



TRÁMITE: Actualización de la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota CNDC-1670-10 recibida el 16 de septiembre de 2010, registrada en la AE con código N° 8179.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la actualización de la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta", propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), incorporando las modificaciones recomendadas en el Informe AE DPT N° 819/2010.

VISTOS:

La Resolución Administrativa SSDE N°040/2007 de 08 de febrero de 2007, emitida por la extinta Superintendencia de Electricidad, por la cual se aprobó la Norma Operativa N° 19 referente a "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta"; la nota CNDC-1670-10 recibida el 16 de septiembre de 2010, registrada en la AE con código N° 8179, mediante la cual el CNDC remite la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 19 aprobada por el Comité N° 266 del 29 de marzo de 2010, mediante Resolución N° 266/2010-4; el Informe AE DPT N° 819/2010 de 11 de noviembre de 2010 emitido por la Dirección de Precios Tarifas e Inversiones, que efectúa el análisis de la norma señalada; todo lo que convino ver, tener presente y:

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que la extinta Superintendencia de Electricidad mediante Resolución SSDE N° 121/2001 de 02 de agosto de 2001, aprobó por primera vez la Norma Operativa N° 19, resolución que fue rectificadas mediante Resolución SSDE N° 125/2001 de 03 de agosto de 2001.

Que en fecha 08 de febrero de 2007, la extinta Superintendencia de Electricidad, mediante Resolución SSDE N° 040/2007, aprueba una actualización de la Norma Operativa N°19, tomando en cuenta la versión final remitida por el CNDC, mediante nota CNDC 0024-07 de fecha 06 de febrero de 2007.

Que mediante nota CNDC-1670-10 recibida el 16 de septiembre de 2010, registrada en la AE con código N° 8179, el CNDC remite la propuesta de modificación y actualización de la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta" aprobada por el Comité de Representantes del CNDC.

Que consiguientemente, la Dirección de Precios Tarifas e Inversiones elaboró el Informe AE DPT N° 819/2010 de 11 de noviembre de 2010, mediante el cual efectuó el análisis del proyecto de la citada Norma Operativa.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), creado en virtud a la disposición contenida en el Artículo 18 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, tiene responsabilidad de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de

Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista y participar en la planificación óptima del SIN. Está conformado por un Comité de Representantes, que legitima su accionar, al contar con representantes de todos los sectores implicados ante tal responsabilidad. Ello en concordancia con las disposiciones contenidas en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de de 08 de mayo de 2008.

Que el inciso h) del artículo 3 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001 y modificado por Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del CNDC, aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008, establece que, además de las funciones establecidas en la Ley de Electricidad, el CNDC, entre otras, tiene la función de elaborar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del mismo.

Que el Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), aprobado por Decreto Supremo N° 29624 del 02 de julio de 2008, en su artículo 18, entre sus funciones establece:

n) "Elaborar proyectos de normas operativas obligatorias para los agentes del mercado, que determine los procedimientos y metodologías para operar el SIN y administrar el mercado de acuerdo a la Ley de Electricidad y sus Reglamentos"

Que por otra parte, el artículo 4 del ROME, modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de de 08 de mayo de 2008, establece el procedimiento para la elaboración y aprobación de normas operativas, determinando que el Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará al Organismo Regulador con copia al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. El Organismo Regulador aprobará el proyecto, previo análisis y aprobación dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, pudiendo incorporar modificaciones.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que una vez recibido el documento que contiene la modificación y actualización de la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta", de parte del CNDC, a través de la nota CNDC-1670-10, recibida el 16 de septiembre de 2010, registrada en la AE con código N° 8179, la Dirección de Precios Tarifas e Inversiones emitió el Informe AE DPT N° 819/2010 de 11 de noviembre de 2010, el cual al hacer la revisión del referido documento, describe su estructura y realiza el respectivo análisis, determinando la necesidad de incorporar modificaciones.

Que en lo referido a las modificaciones que se incorporan en la Norma Operativa N° 19, propuesta por el CNDC, éstas están dirigidas a incorporar los cambios institucionales y



normativos que se han producido a partir de la aprobación del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009.

Que por lo anotado precedentemente se establece que es necesaria la actualización de la Norma Operativa N° 19, a objeto de incorporar cambios de forma que contemplen en su texto las nuevas normas del sector y la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, así como dos incorporaciones referidas a los acápites "Vigencia" y "Modificaciones", a efectos de uniformizar el contenido de las normas operativas.

Que por otra parte, el Informe AE DPT N° 819/2010 observa que el punto 8.2 de la propuesta del CNDC, modifica el cálculo del factor de recuperación para los equipos de transmisión en lo referido a la aplicación de una tasa de actualización uniforme para las actividades de generación y transmisión, extremo que no guarda concordancia con la normativa vigente, por lo que este cambio no puede ser aceptado, debiendo mantenerse la actual redacción, tal como se encuentra aprobada en la Resolución SSDE N° 040/2007 de 08 de febrero de 2007.

Que de los puntos anotados precedentemente, el citado informe recomienda: "... aprobar mediante Resolución Administrativa, la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta", cuya copia se anexa al presente Informe, la cual incorpora las modificaciones propuestas por el CNDC y las introducidas de acuerdo al análisis realizado en el presente informe".

CONSIDERANDO: (Conclusiones)

Que en mérito a las consideraciones expuestas se concluye que, en atención a la normativa vigente, corresponde aprobar la actualización de la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta" remitida por el CNDC a través de la nota CNDC-1670-10 recibida el 16 de septiembre de 2010, registrada en la AE con código N° 8179, antes aprobada por la extinta Superintendencia de Electricidad mediante Resolución Administrativa SSDE N° 040/2007 de 08 de febrero de 2007, incorporando las modificaciones recomendadas a través del Informe AE DPT N° 819/2010 de 11 de septiembre de 2010, siendo que no contraviene a las disposiciones legales vigentes, debiendo en consecuencia, dejar sin efecto la mencionada Resolución Administrativa y remitir una copia de los antecedentes que respaldan la emisión del presente acto administrativo al Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas para su conocimiento.

CONSIDERANDO: (Competencia de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad-AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de la Superintendencia de Electricidad, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de la misma serían asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa. En tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 07 de mayo de 2009, el cual, en el artículo 3 determina la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control

Social de Electricidad - AE, estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas 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, por lo que, siendo que las normas expuestas no contradicen la Carta Magna, corresponde su aplicación al presente caso de análisis.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación, el Decreto Supremo N° 0071 y demás disposiciones legales vigentes y conforme a lo expuesto en el Informe AE DPT N° 819/2010 de 11 de noviembre de 2010 e Informe Legal N° 094/2010 de 12 de noviembre de 2010,

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar la actualización de la Norma Operativa N° 19, relativa a "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta", propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota CNDC-1670-10 recibida el 16 de septiembre de 2010, registrada en la AE con código N° 8179, incorporando las modificaciones recomendadas en el Informe AE DPT N° 819/2010 de 11 de noviembre de 2010, emitido por la Dirección de Precios Tarifas e Inversiones, cuyo texto completo en Anexo forma parte de la presente Resolución Administrativa.

SEGUNDA.- Dejar sin efecto la Resolución Administrativa SSDE N° 040/2007 de 08 de febrero de 2007, emitida por la extinta Superintendencia de Electricidad, a partir de la notificación con el presente acto administrativo.

TERCERA.- Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión del presente acto administrativo al Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía para su respectivo conocimiento.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Nelson Caballero Vargas
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Erika V. Luna Viorel
DIRECTORA LEGAL

ANEXO

NORMA OPERATIVA N° 19

“DETERMINACIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA”

1. OBJETIVO

Establecer el Procedimiento para la determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta.

2. BASE LEGAL

Artículos 48 y 49 inciso e) de la Ley N° 1604 de Electricidad, Artículos 1, 18 y 19 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado mediante D.S. N° 26094, Decreto Supremo N° 29624 que aprueba el Reglamento de Funciones y Organización del CNDC y el Decreto Supremo N° 0071, que dispone la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y estableció la extinción de las Superintendencias.

3. DEFINICIONES

Costo Marginal de Potencia de Punta. Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de potencia de punta del sistema.

Precio Básico de Potencia de Punta. Es igual al Costo Marginal de Potencia de Punta.

Capacidad Efectiva. Es la potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red, se calcula con la temperatura máxima probable y la presión atmosférica del sitio donde está instalada.

4. TECNOLOGÍA DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA

La tecnología adaptada al Sistema interconectado Nacional, es una turbina a gas de ciclo abierto. El Comité Nacional de Despacho de Carga podrá revisar la selección de la tecnología apropiada tomando en cuenta los siguientes criterios:

- a) El conjunto de tecnologías convencionales que razonablemente puedan proveer potencia adicional al SIN.
- b) El costo mínimo total de proveer energía y potencia al sistema en horas del bloque de punta.

5. UBICACIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA

La ubicación de la unidad generadora de punta se determinará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- a) Se considera un conjunto de alternativas de ubicación posibles, eliminando aquellas que presenten restricciones en el sistema de transmisión y en la disponibilidad de combustible.
- b) Para cada una de las posibles alternativas, considerando la misma inversión base (US\$/kW ISO) y los factores de corrección por temperatura y por altitud se determina el Costo Anual Equivalente para una vida útil de 20 años y la tasa de actualización vigente para la actividad de generación.
- c) Para cada alternativa, se determinan los factores de pérdida de potencia utilizando el modelo de flujo vigente para el cálculo de la potencia firme, los datos de la potencia de punta y la potencia firme del resto de las unidades del sistema.
- d) Se determina el Costo Total del Suministro de potencia para cada caso de ubicación de la unidad marginal de potencia, como la sumatoria del producto del Costo Anual Equivalente calculado en el inciso b), la potencia de punta de cada nodo de retiro y el factor de nodo correspondiente calculado en el inciso c).
- e) La ubicación de la unidad generadora se definirá en función del menor Costo Total del Suministro determinado en d)

6. DETERMINACIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA MAS ECONOMICA

Para la determinación de la Unidad Generadora de punta más económica se seguirá el siguiente procedimiento:

- a) Se define un rango de potencia comprendido entre los siguientes límites:
 - El límite inferior es igual a 49.5 MW ISO (turbina W251B11/12)
 - El límite superior se determina como el mayor valor entre 70.14 MW ISO (turbina PG6101FA) y la potencia ISO de la unidad térmica a gas de mayor capacidad del sistema con Licencia de Generación al 10 de febrero para el período mayo – octubre y al 10 de agosto para el período noviembre – abril.



- b) Se seleccionan todas las turbinas listadas en las publicaciones de los últimos cuatro años de la revista "Gas Turbine World Handbook", que se encuentren dentro del rango de potencia definido en el inciso a) incluyendo la última publicación disponible a la fecha de la declaración de los Agentes para la Programación de Mediano Plazo. No se consideran aquellas unidades que requieran inyección a vapor.

Las características de las turbinas seleccionadas (Precio, Potencia y Heat Rate) se promedian considerando los valores publicados en dicha revista.

- c) Para cada alternativa se calcula el costo total de suministrar energía y potencia en las horas de demanda máxima del SIN, considerando tanto los costos de inversión como los costos de operación a partir de la información obtenida en el inciso b).
- d) Los costos de operación se calculan sobre la base de los costos variables de combustibles y los costos de operación y mantenimiento.

Los costos variables de combustible se calculan con el precio de gas de referencia sin impuestos, el poder calorífico inferior de gas correspondiente al sitio de ubicación de la Unidad Generadora, determinado en el numeral 5 de esta Norma y una operación de 3 horas durante 266 días con un régimen de carga de 50%.

El consumo específico (BTU/kWh) para el régimen de carga de 50%, es igual al rendimiento para un régimen de carga de 100% multiplicado por el factor 1.21964.

Los costos variables de combustible se incrementan en 1% por concepto de pérdidas.

Los costos de operación se obtienen añadiendo los costos variables de combustible, los costos variables de operación y mantenimiento de referencia aprobados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

- e) Los costos de inversión se calculan como la anualidad de la inversión de los precios previamente definidos en el inciso b), a 20 años con la tasa de actualización vigente para la actividad de generación.
- f) Se obtiene el costo unitario como la relación entre el Costo Total (Costo variable más costos de inversión) y la potencia ISO de cada alternativa.
- g) Se elige a la Unidad Generadora de Punta con la cual el costo unitario de suministrar energía y potencia sea el menor.



7. COSTO TOTAL DE INVERSIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA SELECCIONADA

El Costo Total de Inversión de la unidad generadora seleccionada según el punto 6, es la suma de los siguientes costos:

a) Precio del Turbogenerador

Corresponde al promedio de los precios de lista (columna "Budgetary Price" o su equivalente posterior), de las publicaciones de la revista "Gas Turbine World Handbook" de los últimos cuatro (4) años disponibles a la fecha de declaración de los Agentes para la Programación de Mediano Plazo correspondiente.

b) Costos Adicionales

Al valor obtenido en el inciso a) se incrementa en 50% correspondiente a los demás costos necesarios para dejar la unidad generadora en condiciones operativas. Entre los costos adicionales se incluyen los siguientes:

1. Fletes: Transporte, carga, descarga, almacenaje y seguros
2. Gastos de aduana
3. Obras civiles y montaje electromecánico
4. Conexión
5. Ingeniería
6. Administración
7. Supervisión
8. Puesta en servicio (incluye seguros)
9. Costos Financieros
10. Estudios y Licencias Medio Ambiente
11. Terreno

8. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE LA POTENCIA

8.1 Costo de Inversión asociado a la generación y a la transmisión

El Costo de Inversión asociado a la generación y a la transmisión se determina en base al Costo Total de Inversión determinado en el numeral 7 de esta norma, de la siguiente manera:

- a) El Costo de Inversión asociado a la generación corresponde al 91% del Costo Total de Inversión.



b) El Costo de Inversión asociado a la transmisión (conexión al STI) corresponde al 9% del Costo Total de Inversión.

8.2 Anualidad del Costo Total de Inversión

La anualidad del Costo Total de Inversión se calcula multiplicando los Costos Totales de Inversión asociados a generación y a transmisión por sus respectivos factores de recuperación de capital, y sumando los resultados obtenidos.

Los factores de recuperación de capital se calculan considerando las tasas de actualización vigentes para las actividades de generación y transmisión y una vida útil de 20 años para los equipos de generación y 30 años para los equipos de transmisión.

8.3 Anualidad de los Gastos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración

La anualidad de los Gastos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración se determina como el 1.5% del Costo Total de Inversión obtenido en el numeral 7 de esta Norma.

8.4 Cálculo del Costo Mensual de Potencia

El Costo mensual de la Potencia corresponde a la suma del costo mensual de inversión y del gasto fijo mensual de operación, mantenimiento y administración.

8.5 Costo Mensual de Inversión

El Costo Mensual de Inversión se obtiene a partir de la anualidad calculada en el numeral 8.2 afectado por el factor de recuperación mensual (FRM) de la siguiente manera:

$$FRM = \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Donde: n = 12 meses
 i = Tasa equivalente mensual

La Tasa equivalente mensual se determina con la siguiente expresión:

$$i = \left[\sqrt[n]{(1+i_{anual})} \right] - 1$$

Donde: n = 12 meses
 i_{anual} = Tasa de actualización vigente para la actividad de generación

8.6 Costo Fijo Mensual de Operación, Mantenimiento y Administración

El Costo Fijo Mensual de Operación, mantenimiento y Administración se obtiene dividiendo la anualidad calculada en el numeral 8.3 entre 12.

9. DETERMINACIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

El Precio Básico de la Potencia se obtiene a partir del Precio Unitario de la Potencia afectado por los Factores de indisponibilidad teórica y programada de la siguiente manera:

9.1 Precio Unitario de la Potencia

El Precio Unitario de la Potencia se obtiene dividiendo el Costo Mensual de Potencia calculado en el numeral 8.4, entre la potencia de la unidad generadora seleccionada definida según el numeral 6, para el sitio determinado en el numeral 5 de esta Norma.

9.2 Aplicación del Factor de no disponibilidad teórica

El valor obtenido en el numeral 9.1, se multiplicará por el Factor de No Disponibilidad Teórica del sistema, que es igual al cociente entre la capacidad efectiva de la unidad generadora seleccionada y su capacidad garantizada al 95%.

La capacidad garantizada de la unidad generadora seleccionada se determina incorporando al Modelo para el cálculo de la capacidad garantizada de unidades térmicas, la unidad generadora seleccionada con su capacidad efectiva media en el sitio, una tasa de indisponibilidad forzada (FOR) de 3.3% y 95% de probabilidad de cierre.

El factor de No Disponibilidad Teórica del sistema no podrá ser menor a 1.05 ni mayor a 1.15. Si el valor calculado resultase fuera de estos límites, se tomará como factor de No Disponibilidad Teórica, el límite más cercano.

9.3 Aplicación del Factor de no disponibilidad programada

El valor obtenido en el numeral 9.2, se multiplicará por el Factor de No Disponibilidad Programada de la Unidad Generadora de punta seleccionada. Este Factor es igual a uno más el cociente entre el número de días anuales de duración típica de mantenimiento óptimo de la Unidad Generadora de Punta entre el número de días del año.

El valor del Factor de No Disponibilidad Programada será el aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.



El valor obtenido en el numeral 9.3 corresponde al Precio Básico de Potencia de Punta.

10. VIGENCIA

La presente Norma Operativa entrará en vigencia una vez aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

11. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a la presente Norma Operativa será propuesta por el CNDC, para su posterior aprobación por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de acuerdo a procedimiento vigente.