

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACION SECTORIAL

RESOLUCION SSDE N° 014/2003
La Paz, 07 de febrero de 2003

VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que el inciso h) del artículo 3 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, aprobado por Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establece entre las funciones del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), dictar 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 Spot, de acuerdo a lo establecido en el referido reglamento.

Que la Superintendencia de Electricidad, mediante Resolución SSDE N° 226/99 de 7 de diciembre de 1999, aprobó la Norma Operativa N° 3 "Procedimiento para la Determinación de Costos Marginales" del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Que la Superintendencia de Electricidad, mediante Resolución SSDE N° 021/2000, de 10 de marzo de 2000, modificó el inciso d) del punto 4 de la Norma Operativa N° 3.

Que el CNDC, mediante nota CNDC - LP 007/2003 de 29 de enero de 2003, remitió a la Superintendencia de Electricidad una nueva versión de la Norma Operativa N° 3 "Determinación de Costos Marginales y Asignación de Costos de Energía", aprobada por el CNDC en su sesión N° 136, de 24 de enero de 2003, para su consideración y posterior aprobación.

Que la Superintendencia de Electricidad, mediante nota SE 0491 - MY 037/2003 de 30 de enero de 2003, solicitó la evaluación y pruebas de aplicación de la mencionada norma, en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista y una comparación con la norma vigente para el periodo mayo-octubre/2003.

Que el CNDC contestó al requerimiento de la Superintendencia de Electricidad mediante nota CNDC - LP 010/2003 de 5 de febrero de 2003, adjuntando la comparación de costos marginales obtenidos con la nueva norma operativa N° 3 y los costos obtenidos con la norma operativa N° 3 vigente. Así mismo adjuntó el informe de la Unidad Operativa UO - 03/03 de 16 de enero de 2003 en el que se presenta la evaluación y pruebas de aplicación de la norma propuesta en el corto plazo.

Que la Superintendencia de Electricidad ha revisado la nueva versión de la Norma Operativa N° 3 y mediante informe MY N° 021/2003 de 6 de febrero de 2003 ha establecido que es pertinente su aprobación con modificaciones en las horas indicadas en el inciso a) del punto 6, y en el texto referido a la vigencia de la norma.

Que sobre la base de estas observaciones, se verificó su armonización con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad y su reglamentación.

Que el artículo 19 del Reglamento citado, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas que le remita el CNDC.

La Superintendencia de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones establecidas en la Ley de Electricidad y sus Reglamentos,

RESUELVE:

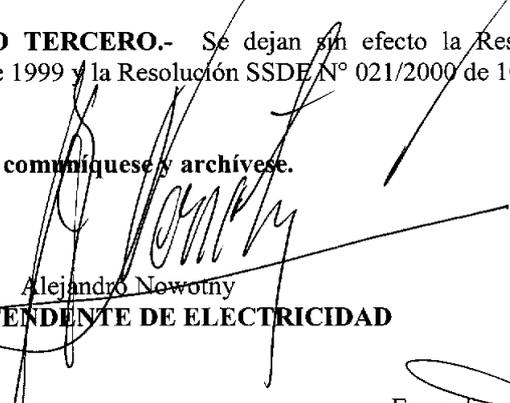
ARTICULO PRIMERO.- Apruébase la nueva Norma Operativa N° 3 "DETERMINACION DE COSTOS MARGINALES, REMUNERACION Y ASIGNACION DE COSTOS DE ENERGIA", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus catorce (14) puntos, que en anexo forma parte de la presente resolución, para su aplicación a partir del mes de mayo de 2003.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACION SECTORIAL

ARTICULO SEGUNDO.- Instrúyese al CNDC establecer las modificaciones a las normas operativas vigentes necesarias para la aplicación de la norma aprobada por la presente resolución y presentarlas a la Superintendencia de Electricidad hasta el 30 de marzo de 2003 para su respectiva aprobación.

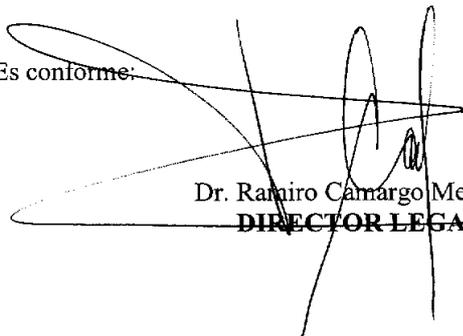
ARTICULO TERCERO.- Se dejan ~~sin~~ efecto la Resolución SSDE N° 226/99 de 7 de diciembre de 1999 y la Resolución SSDE N° 021/2000 de 10 de marzo de 2000.

Regístrese, comuníquese y archívese.


Alejandro Nowotny

SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD

Es conforme:


Dr. Ramiro Camargo Meneses

DIRECTOR LEGAL

NORMA OPERATIVA N° 3

DETERMINACION DE COSTOS MARGINALES, REMUNERACION Y ASIGNACION DE COSTOS DE ENERGIA

1. OBJETIVO

Establecer el Procedimiento para la determinación de costos marginales y la forma de remuneración y asignación de costos de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

2. ANTECEDENTES

Artículos 1, 23 al 30, 33, 34, 44, 50, 62 al 64 del ROME

3. CONSIDERACIONES GENERALES

El punto 1 a) del artículo 45 de la Ley de Electricidad establece que las transferencias de energía en el Sistema Interconectado Nacional se deben valorar al costo marginal del Sistema.

Por otra parte, el artículo 63 del ROME indica que los costos marginales de energía en cada nodo se obtienen como el producto del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía del Sistema Interconectado Nacional y del Factor de Pérdidas de Energía del nodo.

El artículo 1 del ROME y el artículo 1 del RPT definen el costo marginal como "el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar, con un despacho económico, un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia".

En el mismo artículo del ROME y del RPT se indica que "si la generación requerida proviene de una unidad térmica, el costo marginal será el costo variable de dicha unidad. Si la generación requerida proviene de una central hidroeléctrica el costo marginal será el valor dado por la unidad térmica más barata disponible".

En el artículo 1 de ambos reglamentos también se señala que el costo marginal de energía de corto plazo "es calculado con los resultados de la operación real para el despacho económico".

Esta definición establece que:

- El costo marginal es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kWh adicional de energía, a un determinado nivel de potencia
- El costo marginal se calcula para la operación real
- Esta operación real debe corresponder a un despacho económico del sistema
- El costo marginal sólo puede ser determinado por una unidad térmica

En consecuencia, son susceptibles de determinar el costo marginal aquellas unidades térmicas que han sido despachadas por debajo de sus niveles óptimos de carga y aquellas unidades disponibles pero no despachadas.

En el artículo 1 del ROME también se indica que se excluye del cálculo del costo de generación adicional para abastecer un incremento, a la generación forzada por restricciones. Se entiende que las unidades forzadas no realizarían el abastecimiento de la demanda adicional (hay otras más económicas que pueden hacerlo) y por lo tanto no son unidades marginales. Sin embargo desde el momento que la determinación del costo marginal debe hacerse con los resultados de la operación real para el despacho económico, sí se considera su generación en el abastecimiento de la demanda al momento de realizar los cálculos.

De esta definición y de acuerdo al artículo 67 del ROME se puede concluir que las unidades con costos marginales inferiores al costo marginal del sistema en su nodo de inyección (unidades inframarginales) percibirán una remuneración igual a la del costo marginal del sistema reflejado en su nodo de inyección. De la misma forma las unidades con costos marginales superiores al costo marginal del sistema reflejado en su nodo de inyección percibirán una remuneración igual a su costo variable, siendo por lo tanto estas unidades definidas como unidades forzadas.

Merece una consideración especial el tratamiento de las unidades asignadas al servicio de la Reserva Fría ya que en este caso, de acuerdo al artículo 67 del ROME, estas unidades deben ser remuneradas a su costo variable. Esto implica que si alguna de estas unidades es la unidad marginal del sistema percibirá una remuneración igual a su costo variable; por otra parte, si alguna de estas unidades es una unidad inframarginal (con costo marginal menor al costo marginal del sistema reflejado en su nodo de inyección), esta unidad debe ser remunerada a su costo variable, es decir, debe recibir el mismo tratamiento que la generación forzada (artículo 62 del ROME).

Es conveniente definir el caso de las unidades que están en la etapa de entrada al sistema después de haber estado indisponibles o de salida para quedar indisponibles. Estas unidades entran, en general, a operar a plena carga y no serán candidatas a ser marginales. Por lo tanto tampoco deberían ser marginales en los períodos de entrada o salida del sistema. Para tomar en cuenta este caso se ha definido que están en "régimen de transición". Distinto es el caso de unidades que entran al sistema, pero anteriormente estaban disponibles y no eran despachadas por no ser económicas. Cuando estas últimas unidades entran es porque pasan a ser económicas y pueden ser marginales en el periodo transitorio de entrada o salida del sistema.

4. DEFINICIONES

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.

Costo marginal del Sistema

El costo marginal es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar, con un despacho económico de la unidad térmica más económica, un kWh adicional de energía a un determinado nivel de potencia. Las unidades térmicas susceptibles de ser la unidad marginal son aquellas unidades que hayan sido despachadas por debajo de sus niveles óptimos de carga y las unidades térmicas disponibles no despachadas.

Costo marginal en un nodo

Para un nodo determinado, es el producto del costo marginal del Sistema por el factor de pérdidas de ese nodo con respecto al nodo donde se define el costo marginal del Sistema. Los factores de pérdidas se calculan sobre la base del despacho económico utilizando la metodología de flujos de corriente continua con pérdidas cuadráticas.

Potencia mínima técnica

Es la potencia mínima que técnicamente una unidad está en condiciones de garantizar al Sistema en régimen de operación permanente y cuyo valor auditable no podrá exceder el 60% de la potencia efectiva. Este valor, corresponde al declarado por los Agentes.

Potencia óptima

Es la capacidad efectiva de una unidad térmica disminuida por la reserva del Sistema. La capacidad efectiva es una función de la temperatura.

Unidad candidata a marginar

Es aquella unidad térmica que ha sido seleccionada como candidata a marginar mediante el procedimiento definido en esta Norma.

Unidad en operación Forzada

Es la unidad que resulta generando en forma obligada debido a requerimientos de desempeño mínimo, desplazando generación de menor costo en el Sistema.

Unidad de 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 en esa área.

Energía Forzada

Es la energía producida por una unidad térmica en operación forzada.

Energía de Reserva Fría

Es la energía producida por una unidad térmica identificada como unidad de reserva fría.

Remuneración

Es la valorización económica de la energía producida.

Asignación

Es la distribución, entre los Agentes responsables de los retiros, de la remuneración de las unidades en operación en el sistema.

5. PERIODO DE INTEGRACION DE LA ENERGIA

El cálculo de costos marginales así como la remuneración y asignación de costos de energía se realiza para cada período de integración de la energía, sobre la base de la potencia media generada o demandada en el período.

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

Para la Programación Semanal, el período de integración es de una hora.

Para el Predespacho y Redespacho, el período de integración es de una hora.

Para la Programación de Mediano Plazo y el Estudio de Precios Referenciales, el período de integración es igual a la duración de los bloques semanales.

6. CAPACIDAD EFECTIVA DE UNIDADES TERMICAS

Los agentes generadores térmicos informan la capacidad efectiva de sus unidades en función de la temperatura. Si en el transcurso de la operación una unidad sufre una reducción imprevista de su capacidad efectiva, esta nueva capacidad reducida no se tomará en cuenta para los efectos de cálculo del costo marginal, pero sí para efectos de cálculo de potencia óptima desde el momento en que ocurra.

Para cada período de integración, se calculará la capacidad efectiva de las unidades térmicas utilizando los siguientes valores para la temperatura:

- a) Para el Postdespacho y despacho de carga en tiempo real, se utilizarán los valores reales registrados de la temperatura a la hora en punto, los cuales tendrán validez hasta la siguiente hora. Por ejemplo la temperatura registrada a las 7:00 se utilizará para las lecturas realizadas de las 7:00, 7:15, 7:30 y 7:45.
- b) Para el Despacho Semanal, el Predespacho y el Redespacho se utilizará la mejor estimación disponible de la temperatura media horaria.
- c) Para la Programación de Mediano Plazo se utilizará la temperatura media anual histórica registrada.

7. REGÍMENES DE OPERACIÓN

Régimen de Transición

Una unidad térmica se encuentra en Régimen de Transición por partida o toma de carga si ella tiene una potencia media en el período menor que la potencia óptima menos un 6% y además no estuvo despachada, por no estar disponible, en alguno de los dos períodos inmediatamente anteriores al período para el cual se está efectuando el cálculo del costo marginal.

Una unidad térmica se encuentra en Régimen de Transición por parada o reducción de carga si ella tiene una potencia menor que la potencia óptima menos un 6% y además no será despachada, por no estar disponible por mantenimiento programado en alguno de los próximos dos períodos inmediatamente siguientes al período para el cual se está efectuando el cálculo del costo marginal.

Las unidades que se encuentran operando en este régimen no pueden ser candidatas a ser la unidad marginal del Sistema

Régimen de Prueba

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

Régimen Permanente

Una unidad se encuentra operando en Régimen Permanente cuando no se encuentra en Régimen de Prueba ni de transición.

8. COSTO VARIABLE DE GENERACION DE UNIDADES TERMICAS

Para cada temperatura informada, el costo variable de generación de una unidad térmica se representa por medio de una función que relaciona el costo con la potencia.

Las funciones de costo se obtienen ajustando los costos de generación calculados para los diferentes estados de carga (50, 75 y 100%) a curvas compatibles a la capacidad de los Modelos de Simulación aprobados.

Los costos de generación para los diferentes estados de carga se calculan sobre la base de la información suministrada por los Agentes suponiendo un régimen de operación permanente.

Para temperaturas no informadas, los costos de generación para los diferentes estados de carga (50, 75 y 100%) se obtienen por medio de interpolaciones o extrapolaciones lineales de costos para temperaturas informadas.

El costo de generación de una unidad térmica en Régimen Permanente para una temperatura y un estado de carga informado se calcula de acuerdo a lo establecido en los artículos 23 a 27 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Se calcula 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, $1 \text{ hr} < t \leq 1.5$ hr, $1.5 \text{ hr} < t \leq 2$ hr, $2 \text{ hr} < t \leq 2.5$ hr, $t > 2.5$ hr)

- b) Para tomar en cuenta los consumos propios y las pérdidas entre los bornes del generador y el punto de medición comercial, se incrementa el costo del combustible con los porcentajes informados por los Agentes del Mercado; dichos valores informados podrán ser sujetos a auditorías técnicas según el Artículo 25 del ROME.

- c) Al valor incrementado del costo del combustible se añaden los costos variables no combustibles de generación, que se refieren a los costos de operación y mantenimiento. Estos costos, serán los informados por los Agentes del Mercado y serán menores o iguales a los límites establecidos en disposiciones legales vigentes.

9. DETERMINACION DE UNIDADES CANDIDATAS A SER MARGINALES

Las unidades térmicas candidatas a ser marginales, para cada período de integración, se seleccionan con el siguiente procedimiento:

- a) Se seleccionan todas las unidades térmicas disponibles que no hayan sido despachadas.
- b) Se seleccionan todas las unidades térmicas despachadas con potencias inferiores a su potencia óptima.

Para el caso particular del despacho en tiempo real se eliminan de esta selección las unidades térmicas despachadas con potencias superiores a la potencia óptima disminuida en 6%.

- c) Se descartan de la selección las unidades que hayan operado en Régimen de Transición o Régimen de Prueba.
- d) En caso de que no existan unidades seleccionadas en los pasos anteriores, se selecciona la unidad térmica disponible de mayor costo.

10. UNIDAD MARGINAL DEL SISTEMA

Para determinar la unidad marginal del Sistema, a partir de las unidades candidatas definidas en el numeral 9, se sigue el siguiente procedimiento:

- a) Con las potencias medias inyectadas y retiradas informadas en el postdespacho, mediante un modelo de corriente continua con pérdidas cuadráticas, se determinan los factores de nodo con respecto a una barra previamente definida.
- b) El costo variable de las unidades candidatas corresponde al costo a potencia óptima para todas las unidades.
- c) Se elige uno de los nodos con unidades candidatas y se supone que es el nodo marginal del Sistema. Se elige la unidad de menor costo variable entre todas las unidades candidatas de dicho nodo.
- d) Se calculan los costos marginales en los demás nodos donde hay unidades candidatas a ser la unidad marginal. Para este cálculo se recalculan los factores de nodo determinados en a) de modo que queden todos referidos al nodo elegido.
- e) Si los costos marginales resultantes en cada nodo con generación térmica, en los que existen unidades candidatas, son iguales o menores a los costos variables unitarios para la potencia óptima de dichas unidades, la unidad marginal será la unidad elegida en c). Los costos marginales en todos los demás nodos del sistema son los calculados en d).
- f) Si la condición anterior no se cumple, se elige otro nodo y se repite el cálculo.

En caso que un componente de transmisión ingrese en indisponibilidad forzada o programada que ocasione una separación física de áreas, se realizará el procedimiento definido en este numeral

para cada uno de los subsistemas que resulten como consecuencia de la limitación señaladas, rigiendo en cada uno costos marginales determinados por la respectiva unidad marginal.

En el caso de determinarse dos subsistemas con costos marginales distintos, los procedimientos señalados en los numerales siguientes se aplican a cada subsistema separadamente.

11. DETERMINACIÓN DE UNIDADES EN OPERACIÓN FORZADA

Para determinar las unidades forzadas se aplica el siguiente procedimiento a todas las unidades térmicas, excluyendo a las unidades de Reserva Fría, las unidades en Régimen de Prueba y las unidades en Régimen de Transición, que han operado en el período respectivo:

- a) Se calcula el costo marginal del nodo donde se ubica la unidad térmica.
- b) Si el costo marginal del nodo es menor al costo óptimo de la unidad, se define a esta unidad como unidad en operación forzada.

12. REMUNERACION POR ENERGIA

La remuneración por energía a las diferentes unidades del Sistema se calculará tomando en cuenta los períodos de integración señalados en el numeral 5 y considerando el estado de operación de cada unidad generadora de acuerdo al siguiente detalle:

Centrales hidroeléctricas

Cada unidad generadora percibe una remuneración que es igual al producto del costo marginal del nodo al que se conecta la unidad por la energía inyectada por la unidad en el mismo nodo durante el período de integración.

Unidades en Operación Forzada

La energía forzada se remunera de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) En el período de integración, se calcula la potencia media forzada, generada por la unidad.
- b) Se determina el costo variable unitario asociado a dicha potencia.

En los Estudios de Mediano Plazo, se debe considerar un factor de corrección para tomar en cuenta la diferencia entre el costo óptimo y el costo para la potencia despachada por el Modelo.

- c) En el caso de que la potencia media forzada sea inferior a la potencia mínima técnica, se utiliza como costo variable unitario el costo asociado a producir la potencia mínima técnica.
- d) La remuneración por energía forzada es el producto del costo variable unitario y la energía inyectada.

Unidades de Reserva Fría

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

- a) En el período de integración, se calcula la potencia media, generada por la unidad.
- b) Se determina el costo variable unitario asociado a dicha potencia.

En los Estudios de Mediano Plazo, se debe considerar un factor de corrección para tomar en cuenta la diferencia entre el costo óptimo y el costo para la potencia despachada por el Modelo.

- c) En el caso de que la potencia media sea inferior a la potencia mínima técnica, se utiliza como costo variable unitario el costo asociado a producir la potencia mínima técnica.
- d) La remuneración por energía de reserva fría es el producto del costo variable unitario y la energía inyectada.

Unidades en Régimen de Transición

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

- a) En el período de integración, se calcula la potencia media generada por la unidad.
- b) Se determina el costo variable unitario asociado a dicha potencia.
- c) En el caso de que la potencia media sea inferior a la potencia mínima técnica, se utiliza como costo variable unitario el costo asociado a producir la potencia mínima técnica.
- d) Si el costo variable unitario es mayor que el costo marginal del nodo, la remuneración por energía es el producto del costo variable unitario y la energía inyectada durante el período de integración.
- e) Si el costo variable unitario es menor que el costo marginal del nodo, la remuneración es el producto del costo marginal y la energía inyectada durante el período de integración.

Resto de Unidades Térmicas

La remuneración de estas unidades es igual al producto del costo marginal del nodo al que se conecta por su energía inyectada en el mismo nodo, durante el período de integración.

En el Despacho en tiempo real, las unidades térmicas candidatas a marginar operarán de acuerdo a lo establecido en la Norma Operativa N° 4 "Operación en Tiempo Real". En el caso que la potencia media de generación sea inferior a la potencia mínima técnica, se utiliza como costo variable el correspondiente a la potencia mínima técnica.

13. ASIGNACION DE COSTOS DE ENERGIA A LOS CONSUMIDORES

Los pagos de los Consumidores por compra de energía se calculan para cada período de integración, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Los retiros de energía se valorizan en cada nodo con los costos marginales correspondientes.
- b) Se determina el sobrecosto correspondiente a cada unidad de generación por operación forzada, valorizando la energía forzada con la diferencia entre el costo variable de la unidad y el costo marginal en el nodo al que se conecta la unidad.

El sobrecosto de la energía forzada por seguridad de áreas será asignado al área que ocasiona éste sobrecosto. En el caso que existan dos o más consumidores en el área, el sobrecosto será asignado en proporción a sus demandas en el periodo respectivo.

El sobrecosto de energía forzada por limitación de transmisión a un área, será asignado a ésta área. En el caso que existan dos o más consumidores en el área, el sobrecosto será asignado en proporción a sus demandas en el período respectivo.

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

- c) Se determina el sobrecosto correspondiente a cada unidad de generación de Reserva Fría valorizando la energía de reserva fría con la diferencia entre el costo variable de la unidad y el costo marginal en el nodo al que se conecta la unidad.

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

- d) En caso que la unidad marginal se encuentre operando por debajo de su potencia óptima, se calcula el sobrecosto que existe entre el costo real de la unidad y su costo óptimo (que es el costo marginal del sistema). El costo real no podrá ser superior al costo correspondiente al mínimo técnico.

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

- e) Se determina el posible sobrecosto correspondiente a cada unidad operando en régimen de transición, valorizando la energía inyectada con la diferencia entre el costo variable de la unidad y el costo marginal en el nodo al que se conecta la unidad.

Si el valor es positivo se trata de un sobrecosto y será asignado a la demanda de todo el Sistema en proporción a la demanda de cada nodo. Si el valor es negativo, no se considera como sobrecosto.

14. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución expresa.