

TRÁMITE: Recurso de Revocatoria interpuesto por la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA), contra la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010, emitida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). (Emisión de una nueva Resolución en cumplimiento a la Resolución Ministerial R.J. N° 0111/2011 de 7 de noviembre de 2011).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aceptar el Recurso de Revocatoria interpuesto por la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) contra la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010 y Revocarla Totalmente de conformidad a lo establecido en el inciso b) parágrafo II del artículo 89 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial – SIRESE aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003.

VISTOS:

La Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010; el memorial con Registro N° 11370 recepcionado el 10 de diciembre de 2010; la Resolución AE N° 096/2011 de 4 de marzo de 2011; memorial con Registro N° 3001 recepcionado el 4 de abril de 2011; el Auto N° 169/2011 de 7 de abril de 2011; Resolución Ministerial R.J. N° 0111/2011 de 7 de noviembre de 2011; el Decreto N° 2120/2011 de 8 de diciembre de 2011; el Informe N° AE DPT N° 431/2012 de 11 de junio de 2012; el Informe N° AE DLG N° 294/2012 de 25 de junio de 2012; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

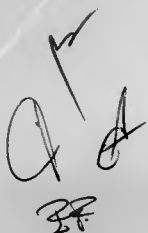
Que mediante Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) dispuso lo siguiente:

“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”.

Que mediante memorial con Registro N° 11370 recepcionado el 10 de diciembre de 2010, la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) interpuso Recurso de Revocatoria contra la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010.



RESOLUCIÓN AE N° 305/2012
TRÁMITE N° 2010-1117-9-0-0-DLG
CIAE 0005-0001-0001-0001
La Paz, 26 de junio de 2012

Que mediante Auto N° 0051/2011 de 21 de enero de 2011, la AE abrió un término de prueba de diez (10) días hábiles administrativos para que la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA), presente pruebas atinentes a la demostración de los agravios y resuelva ambigüedades detectadas en su memorial de Recurso de Revocatoria.

Que mediante memorial con Registro N° 1380 recepcionado el 11 de febrero de 2011, la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) presentó y detalló la prueba solicitada por el Auto N° 0051/2011 de 21 de enero de 2011.

Que mediante Auto N° 0110/2011 de 17 de febrero de 2011, la AE declaró clausurado el periodo probatorio, al haber concluido el 11 de febrero de 2011 el término para la producción de prueba dentro el referido Recurso de Revocatoria, de conformidad a lo determinado mediante Auto N° 0051/2011 de 21 de enero de 2011.

Que mediante Resolución AE N° 096/2011 de 4 de marzo de 2011, se Rechazó el Recurso de Revocatoria presentado por EGSA, en contra de la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010.

Que mediante memorial con Registro N° 3001 recepcionado el 4 de abril de 2011, EGSA interpuso Recurso Jerárquico contra la Resolución AE N° 096/2011 de 4 de marzo de 2011.

Que mediante Auto N° 169/2011 de 7 de abril de 2011, la AE remitió al Ministerio de Hidrocarburos y Energía fotocopias legalizadas de las actuaciones del Recurso Jerárquico interpuesto por EGSA, contra la Resolución AE N° 096/2011 de 4 de marzo de 2011.

Que mediante Resolución Ministerial R.J. N° 0111/2011 de 7 de noviembre de 2011, se resolvió Aceptar el Recurso Jerárquico interpuesto por EGSA y en consecuencia, Revocar Totalmente la Resolución AE N° 096/2011 de 4 de marzo de 2011 y disponer que la AE emita nueva Resolución.

Que el Informe AE DPT N° 431/2012 de 11 de junio de 2012, concluye que corresponde:

- Aceptar el Recurso de Revocatoria interpuesto por la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) y Revocar Totalmente la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010.
- Aprobar mediante Resolución la propuesta de modificación a la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta" remitido por el CNDC a la AE y dejar sin efecto la Resolución SSDE N° 040/2007 de 8 de febrero de 2007.
- El CNDC deberá proceder con el recálculo del Precio Básico de la Potencia desde la notificación de la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010, por el tiempo de aplicación de dicha Resolución.

Que el Informe N° AE DLG N° 294/2012 de 25 de junio de 2012, recomienda emitir la Resolución Administrativa que resuelva Recurso de Revocatoria interpuesto por EGSA contra la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010, aceptando el mismo y Revocando Totalmente dicha Resolución, de conformidad a lo establecido en el inciso b)

Handwritten signature and initials in the bottom left corner.

parágrafo II del artículo 89 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial – SIRESE aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003 y dejando sin efecto legal la Resolución SSDE N° 040/2007 de 8 de febrero de 2007 como efecto de la emisión de ésta e instruir al CNDC proceder con el recálculo del Precio Básico de la Potencia desde la notificación de la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010, por el tiempo de aplicación de dicha Resolución.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el inciso h) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad, establece entre otros aspectos que el ente Regulador tendrá la siguiente atribución específica: Aplicar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas para las actividades de Generación, Transmisión y Distribución.

Que el artículo 15 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad, entre otros aspectos establece que, las Empresas Eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional deberán estar desagregadas en empresas de Generación, Transmisión y Distribución y dedicadas a una sola de estas actividades.

Que el inciso c) del artículo 19 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad, entre otras establece que, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) tendrá la función de determinar la potencia efectiva de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Que el inciso e) del artículo 49 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad, establece que, determinará el Precio Básico de la Potencia de Punta, calculando la anualidad de la inversión y los costos fijos anuales de operación, mantenimiento y administración correspondientes a la unidad generadora más económica destinada a suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema. Este valor se incrementará en un porcentaje que resulta de considerar la no disponibilidad teórica del sistema. El cálculo de la anualidad se efectuará aplicando la tasa de actualización estipulada en el artículo 48 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994.

Que el artículo 18 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 29260 de 5 de septiembre de 2007, entre otros aspecto establece que, para el cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta, establecido en el artículo 49, inciso e) de la Ley de Electricidad, el Comité seguirá el siguiente procedimiento:

1. Costo de inversión.

- a) Determinará la potencia nominal, tecnología y ubicación de la Unidad Generadora (Turbo Generador) más económica apropiada, para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema.
- b) A la información de los precios FOB de una Unidad Generadora (Turbo Generador) de tamaño y tecnología equivalente al definido en el inciso a) del presente Artículo,

Handwritten initials and signature

establecida en el o los catálogos más reconocidos, publicados en los últimos cuatro (4) años, se agregarán los costos de fletes, aduana, montaje, equipos de interconexión a la red de transmisión y los demás que el organismo regulador determine como óptimos necesarios para dejar la Unidad Generadora en condiciones operativas; el total de gastos a agregar por estos conceptos no excederá del cincuenta por ciento (50%) del valor de catálogo de la Unidad Generadora, porcentaje que podrá ser modificado únicamente por el organismo regulador mediante un estudio que fundamente el nuevo valor a adoptar- Se determinarán los años de vida útil de los respectivos equipos de generación e interconexión a la red de transmisión y la proporción de los respectivos costos para el cálculo y adición de las anualidades de generación y transmisión.

2. Precio Básico de la Potencia de Punta.

- c) Al costo de inversión determinado según establece el inciso b) del presente Artículo, se aplicará el factor de recuperación de capital calculado, con los años de vida útil de los equipos de generación e interconexión, definidos en el inciso b) del presente Artículo, y con la tasa de actualización estipulada en el Artículo 48 de la Ley No. 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad.

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

Que el artículo 66 del ROME, establece que un Generador que opera en el Mercado es remunerado por su producción de energía inyectada al Sistema Troncal de Interconexión y por su potencia, (ya sea Potencia Firme, o Reserva Fría, o Potencia de Punta Generada) con los descuentos correspondientes.

Que el artículo 76 del ROME, establece que la actividad de Transmisión de electricidad en el Sistema Troncal de Interconexión tiene por objeto vincular eléctricamente, desde un punto de entrega hasta un punto de recepción, a los Generadores con los Distribuidores o Consumidores No Regulados conectados a este sistema. La actividad de Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión será efectuada por uno o más transportistas que cuenten con la correspondiente Licencia.

Que el artículo 48 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad, establece que la tasa de actualización a utilizar en la aplicación de la presente Ley será de diez por ciento (10%) anual, en términos reales. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio, mediante Resolución Administrativa debidamente fundamentada. La nueva tasa de actualización fijada por el Ministerio no podrá diferir en más de dos (2) puntos porcentuales de la tasa vigente.

[Handwritten signature]

Que el artículo 5 del RPT, establece que, la tasa de actualización a que se refiere el artículo 48 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad, será modificada teniendo en cuenta las características propias de cada actividad, particularmente el riesgo asociado, en base a estudios encargados por el Ministerio a empresas consultoras especializadas. La nueva tasa modificada tendrá una vigencia mínima de dos años y se aplicará a partir de la fecha de la siguiente aprobación de los precios máximos correspondientes.

Que mediante Resolución Ministerial 01/2000 de 3 de enero de 2000, se resuelve entre otras que, se incrementa la tasa de actualización exclusivamente para la actividad de generación eléctrica al doce por ciento (12%).

Que el artículo 12 del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, establece que, cuando las características propias de un proyecto de Generación para el que se solicita Licencia, determinen la necesidad de Transmisión asociada a la Generación, esta Transmisión formará parte de la Solicitud de Licencia de Generación.

Que el inciso h) del artículo de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002, señala que: *"Las personas en su relación con la Administración Pública tienen derecho a obtener una respuesta fundada y motivada a las peticiones o solicitudes que formulen"*.

Que el artículo 63 de la normativa precitada, establece que: *"I. Dentro del término establecido en disposiciones reglamentarias especiales para resolver los recursos administrativos, deberá dictarse la correspondiente resolución, que expondrá en forma motivada los aspectos de hecho y de derechos en los que se fundare; II. La resolución se referirá siempre a las pretensiones formuladas por el recurrente, sin que en ningún caso pueda agravarse su situación inicial como consecuencia exclusiva de su propio recurso"*.

Que el párrafo I del artículo 8 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial – SIRESE aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003, señala que: *"I. Las resoluciones se pronunciarán en forma escrita y fundamentada en los hechos y el derecho; expresarán el lugar y fecha de emisión; serán firmadas por la autoridad que las expide; decidirán de manera expresa y precisa las cuestiones planteadas y serán fundamentadas en cuanto a su objeto en los hechos, las pruebas y las razones de derechos que les dan sustento"*.

Que el párrafo I del artículo 92 de la normativa precitada, establece que cuando corresponda el dictado de una nueva resolución por el Superintendente Sectorial, la Resolución que decida el recurso jerárquico definirá los criterios de adecuación a derecho a los que deberá sujetarse.

Que Mediante Resolución Ministerial R.J. N° 0111/2011 de 7 de noviembre de 2011, se resolvió aceptar el Recurso Jerárquico interpuesto por la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA), y en consecuencia, revocar totalmente la Resolución AE N° 096/2011 de 4 de marzo de 2011 y disponer que la AE emita nueva Resolución.

CONSIDERANDO: (Argumentos presentados por EGSA)

Que el recurrente en el Recurso de Revocatoria planteó los siguientes argumentos:

“3.1 Falta de elementos constitutivos del acto administrativo.

El artículo 28 de la LPA, establece al FUNDAMENTO como elemento esencial de todo Acto Administrativo, indicando que estos deberán ser fundamentados, debiendo expresarse en forma concreta las razones que inducen a emitir el Acto, que fundamentalmente son el sustento en los hechos y antecedentes que sirvieron para la emisión de la disposición administrativa.

Según dispone el Procedimiento para la Elaboración y Aprobación de Normas Operativas establecido en el artículo 4° del Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) elabora el proyecto de Norma Operativa y lo eleva a la AE para su conocimiento, posteriormente la AE tiene la facultad de aprobar el proyecto de norma, pudiendo inclusive incorporar modificaciones a la norma propuesta. En la aprobación de la actualización de la Norma Operativa N°19, ocurrió lo descrito en el párrafo precedente, es decir, el CNDC propuso la Norma Operativa con un contenido determinado y la AE el momento de disponer su aprobación, en uso de sus facultades, incorporó las modificaciones que consideró convenientes.

Sin embargo de lo indicado, si bien la AE puede hacer uso de sus atribuciones y en consecuencia disponer modificaciones a las propuestas del CNDC, estas modificaciones en ningún caso pueden contrariar la normativa regulatoria vigente y adicionalmente toda modificación que se dispuesta por la AE debe estar debidamente sustentada, siendo el medio o el instrumento en el que plasme el sustento de una modificación, la Resolución Administrativa que disponga la aprobación de la Norma Operativa, aspecto que no ocurrió en el presente caso.

Al respecto, la Resolución AE N° 561/2010, contiene como motivación o sustento por el que habría dispuesto las modificaciones a la Norma Operativa N° 19 propuesta por el CNDC, lo siguiente: “... 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° 040/2001 de 8 de febrero de 2007”. (El subrayado es nuestro).

Como se puede observar de dicho contenido, la Resolución AE N° 561/2010, no establece o especifica con que normas guardaría concordancia la propuesta del CNDC y se limita a establecer dicho hecho, sin mayor sustento o explicación, suponemos que basándose en el contenido del Informe AE DPT N° 819/2010, sin embargo, la motivación o sustento definitivo el que contenga los motivos y las causas que llevaron a la AE disponer la modificación de la propuesta del CNDC.

9
R
BR

En el extremo de que el regulador no desee transcribir las causas que motivan la determinación del Acto, por lo menos podría disponer que la notificación de la determinación administrativa, se la realice conjuntamente al Informe en el que se incluye el análisis que motiva dicha determinación.

Sin embargo en el presente caso la Resolución AE N° 561/2010, carece del elemento esencial del acto administrativo de fundamentación y sustentación, pues las causas que llevaron a la AE a modificar la propuesta del CNDC se limitan a señalar que esta propuesta contraria a la normativa vigente sin especificar que normativa es esta y cual es análisis e interpretación de la misma, siendo que tampoco se puso en conocimiento de los afectados por la resolución el Informe AE DPT N° 819/2010, que suponemos contiene el sustento y fundamento por el cual la AE establece que la propuesta del CNDC no guarda concordancia con la normativa vigente.

Por lo indicado la Resolución AE N° 561/2010, al no contener los fundamentos y causas que motivan su determinación, no contiene los elementos esenciales constitutivos del Acto Administrativo establecidos en el artículo 28 de la LPA, consecuentemente corresponde que el organismo regulador revoque este acto administrativo y enmiende esta omisión."

3.2 Argumentos de fondo.

La argumentación de la AE para no aplicar una tasa de actualización uniforme en el punto 8.2 del Anexo a la Resolución AE 561/2010, no se sujeta a lo establecido en la Ley N° 1604, de Electricidad, de 21 de diciembre de 1994, y sus reglamentos, específicamente el Decreto Supremo N° 26093, de 2 de marzo de 2001, Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) y el Decreto Supremo N° 26094, de 2 de marzo de 2001, Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), así como sus posteriores modificaciones, por lo siguiente:

a. Estructura del Sector Eléctrico.

La Ley de electricidad, en su Artículo 2° define las actividades de generación y transmisión, según lo siguiente:

Generación. *Es el proceso de producción de electricidad en centrales de cualquier tipo. Para efectos de la presente ley la Generación en el Sistema interconectado Nacional y la destinada a la exportación constituye producción y venta de un bien privado intangible.*

Generador. *Es la Empresa Eléctrica titular de una Licencia, que ejerce la actividad de Generación.*

Transmisión. *Es la actividad de transformación de la tensión de la electricidad y su transporte en bloque desde el punto de entrega por un Generador, autoproducer y otro Transmisor. Para efectos de la presente ley, la actividad de Transmisión constituye transformación y transporte de un bien privado intangible, sujeto a Regulación.*

9
M
A

Transmisor. Es la Empresa Eléctrica titular de una Licencia que ejerce la actividad de Transmisión.

El Artículo 15 define de manera clara la estructura del sector eléctrico, desagregando las Empresas Eléctricas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en empresas de Generación, Transmisión y Distribución, las cuales solo podrán estar dedicadas a una de estas actividades, por lo que una empresa de generación no puede realizar actividades de transmisión, ni ser remuneradas por este concepto en el SIN.

Corresponde hacerles notar que EGSA solo realiza la actividad de generación.

b. Remuneración de las empresas de Generación.

La remuneración de las empresas que realizan la actividad de generación está definida en el RPT, Capítulo II (Precios de Generación a Distribución), que incluye sólo los conceptos de precios referidos a Energía y Potencia.

La remuneración aplicable a la actividad de transmisión está definida en el Capítulo III (Precios Máximos de Transmisión), aplicables a empresas que realizan la actividad de Transmisión.

Por otro lado el Artículo 66 del ROME, establece que un Generador que opera en el Mercado es remunerado por su producción de energía inyectada al Sistema troncal de Interconexión (STI) y por su potencia, (ya sea potencia Firme, o Reserva Fría, o Potencia de Punta Generada).

A su vez, el Artículo 76 del ROME (Actividad de Transmisión en el STI) establece que la actividad de Transmisión de electricidad en el STI tiene por objeto vincular eléctricamente, desde un punto de entrega hasta un punto de recepción, a los Generadores con los Distribuidores o Consumidores No Regulados conectados a este sistema. La actividad de transmisión en el Sistema troncal de Interconexión será efectuada por uno o más transportistas que cuenten con la correspondiente Licencia.

Por lo que para una Empresa Eléctrica puede realizar o ser remunerada por la actividad de transmisión deberá contar con la licencia respectiva emitida por la AE.

En el caso de EGSA, al no contar con licencia de transmisión, estamos impedidos de realizar esta actividad y por ende de ser remunerados por este concepto.

c. Costo de inversión.

Para el cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta (PBP), la normativa vigente establece que se debe determinar el costo de inversión de la unidad generadora de punta seleccionada.

9
✓
✓
EL RPT modificado mediante D.S. N° 29260 en 5 de Septiembre de 2007, en el Artículo 18, punto 1.(Costo de Inversión), inciso (b), indica que el Costo Total de Inversión de esta unidad debe calcularse de la siguiente manera: "A la información de los precios FOB de una Unidad Generadora (Turbo Generador) de tamaño y tecnología equivalente al

definido en el inciso a) del presente Artículo, establece en el o los catálogos más reconocidos publicados en los últimos cuatro (4) años se agregaran los costos de fletes, aduana, montaje, equipos de interconexión a la red de transmisión y los demás que el organismo regulador determine como óptimo necesarios para dejar la Unidad Generadora en condiciones operativas; el total de gastos a agregar por estos conceptos no excederá del cincuenta por ciento (50%) del valor de catálogo de la Unidad Generadora, porcentaje que podrá ser modificado únicamente por el organismo regulador mediante un estudio que fundamente el nuevo valor a adoptar”.

Como se evidencia en el párrafo anterior, la determinación del PBP establecido en el artículo 18 del RPT, no incluye la ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN.

Asimismo, la Resolución SSDE N° 040/2007 y la misma Resolución AE N° 561/2010, en el numeral 7 de su Anexo define claramente los elementos que forman parte del COSTO TOTAL DE INVERSIÓN, en los cuales no se incluyen equipos para realizar la actividad de TRANSMISIÓN definida por el Artículo 76 del ROME.”

d. Vida Útil.

El mismo Artículo 18 del RPT, indica de manera clara: “Se determinarán los años de vida útil de los respectivos equipos de generación e interconexión a la red de transmisión útil de los respectivos costos para el cálculo y adición de las anualidades de generación y transmisión”.

La vida útil definida como el periodo de tiempo (número de años) que un activo puede ser utilizado y generar una renta (ingresos), es diferente para los equipos de generación e interconexión con el STI, dado que un equipo de generación es una maquina rotante con desgaste mecánico y un equipo de interconexión tiene una operación estática y no sufre daño mecánico, por lo que sus vidas útiles son diferentes.

Estas vidas útiles son el periodo en el cual la empresa licenciataria de generación deberá recuperar su inversión.”

e. Precio Básico de la Potencia de Punta.

El Artículo 18 del RPT, punto 2 (Precio Básico de la Potencia de Punta), inciso c), indica que al costo de inversión se le debe aplicar el Factor de Recuperación de Capital (cálculo de anualidades) con los años de vida útil (periodo para recuperar la inversión) de los equipos de generación e interconexión definidos en el inciso (b). La tasa de actualización aplicable deberá ser la establecida en el Artículo 48 de la Ley de Electricidad.

Este artículo aclara de manera precisa que la inversión objeto del cálculo NO SE REFIERE A LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN, más aun deja muy claro que el Factor de Recuperación de Capital, se debe aplicar la INVERSIÓN EN LOS EQUIPOS DE GENERACIÓN E INTERCONEXIÓN, necesarias para poder desarrollar la actividad de generación, inyectar energía al STI y ser remunerados por energía y potencia, tal como lo establece el Artículo 66 del ROME.”

9
✓
RR
A

En cuanto a la propuesta del CNDC referente a la Norma Operativa N° 19 “*Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta*”, EGSA hace notar que:

“Mal se puede argumentar que el punto 8.2. de la propuesta del CNDC, que 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 la conexión al STI no guarda concordancia con la normativa vigente, consecuentemente, la modificación efectuada por la AE no corresponde, razón por la que la AE debe dejar sin efecto esta modificación, revocando la Resolución AE N° 561/2010 y emitiendo un nuevo Acto Administrativo que apruebe la actualización de la Norma Operativa N° 19, tal y como ha sido propuesto por el CNDC y no incluye esta modificación”.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que la Resolución Ministerial R.J. N° 0111/2011 de 7 de noviembre de 2011, resolvió aceptar el Recurso Jerárquico interpuesto por la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA), y en consecuencia, Revocar Totalmente la Resolución AE N° 096/2011 de 4 de marzo de 2011 y disponer que la AE emita nueva Resolución.

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones emitió el Informe AE DPT N° 431/2012 de 11 de junio de 2012, en el que establece el presente análisis:

ANÁLISIS TÉCNICO.

Análisis AE al Argumento de EGSA “a. Estructura del Sector Eléctrico”.

Es evidente que el artículo 15 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad, entre otras establece que, las Empresas Eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional deberán estar desagregadas en empresas de Generación, Transmisión y Distribución y dedicadas a una sola de estas actividades; por lo que, en cumplimiento a este artículo, EGSA se dedica a la actividad de generación.

Análisis AE al Argumento de EGSA “b. Remuneración de las empresas de Generación”.

De acuerdo al artículo 66 del ROME, establece que, un Generador que opera en el Mercado Eléctrico Mayorista es remunerado por su producción de energía inyectada al Sistema Troncal de Interconexión y por su potencia, (ya sea Potencia Firme, o Reserva Fría, o Potencia de Punta Generada) con los descuentos correspondientes; asimismo, el artículo 76 del ROME, establece que, la actividad de Transmisión de electricidad en el Sistema Troncal de Interconexión tiene por objeto vincular eléctricamente, desde un punto de entrega hasta un punto de recepción, a los Generadores con los Distribuidores o Consumidores No Regulados conectados a este sistema.

La actividad de Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión será efectuada por uno o más transportistas que cuenten con la correspondiente Licencia; por lo tanto, corresponde que EGSA sea remunerada por su producción de energía inyectada al Sistema Troncal de Interconexión (STI) y por su potencia garantizada y no así, por la actividad de Transmisión.

9
A

Análisis AE al Argumento de EGSA “c. Costo de inversión”.

Considerando lo establecido en el artículo 18 del RPT, el costo de inversión incluye equipos e instalaciones de transmisión necesarios para la interconexión de estas instalaciones a la red de transmisión, sin que esto implique que la empresa realice la actividad de transmisión, tal como EGSA manifiesta. Corresponde mencionar que este aspecto es coherente con el artículo 12 del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales que reconoce que las empresas generadoras puedan tener equipos e instalaciones de transmisión, denominadas instalaciones de transmisión asociada a la actividad de Generación.

Análisis AE al Argumento de EGSA “d. Vida Útil”.

En el inciso c) del artículo 18 del RPT, establece que: de la inversión determinada en la actividad de generación, se aplicará el factor de recuperación de capital calculado, con los años de vida útil de los equipos de generación e interconexión; por lo tanto, corresponde que EGSA recupere su inversión tal cual lo establece el mencionado artículo en la actividad de generación.

Análisis AE al Argumento de EGSA “e. Precio Básico de la Potencia de Punta”.

Es evidente que las inversiones de generación de EGSA, no se refieren a la actividad de transmisión; por lo tanto, la inversión en los equipos de generación en interconexión para el Costo anual de transmisión debe contemplar para un periodo de 30 años y un Factor de Recuperación de Capital considerando la tasa de actualización de 12% y para el Costo anual de generación debe contemplar para un periodo de 20 años y un Factor de Recuperación de Capital considerando la tasa de actualización de 12%.

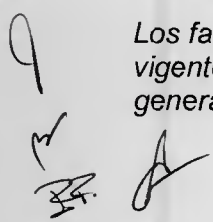
Análisis AE al Argumento de EGSA respecto a “La propuesta del CNDC referente a la Norma Operativa N° 19 Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta”.

En relación al punto 8.2 (Anualidad del Costo Total de Inversión) de la Norma en cuestión, corresponde aceptar el Recurso de Revocatoria interpuesta por EGSA y Revocar Totalmente la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010 y emitir una nueva resolución subsanando el mencionado punto con la siguiente redacción:

“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 la tasa de actualización vigente para la actividad de generación y una vida útil de 20 años para los equipos de generación y 30 años para los equipos de transmisión.”



RECÁLCULO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS.

En virtud de que corresponde Revocar Totalmente la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010 a partir de la revocatoria de la Resolución AE N° 096/2011 de 4 de marzo de 2011 y en cumplimiento a lo dispuesto por la Resolución Ministerial R.J. N° 0111/2011 de 7 de noviembre de 2011, se debe emitir una nueva Resolución conforme el análisis que se realizó en el presente informe; por lo tanto, el CNDC deberá proceder con el recálculo de las Transacciones Económicas a partir de la notificación de la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010 y por el tiempo de aplicación de dicha resolución.

Que la Dirección Legal de la AE ha emitido el Informe N° AE DLG N° 294/2012 de 25 de junio de 2012, estableciendo lo siguiente:

ANÁLISIS LEGAL.

En el Recurso de Revocatoria en el punto **3.1 Falta de elementos constitutivos del acto administrativo**, el recurrente argumenta que el inciso 8.2 de la Norma Operativa N° 19 aprobada mediante Resolución SSDE N° 040/2007 de 8 de febrero de 2007 al ser modificado por la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010, genera agravio contra sus intereses.

Al respecto, es evidente que el Informe AE DPT N° 819/2010 de 11 de noviembre de 2010, recomendó que se mantenga inalterable la redacción del inciso 8.2 de la norma operativa aprobada mediante Resolución SSDE N° 040/2007 de 8 de febrero de 2007, sin embargo, ésta recomendación no fue aplicada en la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010, que aprobó la actualización de la Norma Operativa N° 19 "Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta", puesto que se realizó una modificación a la redacción de la propuesta presentada por el CNDC.

En ese sentido, la AE en la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010, no generó la motivación o justificación que explique su alejamiento del criterio emitido por CNDC y por el Informe AE DPT N° 819/2010 de 11 de noviembre de 2010 respecto al inciso 8.2 de la Norma Operativa N° 19, más aún cuando el referido Informe fue claro y expreso al establecer que se mantenga inalterable dicho inciso, esta decisión debió cumplir con lo preceptuado en el artículo 30 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo que establece que los actos administrativos serán motivados con referencia a hechos y fundamentos de derecho cuando: *"c) Se separen del criterio seguido en actuaciones precedentes o del dictamen de órganos consultivos o de control"*.

Por último, el artículo 28 de la Ley de Procedimiento Administrativo, determina que son elementos esenciales del acto administrativo los siguientes: *"e) Fundamento: Deberá ser fundamentado, expresándose en forma concreta las razones que inducen emitir el acto, consignado, además, los recaudos indicados en el inciso b) del presente artículo; y ..."*

En consecuencia, la modificación del inciso 8.2 de la Norma Operativa N° 19 aprobada mediante Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010, no fue debidamente fundamentada y no aplicó el principio del debido proceso, ya que uno de los elementos

fundamentales de éste es la motivación de las resoluciones, en ese entendido, es primordial que toda Autoridad deba exponer indefectiblemente los motivos y criterios que sustentan su decisión, debiendo exponer los hechos para que el regulado o administrado al tomar conocimiento del pronunciamiento comprenda que la misma ha sido adoptada conforme al ordenamiento jurídico aplicable al trámite.

Que la presente Resolución es de carácter técnico y se basa en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE en el Informe AE DPT N° 431/2012 de 11 de junio de 2012.

Que el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341, de Procedimiento Administrativo, de 23 de abril de 2009, dispone que: *"La aceptación de informes o dictámenes servirá de fundamentación a la resolución cuando se incorporen al texto de ella"*. Por lo que se hace aceptación del Informe AE DPT N° 431/2012 de 11 de junio de 2012, elaborado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE.

CONSIDERANDO: (Conclusiones)

Que por todo lo expuesto y en cumplimiento a la Resolución Ministerial R.J. N° 0111/2011 de 7 de noviembre de 2011, los argumentos presentados por EGSA son válidos; en consecuencia, corresponde Aceptar el Recurso de Revocatoria interpuesto por EGSA contra la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010 y Revocar Totalmente, de conformidad a lo establecido en el inciso b) parágrafo II del artículo 89 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial – SIRESE aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003.

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

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

Que en tal sentido se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, que en su artículo 3 determina la creación de la AE, estableciendo en su artículo 4 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 ciudadano Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 9 de abril de 2012.

POR TANTO:

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

RESUELVE:


PRIMERA.- Aceptar el Recurso de Revocatoria interpuesto por la Empresa de Electricidad Guaracachi S.A. (EGSA) y Revocar Totalmente la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010 de conformidad a lo establecido en el inciso b) parágrafo II del artículo 89 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial – SIRESE aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003.

SEGUNDA.- Aprobar la modificación a la Norma Operativa N° 19 “Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta” de acuerdo al texto anexo a la presente Resolución y dejar sin efecto legal la Resolución SSDE N° 040/2007 de 8 de febrero de 2007, como efecto de la presente Resolución.

TERCERA.- Instruir al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) proceder con el recálculo de las Transacciones Económicas desde la notificación de la Resolución AE N° 561/2010 de 12 de noviembre de 2010, por el tiempo de aplicación de dicha resolución.

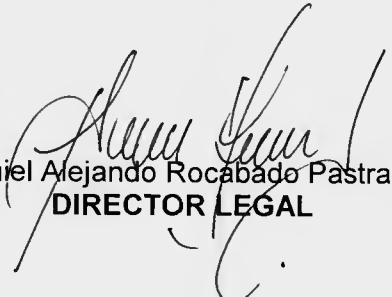
CUARTA.- Remitir copia de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) para su respectivo conocimiento.

Regístrese, comuníquese y archívese.

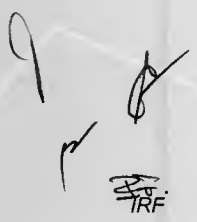


Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL



IRF

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.

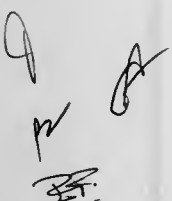
Precio Básico de Potencia de Punta. Es igual al Costo Marginal de Potencia de Punta.

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

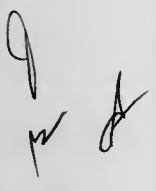
La ubicación de la unidad generadora de punta se determinará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- 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 el inciso d).

6. DETERMINACIÓN DE LA UNIDAD GENERADORA DE PUNTA MAS ECONÓMICA

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 el rango de potencia definido en el inciso a) incluyendo la última publicación disponible a la fecha de la declaración de los Agentes





ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 305/2012
TRÁMITE N° 2010-1117-9-0-0-0-DLG
CIAE 0005-0001-0001-0001
La Paz, 26 de junio de 2012

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 la tasa de

actualización vigente para la actividad de generación 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:

$$FRM = \frac{i}{(1+i)^n - 1}$$

Donde: n = 12 meses
 i = Tasa equivalente mensual

La Tasa equivalente mensual se determina con la siguiente expresión:

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

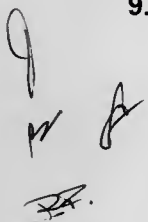
Donde: n = 12 meses
 i_{anual} = Tasa de actualización vigente para la actividad de generación

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 procedimientos vigentes.

