

**TRÁMITE:** Modificación de la Norma Operativa N° 3 "*Determinación de Costos Marginales, Remuneración y Asignación de Costos de Energía*", propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**SÍNTESIS RESOLUTIVA:** Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 3 "*Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía*", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**VISTOS:**

La Resolución AE N° 266/2009 de 03 de noviembre de 2009; la Resolución AE N° 343/2009 de 30 de diciembre de 2009; la nota con Registro N° 6184 de 15 de mayo de 2017; la nota con Registro N° 6188 de 15 de mayo de 2017; el Informe AE DPT N° 397/2017 de 22 de junio de 2017; todo lo que ver convino, se tuvo presente, y

**CONSIDERANDO: (Antecedentes)**

Que mediante Resolución AE N° 266/2009 de 03 de noviembre de 2009, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) aprobó la actualización de la Norma Operativa N° 3 referida a la "*Determinación de Costos Marginales, Remuneración y Asignación de Costos de Energía*", propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Que mediante Resolución AE N° 343/2009 de 30 de diciembre de 2009, se subsanó la numeración omitida en los Anexos a las Resoluciones de aprobación de la Norma Operativa N° 1 a la Norma Operativa N° 6.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 6184 de 15 de mayo de 2017, el CNDC remitió una copia del Acta de las Sesiones N° 375 y 376 y las Resoluciones adoptadas en la Sesión Ordinaria N° 377 realizada el 12 de mayo de 2017, en la cual se aprueba la Resolución CNDC 377/2017-4 de 12 de mayo de 2017, referida al Informe de Grupo de Trabajo "*Propuesta de Modificación de Norma Operativa N° 3 - Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía*".

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 6188 de 15 de mayo de 2017, el CNDC remitió una copia del Informe CNDC 24/17, que contiene la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 3 "*Determinación de Costos Marginales, Remuneración y Asignación de Costos de Energía*", en formato físico y digital, misma que fue aprobada en la Sesión Ordinaria N° 377 del Comité de Representantes al CNDC mediante Resolución CNDC 377/2017-4 de 12 de mayo de 2017.

Que el Informe AE DPT N° 397/2017 de 22 de junio de 2017, recomienda aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 3 "*Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía*", para su aplicación por el CNDC.

**CONSIDERANDO: (Marco Legal)**

Que el artículo 18 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, dispone: *“Créase el Comité Nacional de Despacho de Carga, responsable de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional. (...)”*.

Que el artículo 34 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo (LPA) de 23 de abril de 2002, establece: *“Los actos administrativos serán objeto de publicación cuando así lo establezcan las normas de cada procedimiento especial o cuando lo aconsejen razones de interés público. La publicación se realizará por una sola vez en un órgano de prensa de amplia circulación nacional o en su defecto cuando corresponda, en un medio de difusión local de la sede del órgano administrativo.”*

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: **“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”**.

Que el inciso h) del artículo 3 del ROME, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008, establecen como función del CNDC, proyectar Normas Operativas, obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado.

Que el artículo 4 del ROME, señala 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 Norma Operativa y lo elevará a la Superintendencia con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos para su conocimiento.*
- b) La Superintendencia analizará y aprobará el proyecto dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual podrá requerir al Comité las modificaciones que considere necesarias, mismas que serán remitidas con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos”*.

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 09 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° 397/2017 de 22 de junio de 2017, estableció lo siguiente:

**“(…) 3. ANÁLISIS DE MODIFICACIÓN A LA NORMA OPERATIVA N° 3 (DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES, REMUNERACIÓN Y ASIGNACIÓN DE COSTOS DE ENERGÍA)**

Mediante Resolución CNDC 370/2016-7 de 21 de diciembre de 2016, el Comité de Representantes al CNDC, autorizó la conformación de un Grupo de Trabajo coordinado por el CNDC para la revisión de la Norma Operativa N° 3 “Determinación de Costos Marginales, Remuneración y Asignación de Costos de Energía”; en este sentido, el citado Grupo de Trabajo, analizó la relación entre las restricciones de transmisión y el cálculo de costos marginales, señalando en el Informe de Grupo de Trabajo de 24 de marzo de 2017, lo siguiente:

“Se ha considerado que una Restricción por Transmisión, es la condición en la cual, una instalación de transmisión no se encuentra en condiciones de transportar mayor potencia desde un centro de generación hasta un centro de consumo, puesto que ya habría alcanzado su capacidad máxima operativa.

Se ha realizado el análisis de la operación del día 19 de octubre de 2016, fecha en la cual se presentó la restricción de transmisión de la línea Warnes – Guaracachi, ocasionando que la unidad WAR04 no se encontrará en condiciones de entregar la totalidad de su potencia disponible al SIN, entre horas 14:00 y 19:45, siendo que dicha unidad es relativamente una de las más eficientes del sistema, por lo que fue considerada como unidad candidata a marginar.

Se ha efectuado una simulación en el predespacho y postdespacho de la fecha indicada, considerando las restricciones por transmisión, dando como resultado que las unidades de una central donde la restricción por transmisión incida directamente, dejan de ser unidades candidatas a marginar.”



Asimismo, en la parte conclusiva del citado Informe, se señaló lo siguiente: "Por lo expuesto anteriormente, el Grupo de Trabajo ha elaborado una propuesta de modificación a la Norma Operativa N° 3, que atiende la Resolución CNDC N° 370/2016-7 de fecha 21 de diciembre de 2016, por lo cual se recomienda al Comité de Representantes al CNDC, la aprobación del documento elaborado que contiene la propuesta de modificación de la citada norma Operativa."

En este sentido, de acuerdo a las conclusiones arribadas por el Grupo de Trabajo, el CNDC presentó la propuesta de modificación a la Norma Operativa N° 3, la cual presenta cambios, complementaciones y modificaciones respecto a la Norma Operativa N° 3 vigente, la misma que fue aprobada mediante Resolución AE N° 266/2009 de 03 de noviembre de 2009. A continuación se analiza la propuesta de modificación propuesta por el CNDC a la citada Norma Operativa, de acuerdo al siguiente detalle:

### 3.1 MODIFICACIÓN DEL PUNTO 6 (REGÍMENES DE OPERACIÓN) DE LA NORMA OPERATIVA N° 3

**TABLA 1.- MODIFICACIÓN PUNTO 6 DE LA NORMA OPERATIVA N° 3**

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación
<p><b>6.3 Régimen Permanente</b></p> <p>Una unidad se encuentra operando en Régimen Permanente cuando no se encuentra en Régimen de Prueba ni de Transición y, por tanto, puede ser Unidad Candidata a Marginar.</p>	<p><b>6.3 Régimen de Restricción por Transmisión</b></p> <p><u>Una unidad se encuentra operando en Régimen de Restricción por Transmisión, cuando se reduce su potencia despachada debido a limitaciones de capacidad de transporte, en la red del sistema de transmisión que se encuentra disponible durante la operación; asimismo, se considerarán las unidades que no hayan sido despachadas debido a dicha restricción. Las unidades que se encuentran en este régimen no pueden ser Unidades Candidatas a Marginar.</u></p> <p><b>6.4 Régimen Permanente</b></p> <p>Una unidad se encuentra operando en Régimen Permanente cuando no se encuentra en Régimen de Prueba, ni en Régimen de Transición, <u>ni en Régimen de Restricción por Transmisión</u>, por tanto, puede ser Unidad Candidata a Marginar.</p>

Fuente: Propio del Informe

#### Análisis AE:

Se incluye en el punto 6 (Regímenes de Operación) de la Norma Operativa N° 3, el punto 6.3, que hace referencia a la definición de "Régimen de Restricción por Transmisión", dado que este concepto considera que una unidad generadora estará en régimen de restricción por transmisión, cuando se reduce su potencia despachada debido a limitaciones de

capacidad de transporte, lo que significa que esta unidad no podrá ser unidad candidata a marginar.

Con relación al punto 6.4 (Régimen Permanente) de la propuesta de modificación, se observa que se incluyó el término "ni en Régimen de Restricción por Transmisión". Esta situación es coherente dado que si una unidad está operando en Régimen Permanente, no debería encontrarse tanto en el régimen de prueba, régimen de transición o régimen por restricción por transmisión, en este entendido, si esta unidad está en Régimen Permanente, puede ser considerada como unidad candidata a marginar.

Al respecto, con relación a los puntos analizados, se observa que son ajustes de definición y aclaración, por lo que ésta Autoridad no tiene observaciones a los textos planteados.

### 3.2 MODIFICACIÓN EN EL PUNTO 8 (DETERMINACIÓN DE UNIDADES CANDIDATAS A SER MARGINALES) DE LA NORMA OPERATIVA N° 3

**TABLA 2.- MODIFICACIÓN PUNTO 8 DE LA NORMA OPERATIVA N° 3**

<b>Norma Operativa Vigente</b>	<b>Propuesta de Modificación</b>
<p><b>8.1 Etapas de Programación de Mediano Plazo y Programación de Corto Plazo</b></p> <p>c) Se descartarán de la selección las Unidades de Combustible Líquido cuya Capacidad Efectiva sea menor o igual a 8,954 kW u otro valor fijado por la AE mediante Resolución.</p> <p><b>8.2 Etapa de Despacho Diario</b></p> <p>c) Se descartarán de la selección las unidades que hayan operado en Régimen de Transición o Régimen de Prueba y aquellas Unidades de Combustible Líquido cuya Capacidad Efectiva sea menor o igual a 8,954 kW u otro valor fijado por la AE mediante Resolución.</p>	<p><b>8.1 Etapas de Programación de Mediano Plazo y Programación de Corto Plazo</b></p> <p>c) Se descartarán de la selección <u>las Unidades que se encuentren en régimen de Restricción por Transmisión y/o las Unidades de Combustible Líquido cuya Capacidad Efectiva sea menor o igual a 8,954 kW u otro valor fijado por la AE mediante Resolución.</u></p> <p><b>8.2 Etapa de Despacho Diario</b></p> <p>c) <u>Sobre la base de los eventos registrados en el Despacho de Carga Diario, se descartarán de la selección las unidades que hayan operado en Régimen de Transición, en Régimen de Prueba o en Régimen de Restricción por Transmisión y aquellas Unidades de Combustible Líquido cuya Capacidad Efectiva sea menor o igual a 8,954 kW u otro valor fijado por la AE mediante Resolución.</u></p>

**Fuente:** Propio del Informe

#### **Análisis AE:**

Con relación al punto 8 (Determinación de unidades candidatas a ser marginales), se observa que en los puntos 8.1 y 8.2, se incluyó la definición de "Régimen de Restricción por Transmisión" para las etapas de Programación de Mediano Plazo y para la etapa de Despacho Diario. Se entiende que cuando una unidad está en Régimen de Restricción por Transmisión, no sería considerada en la selección de las unidades térmicas candidatas a marginar, para las etapas de Programación de Mediano Plazo y Programación de Corto

*Plazo, dado que de considerarse estas unidades en la selección de unidades a marginar, afectaría a las unidades que realmente no tienen restricción para su operación, considerando que cuando una unidad generadora se encuentra operando con potencia limitada, esta potencia disminuida no se toma en cuenta para el cálculo del costo variable de generación.*

*En este sentido, no se tienen observaciones a los textos incluidos en los puntos 8.1 y 8.2 de la propuesta de modificación por parte del CNDC.*

#### **4. CONCLUSIONES**

*Por lo expuesto en el presente Informe, se concluye lo siguiente:*

*Habiéndose realizado el análisis de la propuesta de la modificación a la Norma Operativa N° 3 "Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía", se ha verificado que se han establecido cambios, complementaciones y modificaciones de forma y de fondo respecto a la actual Norma Operativa N° 3 aprobada mediante Resolución AE N° 266/2009 de 03 de noviembre de 2009, no encontrándose observaciones fundamentales en su contenido.*

*En consecuencia, corresponde realizar las modificaciones propuestas por el CNDC a la Norma Operativa N° 3 "Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía", debiendo para efectos de aplicación dejar sin efecto la Resolución AE N° 266/2009 de 03 de noviembre de 2009 y aprobar las modificaciones con una nueva Resolución manteniendo vigentes las disposiciones que no hayan sido modificadas*

#### **5. RECOMENDACIONES.**

- 5.1 Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 3 "Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de conformidad al Anexo que forma parte del presente Informe.*
- 5.2 Dejar sin efecto la Resolución AE N° 266/2009 de 03 de noviembre de 2009 y su respectivo Anexo, a partir de la notificación con la Resolución que emerja del presente Informe.*
- 5.3 Disponer la remisión de una copia de la Resolución que surja del presente Informe, al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Energías."*

*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° 397/2017 de 22 de junio de 2017, 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° 397/2017 de 22 de junio de 2017, corresponde aprobar la Modificación a la*



Norma Operativa N° 3 "*Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía*", para su aplicación por el CNDC.

**CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)**

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 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 09 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 02 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 05 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 09 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 09 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

**RESUELVE:**

**PRIMERA.-** Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 3 "*Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía*", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de conformidad al Anexo de la presente Resolución.

**SEGUNDA.-** Dejar sin efecto la Resolución AE N° 266/2009 de 03 de noviembre de 2009 y su respectivo Anexo a partir de la notificación con el presente acto administrativo.

**TERCERA.-** Disponer la remisión de una copia de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Energías.



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

**RESOLUCIÓN AE N° 348/2017**  
**TRÁMITE N° 2017-19850-53-0-0-0-DPT**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 30 de junio de 2017

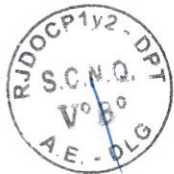
**CUARTA.-** Disponer la publicación de la presente Resolución por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

**Regístrese, comuníquese y archívese.**

Richard César Alcócer Garnica  
**DIRECTOR EJECUTIVO**

Es conforme:

Daniel Alejandro Rocabado Pastrana  
**DIRECTOR LEGAL**





ANEXO

NORMA OPERATIVA N° 3

DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES, REMUNERACIÓN Y ASIGNACIÓN DE  
COSTOS DE ENERGÍA

**1. OBJETIVO**

Establecer el procedimiento para la determinación de costos marginales de energía y la forma de remuneración y asignación de costos de energía entre los Agentes que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

**2. BASE LEGAL**

Artículos 1, 23 al 30, 33, 34, 44, 50, 62 al 64 del ROME, Decreto Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29599, Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071 (Art. 51).

**3. DEFINICIONES**

**Asignación de Costos.** Es la distribución entre los consumidores de los costos de la energía generada correspondiente Despacho Económico, generación forzada y generación de reserva fría.

**Capacidad Efectiva.** Es la potencia máxima que una Unidad Generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada.

**Costo Marginal de Corto Plazo de Energía.** Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar, con un despacho económico, un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía en un determinado período a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando fijo el parque de generación y transmisión. Se calculará, como el costo de la generación requerida por el despacho económico, excluyendo la generación forzada por restricciones de acuerdo a lo definido en el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista. Si la generación requerida proviene de una unidad térmica, el costo marginal de corto plazo de energía será el costo variable de dicha unidad asociado a producir la energía requerida. Si la generación requerida proviene de una central hidroeléctrica, el costo marginal de corto plazo de energía será el valor dado por la Unidad Generadora térmica más barata disponible (con el costo asociado a plena carga).

**Costo Óptimo.** Es el Costo Variable de Generación de una unidad termoeléctrica operando a su Potencia Óptima.

**Costo Marginal para un Nodo.** Es el producto del Costo Marginal de Energía por el Factor de Pérdidas de Energía que se calcula utilizando la metodología de flujos de corriente continua con pérdidas cuadráticas.

**Despacho Económico.** Es aquel despacho que minimiza el costo variable de generación y de racionamiento del Sistema, considerando las condiciones de desempeño mínimo y el sistema de transmisión disponible.

**Factor de Pérdidas de Energía.** Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, como consecuencia del incremento de generación en el nodo donde se ubica la unidad marginal.

**Potencia Mínima Técnica.** Es la potencia mínima que una unidad generadora puede entregar al Sistema en régimen de operación permanente y cuyo valor no podrá ser menor al 60% de la potencia efectiva. Este valor, deberá ser informado por los Agentes Generadores y podrá ser auditado por el CNDC o la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

**Potencia Óptima.** Para una temperatura dada, es la capacidad efectiva de una unidad térmica disminuida por la reserva del Sistema.

**Remuneración.** Es la valorización económica de la energía producida.

**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.

**Unidad Generadora Marginal.** Es la Unidad Generadora requerida para satisfacer un incremento de demanda en un despacho económico, realizado por el Comité, de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico y Reglamento de Precios y Tarifas.

**Unidad Generadora Forzada.** Es la unidad que resulta generando en forma obligada debido a requerimientos de desempeño mínimo en un área, desplazando generación de menor costo en el sistema.

**Unidad de Combustible Líquido.** Es aquella unidad generadora que emplea total o parcialmente combustible líquido para su funcionamiento y operación, dentro del Sistema Interconectado Nacional.

**Unidad Candidata a Marginar.** Es aquella unidad generadora térmica que ha sido seleccionada como candidata a marginar mediante el procedimiento definido en esta Norma Operativa.

#### 4. PERIODOS DE INTEGRACIÓN DE LA ENERGÍA

El cálculo de Costos Marginales de Corto Plazo de Energía así como la Remuneración y Asignación de costos de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, se realizarán para las etapas de Programación de Mediano Plazo, Programación de Corto Plazo y Despacho Diario, considerando diferentes periodos de integración de la energía para cada una de las mencionadas etapas.

Se reconocen los siguientes periodos de integración de la energía:

##### a) Etapa de Programación de Mediano Plazo

Para la Programación de Mediano Plazo y el Estudio de Precios Referenciales, el período de integración de la energía es igual a la duración de cada bloque semanal.

**b) Etapa de Programación de Corto Plazo**

Para la Programación Semanal, el Predespacho y el Redespacho, el período de integración de la energía es de una hora.

**c) Etapa de Despacho Diario**

Para las transacciones diarias, el período de integración de la energía corresponde al período de integración del Sistema de Medición Comercial que es igual a 15 minutos.

**5. CAPACIDAD EFECTIVA DE UNIDADES TÉRMICAS**

Para la programación de Mediano Plazo, en los meses de febrero y agosto de cada año, los Agentes Generadores Térmicos informarán la Capacidad Efectiva de sus Unidades de Generación en función de la temperatura.

La Capacidad Efectiva de cada Unidad de Generación térmica se determinará para cada etapa de cálculo utilizando los siguientes valores de temperatura.

**a) Etapa de Programación de Mediano Plazo**

Para la Programación de Mediano Plazo se utilizará la temperatura media anual histórica registrada.

**b) Etapa de Programación de Corto Plazo**

Para el Predespacho, Redespacho y Programación Semanal, se utilizará la estimación de la temperatura media horaria obtenida en base a registros históricos y previsiones meteorológicas del tiempo.

**c) Etapa de Despacho Diario**

Para el Despacho de Carga en Tiempo real y las Transacciones Diarias se utilizarán los valores de temperatura a la hora en punto de acuerdo a los registros informados por los Agentes Generadores o los obtenidos por el CNDC. Estos registros de temperatura tienen validez hasta la siguiente hora. Por ejemplo, la temperatura registrada a las 7:00, se utilizará para hrs. 7:15, 7:30, 7:45 y antes de la registrada para las 8:00.

En las etapas b) y c), cuando alguna unidad de generación se encuentre operando con potencia limitada, es decir que opere en Condición de Indisponibilidad Forzada Parcial y no pueda entregar toda su Capacidad Efectiva; dicha capacidad reducida no será tomada en cuenta para los efectos de cálculo del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía, pero sí para efectos del Despacho de Carga desde el momento en que ello ocurra.

## **6. REGIMENES DE OPERACIÓN**

### **6.1. Régimen de Transición**

Una unidad térmica se encontrará en Régimen de Transición por arranque o toma de carga, si:

- a) Tiene una potencia menor a su Potencia Óptima disminuida en un 6%; y
- b) No estuvo despachada debido a indisponibilidad en alguno de los dos períodos inmediatamente anteriores al período para el cual se está efectuando el cálculo del Costo Marginal de Energía.

Una unidad térmica se encontrará en Régimen de Transición por parada o reducción de carga si:

- a) Tiene una potencia menor que su Potencia Óptima disminuida en un 6%; y
- b) No será despachada debido a indisponibilidad por mantenimiento en alguno de los próximos dos períodos inmediatamente siguientes al período para el cual se está efectuando el cálculo del Costo Marginal de Energía.

Las unidades que se encuentren operando en este régimen no podrán ser Unidades Candidatas a Marginar.

### **6.2. Régimen de Prueba**

Una unidad se encuentra operando en Régimen de Prueba cuando su potencia despachada no corresponde al despacho económico por razones técnicas atribuidas a pruebas de funcionamiento o a auditorías técnicas. Las unidades que se encuentran operando en este régimen no pueden ser Unidades Candidatas a Marginar.

### **6.3. Régimen de Restricción por Transmisión**

Una unidad se encuentra operando en Régimen de Restricción por Transmisión, cuando se reduce su potencia despachada debido a limitaciones de capacidad de transporte, en la red del sistema de transmisión que se encuentra disponible durante la operación; asimismo, se considerarán las unidades que no hayan sido despachadas debido a dicha restricción. Las unidades que se encuentran en este régimen no pueden ser Unidades Candidatas a Marginar.

### **6.4. Régimen Permanente**

Una unidad se encuentra operando en Régimen Permanente cuando no se encuentra en Régimen de Prueba, ni en Régimen de Transición, ni en Régimen de Restricción por Transmisión, por tanto, puede ser Unidad Candidata a Marginar.

## **7. COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN DE UNIDADES TÉRMICAS**

El Costo Variable de Generación de una unidad térmica depende de la temperatura, el poder calorífico y el costo del combustible; además del heat rate, consumos propios, ventas directas y estados de carga de la unidad de generación.

Para una temperatura y un estado de carga informado por los Agentes Generadores, el Costo Variable de Generación se determinará en el marco del procedimiento establecido en los artículos 23 a 27 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, según se detalla a continuación:

- a) Se calculará el costo de combustible sobre la base del precio del combustible, el poder calorífico inferior húmedo del combustible informado y el heat rate de la unidad medido en bornes del generador.

En el caso particular de que el consumo de combustible de una unidad que utiliza dos o más combustibles dependa del número de horas de operación, el heat rate será calculado sobre la base del número entero más cercano a la cantidad de horas reales de operación continua de la unidad ( $t < 1$  hr,  $1$  hr  $< t < 1.5$  hr,  $1.5$  hr  $< t \leq 2$  hr,  $2$  hr  $< t \leq 2.5$  hr,  $t > 2.5$  hr).

- b) Para tomar en cuenta los consumos propios y las pérdidas entre los bornes del generador y el punto de medición comercial, se incrementará el costo del combustible con los porcentajes informados por los Agentes Generadores. En ningún caso, las ventas directas serán consideradas parte del cálculo de pérdidas. Dichos valores podrán ser sometidos a auditorías técnicas según lo dispuesto en el Artículo 25 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.
- c) Al valor incrementado del costo del combustible, se añadirán los costos variables de generación no correspondientes a combustibles: costos de operación y mantenimiento. Estos costos, serán informados por los Agentes Generadores y serán iguales o menores a los límites establecidos en disposiciones legales vigentes.

A partir de los valores obtenidos en el procedimiento anterior, se crearán, para cada unidad térmica, las funciones de costo para cada temperatura, ajustando los costos de generación calculados para los diferentes estados de carga a curvas compatibles a la capacidad de los Modelos de Simulación que utiliza el CNDC.

Para temperaturas no informadas, los costos de generación para los diferentes estados de carga se obtendrán por medio de interpolaciones o extrapolaciones lineales de los costos correspondientes a temperaturas informadas.

Las funciones de costo se utilizarán para determinar los Costos Variables de Generación en las etapas de Programación de Mediano Plazo, Programación de Corto Plazo y Despacho Diario, indicadas en los numerales 4 y 5 de esta Norma Operativa.

## **8. DETERMINACIÓN DE UNIDADES CANDIDATAS A SER MARGINALES**

De acuerdo con la etapa de cálculo, las Unidades Térmicas Candidatas a Marginal serán seleccionadas de acuerdo a los siguientes procedimientos:

### **8.1. Etapas de Programación de Mediano Plazo y Programación de Corto Plazo**

Sobre la base de los resultados de la simulación y optimización de la operación efectuada con el Modelo SDDP para la Programación de Mediano Plazo y con el Modelo NCP para la Programación Semanal, Predespacho y Redespacho:

- a) Se seleccionarán todas las unidades térmicas disponibles que no hayan sido despachadas.
- b) Se seleccionarán todas las unidades térmicas que fueron despachadas con potencias inferiores a su Potencia Óptima.
- c) Se descartarán de la selección las Unidades que se encuentren en régimen de Restricción por Transmisión y/o las Unidades de Combustible Líquido cuya Capacidad Efectiva sea menor o igual a 8,954 kW u otro valor fijado por la AE mediante Resolución.
- d) En caso de que no existan unidades disponibles, se seleccionará la unidad térmica despachada de mayor costo.

## **8.2. Etapa de Despacho Diario**

Sobre la base de los resultados de la Operación en Tiempo Real:

- a) Se seleccionarán todas las unidades térmicas disponibles que no hayan sido despachadas.
- b) Se seleccionarán todas las unidades térmicas que fueron despachadas con potencias inferiores a su Potencia Óptima, eliminándose de esta selección las unidades térmicas despachadas con potencias superiores a la Potencia Óptima disminuida en 6%.
- c) Sobre la base de los eventos registrados en el Despacho de Carga Diario, se descartarán de la selección las unidades que hayan operado en Régimen de Transición, en Régimen de Prueba o en Régimen de Restricción por Transmisión y aquellas Unidades de Combustible Líquido cuya Capacidad Efectiva sea menor o igual a 8,954 kW u otro valor fijado por la AE mediante Resolución.
- d) En caso de que no existan unidades disponibles, se seleccionará la unidad térmica despachada de mayor costo.

Las Unidades Térmicas Candidatas a Marginal operarán de acuerdo a lo establecido en la Norma Operativa N° 4 "Operación en Tiempo Real". En el caso que la potencia media generada sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como costo variable el correspondiente a la Potencia Mínima Técnica.

## **9. UNIDAD GENERADORA MARGINAL DEL SISTEMA**

En cada etapa de cálculo, ya sea de Programación de Mediano Plazo, Programación de Corto Plazo o Despacho Diario, se determinará la Unidad Generadora Marginal del Sistema a partir de las Unidades Candidatas a Marginal definidas en el numeral 8 de esta Norma Operativa, de acuerdo al siguiente procedimiento iterativo:

- a) Con las potencias medias inyectadas y retiradas, obtenidas en cada etapa de cálculo mediante un modelo de corriente continua con pérdidas cuadráticas, se determinarán los Factores de Pérdidas de Energía (factores de nodo) respecto a un nodo previamente definido.

- b) El Costo Variable de Generación de las Unidades Candidatas a Marginar, será el Costo Variable de Generación correspondiente a la Potencia Óptima de cada unidad.
- c) Se elegirá uno de los nodos con Unidades Candidatas a Marginar suponiendo que es el nodo marginal del Sistema. Posteriormente, se seleccionará la unidad de menor Costo Variable de Generación entre todas las Unidades Candidatas a Marginar de dicho nodo.
- d) Se calculará el Costo Marginal de Energía en los demás nodos donde existan Unidades Candidatas a Marginar, dicho costo marginal corresponderá a la unidad de menor costo en cada nodo. Para este cálculo, se recalcularán los factores de nodo determinados de acuerdo al inciso a) de este numeral, de modo que todos los factores estén referidos al nodo elegido.
- e) Si los Costos Marginales de Energía resultantes en cada nodo con generación térmica en los que existan Unidades Candidatas a Marginar, son iguales o menores a los Costos Variables de Generación para la Potencia Óptima de dichas unidades, la Unidad Generadora Marginal será la unidad elegida de acuerdo al inciso c) de este numeral. Los Costos Marginales de Energía en todos los demás nodos del sistema serán los calculados según el inciso d) del presente numeral.
- f) Si la condición anterior no se cumple, se elegirá otro nodo y se repetirá el cálculo.

En caso que uno o varios componentes de transmisión ingresen en indisponibilidad forzada o programada ocasionando una separación física de áreas, se realizará el procedimiento definido en este numeral para cada uno de los subsistemas que resulten como consecuencia de las limitaciones señaladas, rigiendo en cada uno de ellos el costo marginal determinado por la respectiva unidad marginal. Los procedimientos señalados en los numerales siguientes se aplicarán a cada subsistema de forma separada.

## 10. DETERMINACIÓN DE UNIDADES EN OPERACIÓN FORZADA

Para determinar las unidades forzadas en las etapas de cálculo de la Programación de Mediano y Corto Plazo se aplicará el siguiente procedimiento a todas las unidades térmicas, excluyendo las unidades de Reserva Fría que operen en el período respectivo:

- a) Se calculará el Costo Marginal de Energía del nodo donde se ubique la unidad térmica.
- b) Si el Costo Marginal del nodo es menor al Costo Óptimo de la unidad, se considerará a esta unidad como Unidad Generadora Forzada.

Para determinar las unidades forzadas en la etapa de Despacho Diario se aplicará el siguiente procedimiento a todas las unidades térmicas, excluyendo del cálculo a las unidades que en el período de análisis sean consideradas de Reserva Fría, en Régimen de Prueba y en Régimen de Transición:

- a) Se calculará el Costo Marginal de Energía del nodo donde se ubique la unidad térmica.

- b) Si el Costo Marginal del nodo es menor al Costo Óptimo de la unidad, se considerará a esta unidad como Unidad Generadora Forzada.

Para cualquier etapa de cálculo, las Unidades de Combustible Líquido cuya Capacidad Efectiva sea menor o igual a 8,954 kW u otro valor fijado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad mediante Resolución, será considerada de forma similar a una Unidad Generadora Forzada.

## **11. REMUNERACIÓN POR ENERGÍA**

### **11.1. ETAPAS DE PROGRAMACIÓN DE MEDIANO Y CORTO PLAZO**

En las etapas de cálculo de Programación de Mediano y Corto Plazo, la remuneración por energía a las diferentes unidades del Sistema, se calculará tomando en cuenta los períodos de integración señalados en el numeral 4 de la presente Norma Operativa, para cada etapa de programación y considerando el estado de operación de cada unidad, de acuerdo a lo siguiente:

#### **11.1.1. Centrales hidroeléctricas**

Cada unidad generadora percibirá una remuneración que será igual al producto del Costo Marginal de Energía del nodo al que se conecta la unidad por la energía inyectada en el mismo nodo durante el periodo de integración de cada etapa de cálculo.

#### **11.1.2. Unidades Generadoras Forzadas**

La energía forzada se remunerará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- En el período de integración de cada etapa, se calculará la potencia media forzada, generada por la unidad.
- Se determinará el Costo Variable de Generación asociado a dicha potencia.
- En caso de que la potencia media forzada sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como Costo Variable de Generación el costo asociado a la Potencia Mínima Técnica.
- La remuneración por energía forzada será el producto del Costo Variable de Generación y la energía inyectada.

En la etapa de Programación de Mediano Plazo, se deberá considerar un factor de corrección para tomar en cuenta la diferencia entre el Costo Óptimo y el Costo Variable de Generación para la potencia despachada por el Modelo SDDP.

#### **11.1.3. Unidades de Reserva Fría**

La energía de Reserva Fría se remunerará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- En el período de integración de cada etapa, se calculará la potencia media generada por la unidad.
- Se determinará el Costo Variable de Generación asociado a dicha potencia.



- c) En caso de que la potencia media sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como Costo Variable de Generación el costo asociado a la Potencia Mínima Técnica.
- d) La remuneración por energía de reserva fría será el producto del Costo Variable de Generación y la energía inyectada.

En la etapa de Programación de Mediano Plazo, se deberá considerar un factor de corrección para tomar en cuenta la diferencia entre el Costo Óptimo y el Costo Variable de Generación para la potencia despachada por el Modelo SDDP.

#### **11.1.4. Unidades Térmicas Despachadas Económicamente**

La remuneración de las unidades térmicas despachadas económicamente, será igual al producto del Costo Marginal de Energía del nodo al que se conecta, por su energía inyectada en el mismo nodo durante el período de integración correspondiente.

### **11.2. ETAPA DE DESPACHO DIARIO**

En esta etapa, la remuneración por energía a las diferentes unidades del Sistema, se calculará tomando en cuenta el período de integración correspondiente señalado en el numeral 4 de la presente Norma Operativa, considerando el estado de operación de cada unidad de acuerdo a lo siguiente:

#### **11.2.1. Centrales hidroeléctricas**

Cada unidad generadora percibirá una remuneración igual al producto del Costo Marginal de Energía del nodo al que se conecta la unidad, por la energía inyectada en el mismo nodo durante el periodo de integración correspondiente.

#### **11.2.2. Unidades Generadoras Forzadas**

La energía forzada se remunerará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) En el período de integración, se calculará la potencia media forzada generada por la unidad.
- b) Se determinará el Costo Variable de Generación asociado a dicha potencia.
- c) En caso de que la potencia media forzada sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como Costo Variable de Generación el costo asociado a la Potencia Mínima Técnica.
- d) La remuneración por energía forzada será el producto del Costo Variable de Generación y la energía inyectada.

#### **11.2.3. Unidades de Reserva Fría**

La energía de Reserva Fría se remunerará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) En el período de integración, se calculará la potencia media generada por la unidad.
- b) Se determinará el Costo Variable de Generación asociado a dicha potencia.

- c) En el caso de que la potencia media sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como Costo Variable de Generación el costo asociado a la Potencia Mínima Técnica.
- d) La remuneración por energía de reserva fría, será el producto del Costo Variable de Generación y la energía inyectada.

#### **11.2.4. Unidades en Régimen de Transición**

La energía de las unidades en Régimen de Transición se remunerará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) En el período de integración se calculará la potencia media generada por la unidad.
- b) Se determinará el Costo Variable de Generación asociado a dicha potencia.
- c) En el caso de que la potencia media sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como Costo Variable de Generación el costo asociado a la Potencia Mínima Técnica.
- d) Si el Costo Variable de Generación es mayor que el Costo Marginal de Energía del nodo, la remuneración por energía será el producto del Costo Variable de Generación y la energía inyectada durante el periodo de integración.
- e) Si el Costo Variable de Generación es menor que el Costo Marginal de Energía del nodo, la remuneración será el producto del Costo Marginal de Energía del nodo y la energía inyectada durante el periodo de integración.

#### **11.2.5. Unidades Térmicas Despachadas Económicamente**

La remuneración de las unidades despachadas económicamente, será igual al producto del Costo Marginal de Energía del nodo al que se conecta, por su energía inyectada en el mismo nodo durante el período de integración.

En caso que la Unidad Generadora Marginal se encuentre operando por debajo de su Potencia Óptima, su remuneración será igual al producto de su Costo Variable de Generación por su energía inyectada durante el período de integración.

### **12. ASIGNACIÓN DE COSTOS DE ENERGÍA A LOS CONSUMIDORES**

En cada etapa de cálculo, ya sea de Programación de Mediano Plazo, Programación de Corto Plazo o Despacho Diario, los pagos de los consumidores, por concepto de compra de energía, se calcularán para cada período de integración de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Los retiros de energía se valorizarán en cada nodo con los Costos Marginales de Energía correspondientes.
- b) Se determinará el costo adicional correspondiente a cada Unidad Generadora Forzada, valorizando la energía forzada con la diferencia entre el Costo Variable de Generación de la unidad y el Costo Marginal de Energía en el nodo al que se conecta la unidad.

El costo de la energía forzada por seguridad de áreas será asignado al área que ocasiona dicho costo adicional. En el caso de existir dos o más consumidores en el área, el mencionado costo será asignado en proporción a sus demandas en el periodo respectivo.

El costo de energía forzada por limitación de transmisión a un área, será asignado a esta área. En el caso de existir dos o más consumidores en el área, el costo adicional será asignado en proporción a sus demandas en el periodo respectivo.

En los casos de energía forzada no considerados anteriormente, el costo adicional será asignado a la demanda de todo el Sistema en proporción a la demanda de cada nodo.

- c) Se determinará el costo adicional correspondiente a cada unidad de generación de Reserva Fría valorizando la energía de reserva fría con la diferencia entre el Costo Variable de Generación de la unidad y el Costo Marginal de Energía en el nodo al que se conecta la unidad.

El costo adicional de la energía de Reserva Fría será asignado al área respectiva.

- d) Solamente en el caso de la etapa de Despacho Diario, cuando la Unidad Generadora Marginal se encuentre operando por debajo de su Potencia Óptima, se calculará el costo adicional resultante de la diferencia entre el costo de la unidad a su potencia generada y su Costo Óptimo. El costo marginal del sistema corresponderá al Costo Óptimo de dicha unidad. El Costo Variable a la potencia generada no podrá ser superior al costo correspondiente a la Potencia Mínima Técnica.

Este costo adicional será asignado a la demanda de todo el Sistema en proporción a la demanda de cada nodo.

- e) Solamente en el caso de la etapa de Despacho Diario, se determinará el costo adicional de cada unidad operando en Régimen de Transición, valorizando la energía inyectada con la diferencia entre el Costo Variable de Generación de la unidad y el Costo Marginal de Energía del nodo al que se conecta la unidad de generación.

Si el valor es positivo éste será asignado a la demanda de todo el Sistema en proporción a la demanda de cada nodo. Si el valor es negativo, no se considerará ningún efecto.

### 13. VIGENCIA

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

### 14. 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.