

TRÁMITE: Modificación de la Norma Operativa N° 15 "*Determinación de la Reserva Fría*" propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar las Modificaciones a la Norma Operativa N° 15 "*Determinación de la Reserva Fría*", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de conformidad al Anexo de la presente Resolución.

VISTOS:

La Resolución AE N° 062/2010 de 03 de marzo de 2010; la nota CNDC 0672-15 de 27 de marzo de 2015 con Registro N° 3632 de 31 de marzo de 2015; la nota CNDC 0672-15 de 27 de marzo de 2015 con Registro N° 3632 de 31 de marzo de 2015; el Informe AE DPT N° 181/2015 de 31 de marzo de 2015; todo lo que ver convino, se tuvo presente, y

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 062/2010 de 3 de marzo de 2010, se aprobaron la Norma Operativa N° 12 "*Determinación del Costo Marginal en casos de operación no coordinada con el CNDC*", Norma Operativa N° 14 "*Cálculo de Tasa Arancelaria de Equipo Electromecánico*" y Norma Operativa N° 15 "*Determinación de la Reserva Fría*".

Que mediante nota CNDC 0672-15 de 27 de marzo de 2015 con Registro N° 3632 de 31 de marzo de 2015, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) remitió el Acta de la Sesión N° 344 y las Resoluciones de la Sesión Ordinaria N° 345, en la cual mediante Resolución CNDC 345/2015-10, se aprobó el Informe N° CNDC 17/15 "*Adecuación de la Normativa para la confiabilidad de la Operación*" de 26 de marzo de 2015 elaborado por el CNDC, más la Propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 15 "*Determinación de la Reserva Fría*".

Que mediante nota CNDC 0681-15 de 30 de marzo de 2015 con Registro N° 3635 de 31 de marzo de 2015, el CNDC remitió el Informe N° CNDC 17/15 de 26 de marzo de 2015 que hace referencia a la "*Adecuación de la Normativa para la confiabilidad de la operación*" y un CD que su vez contiene un documento anexo correspondiente a la propuesta de Modificación de la Norma Operativa N° 15 "*Determinación de la Reserva Fría*".

Que el Informe AE DPT N° 181/2015 de 31 de marzo de 2015, recomienda aprobar las Modificaciones a la Norma Operativa N° 15 "*Determinación de la Reserva Fría*", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que el artículo 1 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, define entre otras lo siguiente:



"(..) Norma Operativa. Es la Norma elaborada por el Comité y aprobada por la Superintendencia de Electricidad para establecer los procedimientos y metodologías de detalle para operar el sistema y administrar el Mercado, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento.

***Reserva Fría.** Para un área determinada, es la potencia asignada a una Unidad Generadora térmica no remunerada por Potencia Firme, para garantizar el suministro ante la indisponibilidad de una Unidad Generadora remunerada por Potencia Firme. (...)."*

Que el artículo 4 del ROME modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, que establece lo siguiente:

"Las Normas Operativas que este Reglamento u otro Reglamento de la Ley de Electricidad definan como de elaboración obligatoria por el Comité dentro de los principios y criterios establecidos en el marco legal correspondiente, deberán cumplir el siguiente procedimiento para su aprobación:

- a) El Comité elaborará el proyecto de Normas Operativas y lo elevará al Organismo Regulador con copia al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas para su conocimiento.*
- b) El Organismo Regulador aprobará el proyecto de norma remitido por el Comité Nacional de Despacho de Carga, dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, previo análisis y pudiendo incorporar modificaciones.*
- c) Las actuaciones citadas se remitirán al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía."*

Que el artículo 62 del ROME señala:

"Cuando en un área la Potencia Firme sea insuficiente para cubrir toda la demanda por indisponibilidad de una Unidad Generadora, el Comité asignará potencia de Reserva Fría a una o más unidades térmicas no remuneradas por Potencia Firme para garantizar el suministro de esa área.

La Reserva Fría se asignará teniendo en cuenta para el área: la demanda, la capacidad efectiva de las unidades remuneradas por Potencia Firme y la máxima capacidad que puede tomar de la red de transmisión. El Comité adicionalmente considerará la demanda interrumpible para definir la Reserva Fría de cada área. El Comité establecerá el procedimiento de cálculo de la Reserva Fría en una Norma Operativa. (...)."

Que el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga – CNDC, aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008, establece lo siguiente:

"Las funciones de los Miembros del CNDC, son las siguientes:

(..) n) Elaborar proyectos de normas operativas obligatorias para los agentes del mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el SIN y administrar el mercado de acuerdo a lo establecido en la Ley de Electricidad y sus reglamentos; (...)."

Que de acuerdo al artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, las competencias de la AE, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al presente Decreto Supremo, son las siguientes:

- 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.*
- c) *Implementar los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.*
- m) *Requerir a las personas naturales o jurídicas y otros entes relacionados al sector de electricidad, información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y publicar estadísticas sobre las actividades de los sectores.*
- n) *Otras atribuciones que le señalen normas aplicables de igual o mayor jerarquía."*

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, mediante Informe AE DPT N° 181/2015 de 31 de marzo de 2015, estableció lo siguiente:

**"3. ANÁLISIS DE MODIFICACIÓN A LA NORMA OPERATIVA N° 15
"DETERMINACIÓN DE LA RESERVA FRÍA"**

La propuesta de Norma Operativa N° 15 "Determinación de la Reserva Fría", remitida por el CNDC, presenta actualizaciones a la actual Norma aprobada mediante Resolución AE N° 062/2010 de 3 de marzo de 2010.

3.1 Informe N° CNDC 17/15 "Adecuación de la Normativa para la confiabilidad de la Operación"

La propuesta de modificación a la Norma Operativa N° 15 "Determinación de la Reserva Fría" incluye el Informe N° CNDC 17/15 de 26 de marzo de 2015 elaborado por el CNDC, el cual hace referencia a la "Adecuación de la Normativa para la confiabilidad de la Operación"; dicho documento, con relación a la adecuación de la citada Norma Operativa señala lo siguiente:

3.1.1 Descripción

Los informes de la Programación de Mediano Plazo y Precios de Nodo para el periodo que inicia en mayo de 2015 se ha detectado situaciones especiales que podrían afectar la continuidad de suministro en el SIN en Trinidad, Sucre y Santa Cruz, debido a la inadecuada asignación de unidades de Reserva Fría.

3.1.2 Análisis

Es importante considerar, que el dimensionamiento del parque generador determina la confiabilidad de suministro de energía porque permite minimizar los efectos producidos por la indisponibilidad de unidades de generación y las desviaciones en las declaraciones de proyección de demanda. Sin embargo, también es importante señalar que para disponer de este parque, la remuneración debe permitir un adecuado retorno de la inversión de instalaciones de generación.

En este sentido, se ha visto por conveniente enfocar el análisis en los siguientes ejes de acción:

- *Modificación de la Norma Operativa N° 15 "Determinación de la Reserva Fría".*
- *Modificación de las CDMs "Condiciones de Desempeño Mínimo", referentes a los márgenes de Reserva.*
- *Modificación del procedimiento de cálculo empleado para la fijación del precio de Reserva Fría.*
- *Modificación del procedimiento empleado para el pago por Potencia de Punta de los Consumidores No regulados.*

3.1.3 Modificación de la Norma Operativa N° 15 "Determinación de la Reserva Fría"

La Norma Operativa N° 15 "Determinación de la Reserva Fría", fue aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante Resolución AE N° 062/2010 de 03 de marzo de 2010; en su numeral 4 establece la forma de cálculo y asignación de la Reserva Fría para cada área de demanda con generación local, estableciendo que la potencia de Reserva Fría se calcula mediante el balance de potencia, para la condición de demanda máxima:

$$RF = DMA - CE - CTR + UM$$

Donde:

RF es la potencia de Reserva Fría en un área.

DMA es la demanda máxima anual del área.

CE es la capacidad efectiva de todas las unidades generadoras remuneradas por potencia firme, ubicadas en el área respectiva.

CTR es la capacidad operativa de transporte desde el STI hasta el área respectiva.

UM es la capacidad efectiva de la unidad mayor remunerada por potencia firme y ubicada en el área respectiva.

3.1.4 Análisis de la aplicabilidad de la Norma Operativa N° 15 vigente

La Norma Operativa N° 15 "Determinación de la Reserva Fría", establece un procedimiento de cálculo para la determinación de la Reserva Fría, mediante un balance de potencia, para la condición de demanda máxima.

$$RF = DMA - CE - CTR + UM$$

Aplicando este procedimiento para la determinación de la Reserva Fría en las áreas de Trinidad y Aranjuez con la información presentada para el Informe de Mediano Plazo periodo mayo 2015 – abril 2019, tenemos los siguientes resultados:

Análisis área Trinidad:

DMA (Demanda Máxima Trinidad) = 19,06 MW; si se considera un adicional de 5% de pérdidas:

$$DMA = 19,06 * 1,05 = 20,01 \text{ MW}$$

CE (Capacidad efectiva de las unidades remuneradas con potencia firme); de acuerdo al estudio de Mediano Plazo periodo mayo 2015 – abril 2019, las unidades remuneradas con Potencia Firme son 8, cada una con una potencia efectiva de 1.43 MW, asimismo, al considerar las pérdidas por consumos propios iguales a 0.06 MW, se tiene:

$$CE = 1,43 * 8 = 10,96 \text{ MW}$$

CTR (es la capacidad operativa de transporte desde STI hasta el área respectiva); la capacidad del transformador de Trinidad es de 24 MW, por lo tanto:

$$CTR = 24 \text{ MW}$$

UM (es la capacidad efectiva de la unidad mayor remunerada por potencia firme y ubicada en el área respectiva); la unidad mayor en el área de Trinidad que es remunerada con Potencia Firme tiene una potencia de 1.43 MW y si a esta potencia reducimos sus pérdidas, se tiene:

$$UM = 1,43 - 0,06 = 1,37$$

BALANCE EN EL AREA DE TRINIDAD

RF	=	DMA	-	CE	-	CTR	+	UM
RF	=	19.06*1.05	-	1.43*8-0.06*8	-	24	+	1.43-0.06
RF	=	20.01	-	10.96	-	24	+	1.37
RF	=	-13.58						

Análisis área Sucre:

BALANCE EN EL AREA DE SUCRE						
RF =	DMA	-	CE	-	CTR	+ UM
RF =	35.54*1.05	-	17.09+1.49+1.49+1.60+1.55+1.51+1.60-0.43-0.04*6	-	22 + 42	+ 17.09-0.43
RF =	37.317	-	25.66	-	64	+ 16.66
RF =	-35.68					

De los cuadros anteriores, se observa que no se requieren unidades adicionales en Reserva Fría para satisfacer la demanda máxima en cada una de estas áreas.

Sin embargo, en la operación real del sistema, en el área de Trinidad ante la salida permanente de la línea Caranavi – Trinidad 115 kV, con las unidades asignadas con Potencia Firme en la central de Moxos (8 unidades) no es posible satisfacer la demanda de 20,1 MW en Trinidad; por lo tanto, es necesario disponer de más unidades en Reserva Fría.

Asimismo, en el área de Sucre ante la indisponibilidad de la unidad de ARJ8, los voltajes caen fuera del rango definido por las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDMs), a valores inferiores a 0,95 pu.

3.1.5 Propuesta de modificación de la Normativa N° 15

En el análisis realizado en el punto anterior, se ha observado que el procedimiento establecido en el punto 4 de la Norma Operativa N° 15, no garantiza el suministro de la demanda máxima en el área de Trinidad y en el área de Sucre ante la indisponibilidad de la línea Sucre – Aranjuez 69 kV no es posible cumplir, en cuanto a la regulación de voltaje, las condiciones de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDMs); por lo que, se ha visto por conveniente introducir una modificación en el punto 4 de la mencionada Norma, de la siguiente manera:

“Para cada área de demanda con generación local, la potencia de Reserva Fría se calcula mediante el siguiente balance de potencia, para la condición de demanda máxima en esa área:

$$RF = DMA - CE - CTR + MAX [UM, MCTR]$$

Donde:

RF es la potencia de Reserva Fría en un área.

DMA es la demanda máxima anual del área.

CE es la capacidad efectiva de todas las unidades generadoras remuneradas por potencia firme, ubicadas en el área respectiva.

CTR es la capacidad operativa de transporte desde el STI hasta el área respectiva.



RESOLUCIÓN AE N° 127/2015
TRÁMITE N° 2015-11219-53-0-0-0-DPT
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 01 de abril de 2015

UM es la capacidad efectiva de la unidad mayor remunerada por Potencia Firme y ubicada en el área respectiva.

MCTR es el elemento de transmisión de mayor capacidad operativa desde el STI hasta el área respectiva.

Para cada área de demanda con generación local, se requiere unidades generadoras de Reserva Fría para cumplir los niveles de tensión señalados en el punto 2.2 de las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN, ante indisponibilidad simple del componente de generación o transmisión de mayor capacidad del área."

El balance de potencia propuesto, se ha aplicado al área de Trinidad para determinar la Reserva Fría en esta área, tal como se presenta en el cuadro siguiente:

BALANCE EN EL AREA DE TRINIDAD						
RF	=	DMA	-	CE	-	CTR + MAX (UM, MCTR)
RF	=	19.06*1.05	-	1.43*8-0.06*8	-	24 + MAX (1.43,24)
RF	=	20.01	-	10.96	-	24 + 24
RF	=	9.05				

Del cuadro anterior, se puede observar se tiene un déficit de 9,05 MW, por lo que, se requieren por reserva fría las unidades MOS09, MOS10, MOS11, MOS12, MOS13, MOS14 y MOA2 ($1,37 * 6 = 8,22 \text{ MW} + 1,4$), para satisfacer la demanda máxima ante la indisponibilidad permanente de línea que vincula el área con el STI.

El mismo ejercicio se ha realizado en el área de Sucre, donde se han obtenido los siguientes resultados:

BALANCE EN EL AREA DE SUCRE						
RF	=	DMA	-	CE	-	CTR + MAX (UM, MCTR)
RF	=	35.54*1.05	-	17.09+1.49+1.49+1.60+1.55+1.51+1.60-0.43-0.04*6	-	22 + 42 + MAX (17.09-0.43,42)
RF	=	37.317	-	25.66	-	64 + 42
RF	=	-10.34				

Sin embargo, en el área de Sucre ante la indisponibilidad de la unidad de ARJ8, los voltajes caen fuera del rango definido por las CDMs, a valores inferiores a 0,95 pu.; por lo que, son necesarias las unidades ARJ01, ARJ02 y ARJ03.

Realizando el mismo análisis en el área oriental, ante la indisponibilidad de la unidad GCH12 se presenta déficit de potencia reactiva debido a que no se cuenta con unidades de generación en el bloque alto para reemplazar la indisponibilidad de GCH12, por lo que se requiere la instalación de bancos de capacitores en la red de subtransmisión.



3.2 Análisis AE - Modificación del Punto 4 de la Norma Operativa N° 15

Esta Autoridad para analizar la modificación de la Norma Operativa N° 15 "Determinación de la Reserva Fría", se basará en el Informe presentado por el CNDC y el artículo 62 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME).

En el Informe N° CNDC 17/15 de 26 de marzo de 2015 elaborado por el CNDC, señala entre otras que "en la operación real del sistema, en el área de Trinidad ante la salida permanente de la línea Caranavi – Trinidad 115 kV, con las unidades asignadas con potencia firme en la central de Moxos (8 unidades) no es posible satisfacer la demanda de 20,1 MW en Trinidad; por lo tanto, es necesario disponer de más unidades en Reserva Fría.

Asimismo, en el área de Sucre ante la indisponibilidad de la unidad de ARJ8, los voltajes caen fuera del rango definido por las CDMs, a valores inferiores a 0,95 pu."

El artículo 62 (RESERVA FRÍA) del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, señala que: "Cuando en un área la Potencia Firme sea insuficiente para cubrir toda la demanda por indisponibilidad de una Unidad Generadora, el Comité asignará potencia de Reserva Fría a una o más unidades térmicas no remuneradas por Potencia Firme para garantizar el suministro de esa área.

La Reserva Fría se asignará teniendo en cuenta para el área: la demanda, la capacidad efectiva de las unidades remuneradas por Potencia Firme y la máxima capacidad que puede tomar de la red de transmisión. El Comité adicionalmente considerará la demanda interrumpible para definir la Reserva Fría de cada área. El Comité establecerá el procedimiento de cálculo de la Reserva Fría en una Norma Operativa.

La Reserva Fría será asignada en la Programación de Mediano Plazo y se reliquidará en noviembre de cada año coincidentemente con la asignación y reliquidación de la Potencia Firme.

Cada Unidad Generadora asignada con Reserva Fría, tiene la obligación de estar disponible cuando el Comité la requiera.

La potencia de Reserva Fría será remunerada a un precio máximo igual a un porcentaje del Precio Básico de la Potencia, porcentaje que será definido por la Superintendencia.

El costo por la potencia de unidades con Reserva Fría se asignará entre toda la demanda del sistema; el costo de la energía de éstas unidades será remunerado a su costo variable, con el mismo tratamiento que la generación forzada."

En este contexto, se ve la necesidad de adecuar la ecuación que calcula la potencia de Reserva Fría en un área; asimismo, a fin de velar el cumplimiento de las

Condiciones de Desempeño Mínimo relativas a la regulación de tensión, se ha incorporado el siguiente párrafo: "Para cada área de demanda con generación local, se requiere unidades generadoras de Reserva Fría para cumplir los niveles de tensión señalados en el punto 2.2 de las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN, ante indisponibilidad simple del componente de generación o transmisión de mayor capacidad del área", lo que se detalla en el siguiente cuadro:

TABLA 1.- MODIFICACIÓN EN EL PUNTO 4 DE LA NORMA OPERATIVA N°15 "Determinación de la Reserva Fría"

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p>4. CÁLCULO Y ASIGNACIÓN DE LA RESERVA FRÍA</p> <p>Para cada área de demanda con generación local, la potencia de Reserva Fría se calcula mediante el siguiente balance de potencia, para la condición de demanda máxima en esa área:</p> $RF = DMA - CE - CTR + UM$ <p>Donde:</p> <p><i>RF</i> es la potencia de Reserva Fría en un área.</p> <p><i>DMA</i> es la demanda máxima anual del área.</p> <p><i>CE</i> es la capacidad efectiva de todas las unidades generadoras remuneradas por potencia firme, ubicadas en el área respectiva.</p> <p><i>CTR</i> es la capacidad operativa de transporte desde el STI hasta el área respectiva.</p> <p><i>UM</i> es la capacidad efectiva de la unidad mayor remunerada por potencia firme y ubicada en el área respectiva.</p>	<p>4. CÁLCULO Y ASIGNACIÓN DE LA RESERVA FRÍA</p> <p>Para cada área de demanda con generación local, la potencia de Reserva Fría se calcula mediante el siguiente balance de potencia, para la condición de demanda máxima en esa área:</p> $RF = DMA - CE - CTR + \text{MAX}[UM, MCTR]$ <p>Donde:</p> <p><i>RF</i> es la potencia de Reserva Fría en un área.</p> <p><i>DMA</i> es la demanda máxima anual del área.</p> <p><i>CE</i> es la capacidad efectiva de todas las unidades generadoras remuneradas por Potencia Firme, ubicadas en el área respectiva.</p> <p><i>CTR</i> es la capacidad operativa de transporte desde el STI hasta el área respectiva.</p> <p><i>UM</i> es la capacidad efectiva de la unidad mayor remunerada por Potencia Firme y ubicada en el área respectiva.</p> <p><i>MCTR</i> es el elemento de transmisión de mayor capacidad operativa desde el STI hasta el área respectiva.</p> <p>Para cada área de demanda con generación local, se requiere unidades generadoras de Reserva Fría para</p>

<i>Norma Operativa Vigente</i>	<i>Propuesta de Modificación a la Norma</i>
	<i>cumplir los niveles de tensión señalados en el punto 2.2 de las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN, ante indisponibilidad simple del componente de generación o transmisión de mayor capacidad del área.</i>

Fuente: Propio del Informe

Que la presente Resolución es de carácter técnico, se basa y fundamenta en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE en el Informe AE DPT N° 181/2015 de 31 de marzo de 2015, en consecuencia, se hace aceptación al análisis realizado en el citado Informe a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE DPT N° 181/2015 de 31 de marzo de 2015, corresponde aprobar las Modificaciones a la Norma Operativa N° 15 "Determinación de la Reserva Fría", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

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 mediante Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) estableciendo que 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 servidor público 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 de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

RESUELVE:


PRIMERA.- Aprobar las Modificaciones a la Norma Operativa N° 15 "*Determinación de la Reserva Fría*", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (GNDC) de conformidad al Anexo de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Dejar sin efecto la Resolución AE N° 062/2010 de 3 de marzo de 2010 y su respectivo Anexo 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 del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

CUARTA.- Disponer la publicación de la presente Resolución por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL

ANEXO

NORMA OPERATIVA N° 15

“DETERMINACIÓN DE LA RESERVA FRÍA”

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento de cálculo, la forma de operación, la remuneración y la asignación de la Reserva Fría en el Mercado Eléctrico Mayorista.

2. BASE LEGAL

Artículos 1, 62, 68 y 69 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Decreto Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071.

3. DEFINICIONES

Demanda Interrumpible. Es la potencia, ofertada por un consumidor No Regulado, que puede ser interrumpida en cualquier instante por el Comité para garantizar el suministro de electricidad ante la indisponibilidad de unidades del Parque Generador Disponible asignadas con Potencia Firme.

Potencia de Reserva Fría. Para un área determinada, es la potencia asignada a unidades generadoras térmicas no remuneradas por Potencia Firme o a una demanda interrumpible, para garantizar el suministro ante la indisponibilidad forzada o programada de la unidad generadora de mayor capacidad efectiva del área, remunerada por Potencia Firme.

Demanda Máxima Anual. Es la demanda máxima de potencia en un área que se registra en el Sistema de Medición Comercial, en el período noviembre a octubre del año siguiente. En el caso de que la demanda máxima anual registrada haya sido coincidente con el uso de una demanda interrumpible, la demanda máxima a utilizar en el recalcu de Reserva Fría será igual a la demanda máxima registrada más la potencia interrumpible solicitada en el despacho de carga en tiempo real.

4. CÁLCULO Y ASIGNACIÓN DE LA RESERVA FRÍA

El cálculo y asignación de la Reserva Fría se realizará para cada estado en el que se calcule la Potencia Firme, conforme a los numerales 8 y 9 de la Norma Operativa N° 2 “Determinación de la Potencia Firme” y de acuerdo al siguiente procedimiento:

Para cada área de demanda con generación local, la potencia de Reserva Fría se calcula mediante el siguiente balance de potencia, para la condición de demanda máxima en esa área:

$$RF = DMA - CE - CTR + MAX [UM, MCTR]$$

Donde:

- RF* es la potencia de Reserva Fría en un área.
- DMA* es la demanda máxima anual del área.
- CE* es la capacidad efectiva de todas las unidades generadoras remuneradas por potencia firme, ubicadas en el área respectiva.
- CTR* es la capacidad operativa de transporte desde el STI hasta el área respectiva.
- UM* es la capacidad efectiva de la unidad mayor remunerada por potencia firme y ubicada en el área respectiva.
- MCTR* es el elemento de transmisión de mayor capacidad operativa desde el STI hasta el área respectiva.

Para cada área de demanda con generación local, se requiere unidades generadoras de Reserva Fría para cumplir los niveles de tensión señalados en el punto 2.2 de las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN, ante indisponibilidad simple del componente de generación o transmisión de mayor capacidad del área.

El requerimiento de Reserva Fría podrá ser cubierto por la demanda interrumpible bajo las siguientes condiciones:

- a) Podrán ofertar demandas interrumpibles solamente los consumidores No Regulados que estén directa o indirectamente conectados al área respectiva.
- b) La oferta de demanda interrumpible de un consumidor No Regulado no podrá ser mayor que su demanda mínima prevista, en una curva diaria de carga, en el período de análisis.
- c) La oferta de demanda interrumpible debe ser presentada por los consumidores No Regulados junto a la información de demanda para los estudios de Mediano Plazo. Esta oferta deberá contar con la justificación técnica que demuestre que la demanda ofertada es interrumpible en cualquier momento. La oferta deberá incluir adicionalmente el precio de potencia de la demanda interrumpible, el cual no podrá ser mayor que el de la Reserva Fría.
- d) Para poder ofertar demanda interrumpible, el consumidor No Regulado, con capacidad igual o mayor a 5 MW, deberá contar con los medios necesarios que le permitan proveer información de su registro instantáneo de demanda al Sistema SCADA. Además deberá contar con un medio de comunicación dedicado en tiempo real con el CNDC.

El consumidor No Regulado, con capacidad inferior a 5 MW, deberá contar con un medio de comunicación dedicado en tiempo real con el CNDC.

En caso de que en un área, la oferta de demanda interrumpible, de uno o más consumidores No Regulados, sea mayor a la Reserva Fría requerida, la asignación se realizará priorizando el precio; en caso de ofertas del mismo precio la asignación se realizará en proporción a las ofertas de demanda interrumpible y a las posibilidades técnicas de interrumpir esta demanda. La asignación final será realizada previo acuerdo entre las partes ofertantes en una reunión convocada por el CNDC.

Todas las unidades ofertadas por los Generadores para los estudios semestrales de mediano plazo, que no resulten ser remuneradas por potencia firme, serán consideradas candidatas para la asignación de la parte de la Reserva Fría que no ha sido cubierta por la demanda interrumpible en el área respectiva.

La asignación de unidades de Reserva Fría en un área, se realizará en función al costo variable de generación, hasta cubrir la potencia de Reserva Fría que no fue cubierta por la demanda interrumpible.

5. PERIODICIDAD DEL CÁLCULO DE LA RESERVA FRÍA

5.1 Cálculo Preliminar

Coincidente con el cálculo de la potencia firme, el cálculo de la Reserva Fría se realizará cada seis meses, para cada uno de los estados en los que se calcule la Potencia Firme.

En el mes de octubre de cada año se realizará el cálculo para el siguiente período noviembre –abril, sobre la base de la demanda máxima de cada nodo estimada para el siguiente período noviembre - octubre, la declaración de los Agentes para el período que se inicia en noviembre y la potencia firme estimada para este período.

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

5.2 Reliquidación

Una vez que haya transcurrido el Período de Punta Anual, en el mes de noviembre de cada año se recalcularán las necesidades de Reserva Fría de cada período semestral anterior, sobre la base de la demanda máxima anual registrada en cada nodo y la Potencia Firme recalculada.

Se debe considerar que las unidades inicialmente asignadas como Reserva Fría y que no resulten requeridas en la reliquidación se considerarán como unidades en condición de Potencia de Punta Generada (PPG), según el Art. 68 del ROME.

6. FORMA DE OPERACIÓN

Las unidades de Reserva Fría y la demanda interrumpible deberán estar permanentemente disponibles para la operación y para satisfacer las necesidades del mercado regional y del SIN.

La demanda interrumpible y las unidades de Reserva Fría serán convocadas de acuerdo a las necesidades del área respectiva o del Sistema.

La demanda interrumpible será activada en un período no mayor a 15 minutos a partir del requerimiento del Centro de Despacho de Carga.

7. REMUNERACIÓN DE LA RESERVA FRÍA

7.1 Remuneración por Energía

Las unidades de Reserva Fría serán remuneradas de acuerdo a lo establecido en la Norma Operativa N° 3. La demanda interrumpible no será remunerada por este concepto.

7.2 Remuneración por Potencia

Las unidades de Reserva Fría y la Demanda Interrumpible serán remuneradas a un precio máximo igual al porcentaje del Precio Básico de la Potencia aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, con los descuentos por indisponibilidad establecidos en el artículo 68 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.

8. ASIGNACIÓN DE COSTOS DE RESERVA FRÍA

8.1 Asignación por Energía

El costo de generación de las unidades de Reserva Fría se asignará entre los consumos de acuerdo a lo establecido en la Norma Operativa N° 3.

8.2 Asignación por Potencia

El costo por Potencia de unidades de Reserva Fría se asignará entre toda la demanda del Sistema, en forma proporcional a su participación en la Demanda Máxima Coincidental del Sistema.

El costo por potencia de la demanda interrumpible se asignará entre la demanda del Sistema, previo descuento de la demanda interrumpible ofertada, en forma proporcional a su participación en la Demanda Máxima Coincidental del Sistema sin considerar la demanda interrumpible.



9. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez aprobada por el Comité Nacional de Despacho de Carga y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

10. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el Comité Nacional de Despacho de Carga y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

↻
✍