

La Paz, 3 de noviembre de 2009

TRÁMITE: Aprobación de actualización de la Norma Operativa N° 3, propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Se aprueba la Norma Operativa N° 3, referida a la "Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía" propuesta por el CNDC.

VISTOS:

La solicitud de aprobación de la actualización de la Norma Operativa N° 3, formulada por el CNDC, mediante nota CNDC-1756-09, de 28 de septiembre de 2009, el Informe de la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista AE-DMY N° 058/2009, de 8 de octubre de 2009; y,

CONSIDERANDO: (Base Legal)

Que el Artículo 18 de la Ley N° 1604, de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad, crea el Comité Nacional de Despacho de Carga, como responsable de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Que el inciso h) del Artículo 3 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093, de 2 de marzo de 2001, 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, 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 de acuerdo al Artículo 4 del ROME, modificado mediante Decreto Supremo N° 29549, de 8 de mayo de 2008, elaborado el proyecto de Norma Operativa, el CNDC debe remitir el proyecto a la Superintendencia de Electricidad, para su aprobación, previo análisis, facultando al Organismo Regulador incorporar modificaciones al proyecto remitido por el CNDC.

Que mediante Decreto Supremo N° 29894, de 7 de febrero de 2009, se dispuso la extinción de la Superintendencia de Electricidad y mediante Decreto Supremo N° 0071, de 9 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para las fiscalización, control y regulación del sector eléctrico, entidad que asume las atribuciones y competencias de la ex Superintendencia de Electricidad, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que la ex Superintendencia de Electricidad, mediante Resolución SSDE N° 283/2008 de 29 de agosto de 2008, aprobó la Norma Operativa N° 3 "Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía".

La Paz, 3 de noviembre de 2009

Que el CNDC, con el objeto de actualizar la terminología de acuerdo a la normativa de creación de la AE, extinción de la Superintendencia de Electricidad y eliminación de la Unidad Operativa del CNDC; en sesión ordinaria N° 259, de 28 de septiembre de 2009, mediante Resolución 259/2009-2, aprobó la actualización de la Norma Operativa N° 3 "Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía" la misma que fue remitida al Organismo Regulador para su aprobación, mediante nota CNDC -1756-09, recepcionada el 29 de septiembre de 2009.

Que la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista de la AE, mediante Informe AE-DMY N° 058/2009, de 8 de octubre de 2009, realizó el análisis de la actualización Norma Operativa N° 3 remitida por el CNDC.

CONSIDERANDO: (Análisis).

Que revisado y analizado el proyecto de actualización de Norma Operativa N° 3 remitido por el CNDC, la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista de la AE, de conformidad al procedimiento previsto para la aprobación de la Norma Operativa, incorporó modificaciones de forma, las cuales se describen en el punto 2.2 del Informe AE-DMY N° 058/2009.

Que en el Informe AE-DMY N° 058/2009, se señala que el proyecto de actualización de la Norma Operativa propuesto por el CNDC para su aprobación, incorpora modificaciones de forma, que permiten su adecuación a las disposiciones del Decreto Supremo N° 29549, de 8 de mayo de 2008, Decreto Supremo N° 29624, de 2 de julio de 2008 y Decreto Supremo N° 0071, de 9 de abril de 2009, por lo que recomienda su aprobación en razón de que se encuentra de acuerdo a las disposiciones legales en vigencia.

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

Que, el Artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 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 sean 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, 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 ex 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, de acuerdo a las citadas disposiciones, corresponde que la AE asuma la competencia de la ex Superintendencia de Electricidad para la aprobación de Normas Operativas propuestas por el CNDC.



La Paz, 3 de noviembre de 2009

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que, por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones del Informe AE-DMY N° 058/2009, emitido por la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista de la AE, corresponde aprobar la Norma Operativa N° 3 "Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía".

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en atención a las consideraciones del Informe AE-DMY N° 058/2009, de 8 de octubre de 2009 y en ejercicio de las facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su reglamentación, el Decreto Supremo N° 0071 y demás disposiciones legales vigentes,

RESUELVE:

PRIMERO.- Aprobar 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) y los Agentes del Mercado, que en Anexo forma parte de la presente Resolución.

SEGUNDO.- Dejar sin efecto la Resolución SSDE N° 283/2008, de 29 de agosto de 2008, emitida por la ex Superintendencia de Electricidad.

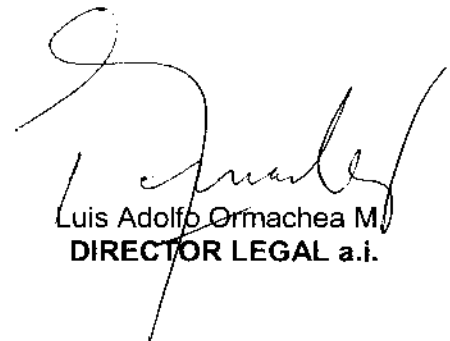
TERCERO.- Remítase copia de las actuaciones que respaldan la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, de conformidad al inciso c) del Artículo 4 del ROME, modificado mediante Decreto Supremo N° 29549, de 8 de mayo de 2008.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Nelson Caballero Vargas
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Luis Adolfo Ormachea M.
DIRECTOR LEGAL a.i.

ANCCRE



NORMA OPERATIVA N° 3

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

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).

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).

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.



La Paz, 3 de noviembre de 2009

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.

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.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

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 periodo de integración del Sistema de Medición Comercial que es igual a 15 minutos.

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.





La Paz, 3 de noviembre de 2009

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.

REGIMENES DE OPERACIÓN

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.

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.

Régimen Permanente

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.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

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 $< t <= 2$ hr, 2 hr $< t <= 2.5$ 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 auditorias 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.



La Paz, 3 de noviembre de 2009

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:

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 de 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 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.

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) 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.
- 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.



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 Marginal, 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 Marginal 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 Marginal de dicho nodo.
- d) Se calculará el Costo Marginal de Energía en los demás nodos donde existan Unidades Candidatas a Marginal, 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 Marginal, 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.

DETERMINACIÓN DE UNIDADES EN OPERACIÓN FORZADA



La Paz, 3 de noviembre de 2009

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.

REMUNERACIÓN POR ENERGÍA

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:

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 período de integración de cada etapa de cálculo.

Unidades Generadoras Forzadas

La energía forzada se remunerará de acuerdo al siguiente procedimiento:



La Paz, 3 de noviembre de 2009

- a) En el período de integración de cada etapa, 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.

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.

Unidades de Reserva Fría

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

- a) En el periodo de integración de cada etapa, se calculará la potencia media generada por la unidad.
- b) 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.

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.

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:



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.

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.

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.

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.



La Paz, 3 de noviembre de 2009

- 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.

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 periodo de integración.

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.



La Paz, 3 de noviembre de 2009

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.

VIGENCIA

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

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.

