se divide en tantos estados como diferentes capacidades efectivas se presenten por ingreso o retiro de unidades generadoras.
- b) Para los estados a que se refiere el inciso anterior, en que la oferta de generación sea superior a la Potencia de Punta Anual más las pérdidas de transmisión, se realiza el cálculo de la Potencia Firme con el parque generador respectivo y la potencia de punta del período noviembre - octubre del siguiente año siguiendo el procedimiento señalado en los puntos 4, 5, 6, 7, 8 y 9. Como resultado del cálculo, se obtiene la Potencia Firme de cada unidad generadora y los retiros para cada uno de los estados.
- c) Para cada estado indicado en el inciso a), en que la oferta de generación sea inferior a la Potencia de Punta Anual más las pérdidas de transmisión, se calculará la Potencia Firme correspondiente a la demanda máxima coincidental prevista para el período asociado a cada estado.

Las transacciones económicas por potencia firme considerarán la duración de cada estado con sus respectivos valores de Potencia y Precios de Nodo, así como también las indisponibilidades forzadas y programadas registradas. La remuneración por Potencia Firme se realizará de acuerdo a lo establecido en el Art. 68 del ROME y a las indisponibilidades determinadas según la Norma Operativa N° 7.

11. INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES GENERADORAS

En caso de indisponibilidad de unidades generadoras, los estados a los que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos de la siguiente manera:

- a) Indisponibilidad Forzada.- Cuando la indisponibilidad forzada, obliga a retirar la unidad del parque.
- b) Indisponibilidad Programada.- Cuando la indisponibilidad programada, declarada por el agente sea mayor a 90 días.

12. MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Para los casos de ingresos o retiros de componentes del sistema de transmisión, los estados a los que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos para tomar en cuenta las diferentes configuraciones del sistema de transmisión.

13. INCORPORACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN

Para los casos de incorporación de sistemas aislados al Sistema Interconectado Nacional SIN, los estados a los que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos para tomar en cuenta la inclusión de la demanda de cada uno de los sistemas aislados en la Potencia de Punta.

14. INCORPORACIÓN DE NUEVAS DEMANDAS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Para los casos de incorporación de nuevas demandas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), debido al ingreso de nuevos agentes al MEM considerados en el último Estudio de Mediano Plazo o debidos a la conexión de nuevos puntos de retiro para agentes distribuidores que operan en el MEM; los estados a los que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos para tomar en cuenta la inclusión de las nuevas demandas en la Potencia de Punta.

15. PERIODICIDAD DEL CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME

El cálculo de la Potencia Firme se realizará cada seis (6) meses. En el mes de octubre de cada año se realizará el cálculo para el siguiente período noviembre - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para este período y la declaración de los Agentes para el período que se inicia en noviembre.

En el mes de abril de cada año, se realizará el cálculo para el siguiente período mayo - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para el período noviembre pasado a siguiente octubre y la declaración de los agentes para el período que se inicia en mayo.

Una vez transcurrido el Período de Punta Anual, en el mes de noviembre de cada año, se recalcularán las potencias firmes de cada período semestral repitiendo el procedimiento señalado en los puntos 4 al 11, utilizando el mismo modelo de cálculo y las mismas variables utilizadas en el cálculo original de potencia firme, actualizadas de acuerdo a lo siguiente:

- a) Potencia de Punta real registrada en el Sistema de Medición Comercial, correspondiente al período noviembre del año anterior a octubre del año de cálculo, que se utiliza en todos los subperíodos en los que se realiza el cálculo.
- b) Para cada semestre, las unidades ya asignadas con potencia firme no pueden ser retiradas del parque de potencia firme por efecto del recálculo anual por corrección de la potencia de punta.

En el caso de incorporación o retiro de unidades generadoras y/o modificación del sistema de transmisión en el período noviembre – octubre y/o inclusión de demandas, el cálculo definitivo de la Potencia Firme (reliquidación por potencia) deberá incorporar los valores reales de las variables involucradas, particularmente la capacidad efectiva y fecha de puesta en operación comercial de nuevas unidades generadoras y/o elementos de transmisión, según información oficial de las empresas propietarias.

16. COMPLEMENTACIÓN DEL PARQUE GENERADOR DE POTENCIA FIRME

En la operación en tiempo real, las unidades de reserva podrán ser convocadas al despacho de carga en los siguientes casos: a) requerimientos de potencia para compensar la indisponibilidad total o parcial de unidades con Potencia Firme por falla, mantenimiento u otras contingencias, b) requerimientos de potencia adicional por baja hidrología y c) requerimientos de potencia adicional para cumplir las condiciones de desempeño mínimo. Las unidades termoeléctricas convocadas para estos propósitos, serán elegidas mediante un despacho económico.

Estas unidades operarán con las obligaciones y los derechos de las unidades de potencia firme durante el período que sean convocadas por el Despacho de Carga, considerando la potencia asignada a las unidades de Reserva Fría en el Estudio de Precios de Nodo correspondiente.

Las diferencias generadas por la convocatoria de unidades de Reserva para reemplazar unidades de Potencia Firme, serán pagadas con los descuentos por indisponibilidad. El balance de los pagos y cobros de estos montos serán ejecutados coincidentemente con la Reliquidación de Potencia Firme.

17. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, mediante resolución expresa.

18. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en concordancia al Artículo 4 del ROME y el Decreto Supremo N° 0071.