

TRAMITE: Aprobación de las Normas Operativas N° 7 y N° 10, propuestas por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar las Normas Operativas N° 7 referida a la "Indisponibilidad de Unidades Generadoras" y N° 10 referida a las "Transacciones Económicas del Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que operan fuera del Sistema Troncal de Interconexión".

VISTOS:

La Resolución CNDC 263/2009-5, la nota CNDC 0100-10 recibida el 21 de enero de 2010 mediante la cual el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) solicita la aprobación de las Normas Operativas N° 7 y N° 10, los Informes de la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones AE - DPT N° 104/2010 de 26 de febrero de 2010 y AE - DPT N° 105/2010 de 26 de febrero de 2010, y todo lo demás que ver convino,

CONSIDERANDO (Antecedentes):

Que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), en su sesión ordinaria N° 263, mediante Resolución CNDC N° 263/2009-5, aprobó los Proyectos de Normas Operativas N° 7 "Indisponibilidad de Unidades Generadoras" y N° 10 "Transacciones Económicas del Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que operan fuera del Sistema Troncal de Interconexión".

Que el CNDC mediante nota CNDC – 0100-10 recibida el 21 de enero de 2010, presentó a consideración de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) los Proyectos de Normas Operativas N° 7 y N° 10, que conforme señala textualmente la nota de referencia, ha sido aprobada la actualización "mediante Resolución CNDC 263/2009-5" en fecha 15 de enero de 2010.

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, mediante Informes AE DPT N° 104/2010 de 26 de febrero de 2010 y AE DPT N° 105/2010 de 26 de febrero de 2010, realizó el análisis y revisión de los Proyectos de las Normas Operativas N° 7 y N° 10 aprobados por el CNDC y verificó que las actualizaciones presentadas, armonizan con las disposiciones de la Constitución Política del Estado la Ley N° 1604, de Electricidad y su Reglamentación, siendo procedente su aprobación.

CONSIDERANDO (Marco Legal):

Que el Artículo 18 de la Ley de Electricidad crea el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), como responsable de la coordinación de la Generación Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional; que asimismo, el Artículo 19 de la misma norma, señala entre las funciones del CNDC, todas aquellas que establecidas en reglamento, sean necesarias para cumplir la finalidad para lo cual fue creado.



Que el Artículo 3, inciso h) y el Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establecen entre las funciones del 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 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, señala que son funciones de los miembros del CNDC elaborar proyectos de normas operativas obligatorias para los agentes del mercado, que determinen los procedimientos y metodologías para operar el SIN y administrar el mercado de acuerdo a lo establecido en la Ley de Electricidad y sus reglamentos.

Que el Artículo 4 del ROME, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas que remita el CNDC.

CONSIDERANDO (Análisis):

Que revisados y analizados los proyectos de Normas Operativas puestos a consideración de la AE, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, ha evidenciado que los cambios propuestos son de forma, no así de fondo y consideran únicamente los conceptos establecidos en los Decretos Supremos N° 0071 y N° 29549.

Que los informes AE – DPT N° 104/2010 y AE – DPT N° 105/2010, señalan que de acuerdo al análisis realizado se concluye que la actualización de las Normas Operativas N° 7 “Indisponibilidad de Unidades Generadoras” y N° 10 “Transacciones Económicas del Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que operan fuera del Sistema Troncal de Interconexión”, incorporan modificaciones de forma, no así de fondo, las cuales fueron realizadas para armonizar con disposiciones vigentes, por lo que recomienda aprobar las mismas.

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad)

Que el Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, aprueba la estructura organizativa del Órgano Ejecutivo Plurinacional, estableciendo en su Artículo 138° la extinción de las Superintendencias y definiendo que sus atribuciones serán asumidas por los Ministerios correspondientes, o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que mediante Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, el Órgano Ejecutivo crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), determinando su estructura organizativa, además de sus competencias y atribuciones de fiscalización, control, supervisión y regulación del sector de Electricidad, con vigencia a partir del 07 de mayo de 2009.





POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en atención a las consideraciones de los Informes AE-DPT N° 104/2010 y AE – DPT N° 105/2010, ambas de 26 de febrero de 2010 y en ejercicio de las facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales vigentes,

RESUELVE:

PRIMERO. Aprobar la Norma Operativa N° 7 “**Indisponibilidad de Unidades Generadoras**”, presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota CNDC – 0100-10 de 21 de enero de 2010, que en Anexo 1 forma parte de la presente Resolución.

SEGUNDO. Aprobar la Norma Operativa N° 10 “**Transacciones Económicas del Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que operan fuera del Sistema Troncal de Interconexión**”, presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota CNDC - 0100-10 de 21 de enero de 2010, que en Anexo 2 forma parte de la presente Resolución.

TERCERO. Dejar sin efecto las Resoluciones SSDE N° 194/2007 de 20 de junio de 2007 y SSDE N° 320/2007 de 23 de octubre de 2007, así como sus anexos correspondientes, emitidas por la ex - Superintendencia de Electricidad, a partir de la notificación con el presente acto administrativo.

CUARTO. Disponer la remisión de una copia de las actuaciones que respaldan la emisión de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, de conformidad a lo establecido en el 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.



NORMA OPERATIVA N° 7

INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento de cálculo de los factores de indisponibilidad de unidades generadoras termoeléctricas y de centrales hidroeléctricas, para determinar los descuentos en la remuneración mensual por potencia y la tasa de indisponibilidad forzada de las unidades de generación térmica para el cálculo de la Potencia Firme (INDO)

2. BASE LEGAL

Artículos 1 y 3, y Capítulo VIII "Transacciones en el Mercado SPOT" del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, Decreto Supremo N° 29549 de 8 mayo de 2008, Reglamento de Organización y Funciones del CNDC aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008 y Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009

3. DEFINICIONES

Unidad Generadora Disponible. Es el estado en que una unidad generadora está en condiciones de operar comercialmente e inyectar su energía en el nodo del STI al cual se conecta

Unidad Generadora Indisponible. Es el estado o condición en que una unidad generadora no se encuentra disponible para su operación comercial, por lo que no puede inyectar energía en el nodo del Sistema Troncal de Interconexión (STI) al cual se conecta por una falla de la propia unidad, por trabajos de mantenimiento, deficiencias en el suministro de combustible, por daños físicos en las tomas de captación de agua o por cualquier otra causa o condición externa que forma parte de los elementos de producción de dicha unidad y de los elementos de conexión al nodo del STI donde inyecta su producción. La indisponibilidad comprende los estados de "Indisponibilidad forzada" (total o parcial) e "Indisponibilidad Programada" (total o parcial)

Indisponibilidad Forzada Total. La condición de Indisponibilidad Forzada Total se inicia cuando la unidad en operación entra en falla y debe ser desconectada o cuando la misma no pueda sincronizarse a requerimiento del Centro de Despacho de Carga (CDC). Esta condición termina cuando el Generador la declara disponible para la operación. De acuerdo con el artículo 3 del ROME, se considera también Indisponibilidad Forzada Total, al mantenimiento no autorizado por el CNDC.



Indisponibilidad Forzada Parcial. La condición de Indisponibilidad Forzada Parcial se inicia cuando la unidad en operación no puede entregar el 100 % de su potencia efectiva o la potencia requerida por el Centro de Despacho de Carga. Esta condición termina cuando el Generador la declara disponible para la operación con el 100% de su potencia efectiva.

En los casos en que una unidad generadora con indisponibilidad forzada es reemplazada por una unidad o unidades de generación, cuya potencia total no alcanza la potencia efectiva de la unidad reemplazada, se considera que la unidad de generación que esta siendo reemplazada se encuentra en la condición de Indisponibilidad Forzada Parcial por Reemplazo.

Indisponibilidad Programada. Es el estado en el que la unidad generadora no se encuentra disponible por razones de mantenimiento. La Indisponibilidad Programada es aplicable solamente cuando ésta forma parte de la programación mensual o semanal aprobada para el mes o semana correspondiente de acuerdo con la Norma Operativa N° 5 "Programación y Coordinación de Mantenimientos".

Indisponibilidad Programada Parcial. Es el estado cuando una unidad generadora con indisponibilidad programada es reemplazada por una unidad o unidades de generación, cuya potencia total no alcanza la potencia efectiva de la unidad reemplazada.

Operación en Base. Es el régimen de operación de una unidad generadora con alto factor de utilización durante un periodo diario, mensual o anual. Para un año, corresponde a unidades que operan más de 5,500 horas al año; es decir al menos un 63% del periodo anual.

Operación en Punta. Es el régimen de operación de una unidad generadora con bajo factor de utilización durante un periodo diario, mensual o anual. Para un año corresponden a unidades que operan menos de 1,500 horas al año; es decir menos del 17% del periodo anual.

Operación en Semibase. Es el régimen de operación de una unidad generadora que no se encuentra en ninguno de los dos casos anteriores, es decir que opera entre el 17% y 63% del periodo anual.

Horas del período (HP). Es el número de horas del período de análisis.

Horas de Servicio (HS). Es el número total de horas del período de análisis en que una unidad opera sincronizada con el Sistema (con su interruptor cerrado), con capacidad parcial o total.

Horas de Indisponibilidad Total (HIT). Es el tiempo total, en horas, del periodo de análisis en que una unidad no está disponible por cualquier causa.

Horas de Indisponibilidad Forzada Total (HIFT). Es el intervalo de tiempo en que la unidad permanece en condición de Indisponibilidad Forzada Total. La duración de una Desconexión Forzada Total es el período de tiempo que comienza cuando una unidad es desconectada del sistema por causas forzadas, o cuando, a requerimiento de ingreso de la unidad al sistema, el

Generador manifiesta su imposibilidad de hacerlo, y termina cuando haya sido declarada disponible por el Generador.

Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada Parcial (HEIFP). Es el periodo en que la unidad térmica o hidroeléctrica no puede entregar el 100% de su potencia efectiva y por lo tanto, se encuentra en la condición de indisponibilidad forzada parcial, operando con potencia limitada.

Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada por Reemplazo (HEIFR). Es el período cuando una unidad térmica o hidroeléctrica con indisponibilidad forzada es reemplazada por unidades generadoras cuya potencia total no alcanza la potencia efectiva de la unidad reemplazada y por lo tanto se encuentra en la condición de indisponibilidad forzada parcial por reemplazo, operando con potencia limitada.

Horas de Indisponibilidad Programada Total (HIPT). Es el intervalo de tiempo en el que la unidad térmica o hidroeléctrica permanece en condición de Indisponibilidad Programada.

Horas Equivalentes de Indisponibilidad Programada por Reemplazo (HEIPR). Es el período cuando una unidad térmica o hidroeléctrica con indisponibilidad programada, es reemplazada por unidades generadoras cuya potencia total no alcanza la potencia efectiva de la unidad reemplazada. Se considera que la unidad opera con potencia limitada.

Fuerza Mayor. Acontecimiento originado y/o derivado por fuerza de la naturaleza, acto o hechos de un tercero o de autoridad pública, que no ha podido ser previsto, conocido o impedido.

4. INFORMACIÓN EN CONDICIONES DE RESTRICCIÓN DE SUMINISTRO DE GAS

El Agente Generador termoeléctrico es responsable de comunicar al CNDC, con carácter informativo, las restricciones de gas a sus centrales, tanto en volumen como en tiempo. Esta información debe ser entregada al CNDC junto con su oferta de capacidad horaria para el predespacho o redespacho. El CNDC no considerará información de otras empresas que no sean agentes del mercado.

Cuando existan restricciones en el suministro de gas, los generadores afectados deberán informar, para el predespacho o redespacho de carga diario la oferta de capacidad horaria de cada una de sus unidades generadoras tomando en cuenta el volumen de gas disponible. Adicionalmente, deberán informar del racionamiento con el respaldo de cartas de la empresa que les provee el combustible, quién justificará el porqué de los racionamientos.



5. OPERACIÓN CON POTENCIA LIMITADA

La operación con Potencia Limitada se presenta cuando una unidad generadora, térmica o hidroeléctrica, se encuentra operando en condición de Indisponibilidad Forzada Parcial y no puede entregar toda su Potencia Efectiva o la requerida por el Centro de Despacho de Carga (CDC).

Los valores de potencia disponible y el periodo estimado de duración, resultado de la Indisponibilidad Forzada Parcial, deben ser informados por los Agentes Generadores inmediatamente después de ocurrido el evento.

En todos los periodos en los que una unidad generadora opera con potencia limitada, se calcularán las horas equivalentes de Indisponibilidad Forzada Parcial, las que serán incluidas en el cálculo del descuento por indisponibilidad de la unidad.

Se considera también operación con potencia limitada de una unidad generadora, cuando a requerimiento del CDC, esta no puede entregar la potencia equivalente al total de la Reserva Rotante comprometida.

En los casos que una unidad generadora se encuentre con Indisponibilidad Forzada y esté siendo reemplazada por unidades que no alcancen a cubrir la potencia efectiva de la unidad reemplazada se considera que esta unidad se encuentra operando con potencia limitada y se calcularán las Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada Parcial por Reemplazos. Cuando la unidad reemplazada se encuentra con Indisponibilidad Programada se calcularán las Horas Equivalentes de Indisponibilidad Programada por Reemplazos.

5.1. Verificación de la Potencia disponible

El CNDC podrá verificar, en cualquier momento, la potencia disponible de una unidad generadora. Para este efecto, instruirá generación con potencia máxima por un periodo de hasta una hora. Si el valor medido en ese período, en bornes del generador, es inferior a la capacidad efectiva declarada por el Agente, se considerará a la unidad con Potencia Limitada a partir de esa hora hasta que, a solicitud del Agente, se realice una nueva prueba.

5.2. Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada Parcial (HEIFP)

Para todos los periodos de operación en los que una unidad generadora térmica o hidroeléctrica opera con potencia limitada, se calcularán las Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada mediante la siguiente expresión:

$$HEIFP = \sum_{i=1}^n \left[(HLF)_i * \left(\frac{P_{ef} - P_{disp}}{P_{ef}} \right)_i \right]$$



Donde:

| | | |
|-------------------|---|--|
| HEIFP | = | Horas equivalentes de indisponibilidad forzada parcial. |
| HLF | = | Horas de operación con potencia limitada forzada |
| P _{ef} | = | Potencia Efectiva de la unidad generadora térmica o hidroeléctrica. |
| P _{disp} | = | Potencia disponible de la unidad generadora térmica o hidroeléctrica |
| i | = | Período de operación con un mismo valor de potencia limitada |
| n | = | Número de períodos de operación con potencia limitada |

5.3. Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada Parcial por Reemplazo (HEIFPR)

Para todos los períodos de operación en los que una unidad generadora térmica o hidroeléctrica con indisponibilidad forzada es reemplazada por una o más unidades generadoras en condición de PPG, cuya potencia total no alcanza la potencia efectiva de la unidad reemplazada se calculan las Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada por Reemplazo mediante la siguiente expresión:

$$HEIFPR = \sum_{i=1}^n \left[(HLR)_i * \left(\frac{P_{ef} - P_{dispr}}{P_{ef}} \right)_i \right]$$

Donde:

| | | |
|--------------------|---|--|
| HEIFPR | = | Horas equivalentes de indisponibilidad forzada parcial por reemplazo |
| HLR | = | Horas de operación del reemplazo con potencia limitada |
| P _{ef} | = | Potencia Efectiva de la unidad generadora reemplazada |
| P _{dispr} | = | Potencia disponible de la unidad o unidades generadoras térmicas o hidroeléctricas reemplazantes |
| i | = | Período de operación con un mismo valor de potencia limitada |
| n | = | Número de períodos de reemplazos |

5.4. Horas Equivalentes de Indisponibilidad Programada por Reemplazo (HEIPR)

Para los períodos en los que una unidad generadora térmica o hidroeléctrica con indisponibilidad programada es reemplazada por unidades en condición de PPG, que no alcanzan a cubrir su capacidad efectiva, se calculan las



Horas Equivalentes de Indisponibilidad Programada por Reemplazo aplicando la siguiente fórmula

$$HEIPR = \sum_{i=1}^n \left[(HLR)_i * \left(\frac{P_{ef} - P_{dispr}}{P_{ef}} \right)_i \right]$$

Donde:

HEIPR = Horas Equivalentes de Indisponibilidad Programada por Reemplazo
HLR = Horas de operación de reemplazo con Potencia limitada
P_{ef}, P_{dispr}, n = Están definidos en el numeral 5.3 de esta Norma

6. CÁLCULO DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS

6.1. Asignación del Régimen De Operación

Para determinar el régimen de operación al que corresponda cada unidad termoeléctrica, se calcula el Factor de Régimen (F_r) con la siguiente expresión:

$$F_r = \frac{HS}{(HP - HIT)}$$

Donde:

HP = Es el número total de horas de un periodo (día, mes, año, etc.)
HS y HIT = Están definidos en el numeral 3 de ésta Norma.

Si el factor Fr es igual o menor a 0.17, la unidad generadora será considerada en Régimen de Punta; si dicho factor es igual o mayor a 0.63, la unidad generadora será considerada en Régimen de Base. Las unidades que tengan el factor Fr mayores que 0.17 y menores que 0.63 serán consideradas en Régimen de Semibase.



Las unidades generadoras termoeléctricas serán definidas como unidades de base, semibase y punta en la programación de mediano plazo que se inicia en mayo y noviembre de cada año, esta condición la mantendrán durante todo el período para efecto de calcular la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF).

6.2. Cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF)

Para este cálculo, a cada unidad termoeléctrica se aplicará la condición de unidad de base, semibase o punta según el numeral 6.1.

La Tasa de Indisponibilidad Forzada media del mes correspondiente, es la medida real para el caso ex-post, o la probabilidad para el caso ex-ante, de tener la unidad en condición de desconexión forzada y/o en operación con potencia limitada. Esta tasa se calcula mediante la siguiente expresión:

$$TIF = \frac{HIFT * \left(\frac{D}{24}\right) + HEIFP}{HIFT * \left(\frac{D}{24}\right) + HS} * 100$$

Donde:

- HIFT = Horas de indisponibilidad forzada total
- HEIFP = Horas Equivalentes de indisponibilidad forzada parcial
- HS = Horas de Servicio en el mes correspondiente
- D = Duración del periodo.
D = 5 para unidades de punta,
D = 17 para unidades de semibase, y
D = 24 para unidades de base.

Para el cálculo de la TIF en los casos de reemplazos de la indisponibilidad de unidades se debe tomar en cuenta lo siguiente:

$$HIFT = (HIFT_r - HR) - (HLR - HEIFPR)$$

Donde:

- HIFT_r = Horas de indisponibilidad Forzada de la unidad reemplazada sin considerar el reemplazo
- HEIFPR = Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada parcial por reemplazo de la unidad reemplazada con potencia limitada
- HR = Horas de operación de la unidad reemplazante sin potencia limitada de la unidad reemplazada



HLR = Horas de operación de la unidad reemplazante con potencia limitada de la unidad reemplazada

El cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada se realiza sobre una base mensual obteniéndose una tasa denominada Indisponibilidad Mensual (INDMES). Para este efecto, se consideran las Horas de Indisponibilidad Forzada Total (HIFT) que incluyen los periodos de indisponibilidad por restricciones de suministro de gas, fallas de componentes de transmisión que vinculan a la unidad generadora con un nodo del STI y por causas de fuerza mayor. Así mismo, se consideran los reemplazos de unidades indisponibles con unidades en condición de PPG y su consiguiente reducción en los periodos de indisponibilidad.

6.3. Cálculo del Factor de Indisponibilidad Programada (FIP)

El factor de Indisponibilidad Programada de una unidad generadora, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$FIP = \frac{HIPT}{HP}$$

Donde:

HIPT = Horas de Indisponibilidad Programada Total
HP = Horas del Período considerado

Para el cálculo de la FIP en los casos de reemplazos de la indisponibilidad programada de unidades se debe tomar en cuenta lo siguiente:

$$HIPT = (HIPT_r - HR) - (HLR - HEIPR)$$

Donde:

HIPT_r = Horas de Indisponibilidad Programada de la unidad reemplazada sin considerar el reemplazo
HEIPR = Horas Equivalentes de Indisponibilidad Programada por reemplazo de la unidad reemplazada con potencia limitada
HR = Horas de operación de la unidad reemplazante sin potencia limitada de la unidad reemplazada
HLR = Horas de operación de la unidad reemplazante con potencia limitada de la unidad reemplazada

6.4. Porcentaje de Descuento por Indisponibilidad Forzada (%PEN) de unidades asignadas con Potencia Firme

3



El Porcentaje de Descuento por Indisponibilidad Forzada (%PEN) de unidades asignadas con Potencia Firme se determina, de acuerdo con el Artículo 69 del ROME, utilizando para cada unidad generadora termoeléctrica la siguiente expresión:

$$\%PEN = \text{Máximo de (INDMES - INDO, 0)}$$

Donde:

- % PEN = Porcentaje de descuento por indisponibilidad forzada.
INDMES = Indisponibilidad Forzada media de cada unidad generadora registrada en el mes respectivo, igual al TIF calculado en el numeral 6.2 de esta norma.
INDO = Tasa de Indisponibilidad Forzada establecida para el cálculo de la Potencia Firme térmica. Se actualiza anualmente según el procedimiento indicado en el numeral 8 de esta Norma.

6.5. Factor de Indisponibilidad Total (FITRF) de unidades asignadas con Reserva Fría

El factor de Indisponibilidad Total (Forzada más programada) para unidades asignadas con Reserva Fría se determina mediante la siguiente expresión:

$$FITRF = \frac{HIFT + HEIFP + HIPT}{HP}$$

Donde:

- FITRF = Factor de Indisponibilidad Total
HIFT = Horas de Indisponibilidad Forzada Total
HIPT = Horas de Indisponibilidad Programada Total
HEIFP = Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada Parcial
HP = Horas del Período considerado

Para el cálculo del FITRF considerando los reemplazos de indisponibilidades, se toman en cuenta las mismas expresiones para HIFT y HIPT indicadas en los numerales 6.2 y 6.3 respectivamente.

7. CÁLCULO DEL FACTOR DE INDISPONIBILIDAD TOTAL (FIT) PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS



El cálculo del Factor de Indisponibilidad Total (FIT) para un período dado se realiza de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FIT = \frac{\sum_{i=1}^n (Pef_i * (HIFT_i + HEIFP_i + HIPT_i))}{\left(\sum_{i=1}^n Pef_i \right) * HP}$$

Donde:

| | | |
|-------|---|--|
| Pef | = | Potencia efectiva de la unidad generadora |
| HIFT | = | Horas de Indisponibilidad Forzada Total |
| HIPT | = | Horas de Indisponibilidad Programada Total |
| HEIFP | = | Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada Parcial |
| n | = | Número de unidades del sistema hidroeléctrico |
| HP | = | Número de horas del periodo considerado |

Para el cálculo del FIT tomando en cuenta los reemplazos de indisponibilidades, se consideran las mismas expresiones para HIFT y HIPT indicadas en los numerales 6.2 y 6.3 respectivamente.

8. CÁLCULO DE LA INDISPONIBILIDAD FORZADA ESTABLECIDA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME TÉRMICA (INDO)

El período a considerar para el cálculo de la tasa INDO será de 20 años, que corresponde a la vida útil de una unidad térmica a gas. Este periodo se divide en dos subperiodos, el primero corresponde al periodo de registros acumulados a partir del año 1997 o a partir de la fecha de ingreso en operación comercial de la unidad de generación y el segundo a la diferencia entre los 20 años y los años acumulados.

- La tasa INDO correspondiente al primer subperíodo de "n" años, será calculada por el CNDC en base a los registros históricos de cada unidad de acuerdo con la expresión del numeral 6.2 de esta Norma.
- La tasa INDO correspondiente al segundo subperíodo de "20 - n" años será la informada por los Generadores sobre la base de los datos del fabricante de la unidad.
- La tasa INDO final, aplicable a las unidades generadoras se determina con la siguiente expresión:

$$INDO = \frac{INDO_{(subperíodo 1)} * n + INDO_{(subperíodo 2)} * (20 - n)}{20}$$



Donde:

| | |
|--------------------------------|---|
| INDO _(subperiodo 1) | Es la tasa acumulada al año en que se realiza el cálculo. |
| INDO _(subperiodo 2) | Es la tasa informada por el Agente Generador |
| n | Es el número de años de registros históricos a partir del año 1997. |

El CNDC calculará e informará oportunamente a los Generadores el valor de la Tasa de Indisponibilidad Forzada registrada cada año. En dicho cálculo, no se deberá tomar en cuenta los periodos de indisponibilidad por restricciones de suministro de gas, por fallas de componentes de transmisión que vinculan a la unidad con un nodo del STI, por extensión de mantenimientos, por mantenimientos no autorizados, causas de fuerza mayor ni los efectos por reemplazos de unidades generadoras.

Las tasas de Indisponibilidad Forzada registradas se calcularán para años calendario, independientemente de la fecha de ingreso en operación comercial de la unidad.

9. VIGENCIA

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

10. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.



ANEXO 2

NORMA OPERATIVA N° 10

TRANSACCIONES ECONÓMICAS DE AGENTES DEL MEM QUE OPERAN FUERA DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN

1. OBJETIVO

Determinar la metodología para las transacciones económicas de energía, potencia y peajes de Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que operan fuera del Sistema Troncal de Interconexión (STI).

2. BASE LEGAL

Artículos 16, 18 y 30 de la Ley N° 1604, de Electricidad de 21 de diciembre de 1994. Artículos 21, 66, 78 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001. Artículos 28, 37 al 41 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado mediante Decreto Supremo 26094 de 2 de marzo de 2001, 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.

3. DEFINICIONES

Punto de Conexión. Es el primer punto de conexión de un Generador o Consumidor al SIN antes de los retiros o inyecciones de otros Agentes del Mercado Mayorista y/o las instalaciones de Agentes Transmisores fuera del STI. Los Puntos de Conexión deben ser definidos por los Agentes involucrados y aprobados por el Comité Nacional de Despacho Carga (CNDC). Además deberán cumplir con los requerimientos especificados para la instalación de equipos de medición al sistema de medición comercial del Mercado Mayorista (Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial") y lo establecido en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

Nodo de Vinculación al STI. Es el nodo del STI al cual un Punto de Conexión está vinculado a través de instalaciones de transmisión no pertenecientes al STI. Un generador y/o un consumidor cuyo punto de conexión está fuera del STI, realiza transacciones económicas aplicando su inyección y/o retiro (medidos en el punto de conexión) al nodo del STI al que está vinculado.

Cuando el Punto de Conexión y el Nodo de Vinculación estén conectados por medio de instalaciones de un Agente transmisor fuera del STI, las inyecciones o retiros (medidos en el punto de conexión) deben ser referidos al Nodo de Vinculación al STI incluyendo las pérdidas por transmisión correspondientes a las instalaciones de este Agente Transmisor.

Central Generadora sumergida. Es una central que, vinculada a un nodo del

STI a través de instalaciones de transmisión no pertenecientes al STI, no inyecta energía al STI. El efecto de estas centrales es reducir la demanda en el nodo de vinculación al STI, por lo que equivale a una inyección en dicho nodo.

Central Generadora flotante. Es una central que, vinculada a un nodo del STI a través de instalaciones de transmisión no pertenecientes al STI, inyecta energía al STI.

En este caso, además de reducir la demanda en el nodo de vinculación al STI, realiza una inyección efectiva de energía al STI en dicho nodo; por lo tanto, la inyección de esta central es igual a la efectiva más la equivalente a la reducción de la demanda en el nodo del STI.

En función al comportamiento de la demanda en las instalaciones de transmisión fuera del STI una central vinculada al STI por dicho sistema, puede comportarse como central flotante o sumergida.

4. VALORIZACIÓN DE TRANSACCIONES DE AGENTES DEL MERCADO FUERA DEL STI

4.1 Principios

- a) La energía inyectada/retirada en un Punto de Conexión se considerará como energía inyectada/retirada en el Nodo de Vinculación al STI correspondiente.
- b) En un Nodo de Vinculación, la inyección total será igual a la suma algebraica de las inyecciones en los Puntos de Conexión más las inyecciones de los generadores conectados directamente en el nodo.
- c) En un Nodo de Vinculación, el retiro total será igual a la suma algebraica de los retiros en los Puntos de Conexión más los retiros directos en el nodo de vinculación.

4.2 Energía

4.2.1 Central Generadora Sumergida:

Cuando una Central Generadora opera en condición de sumergida, el flujo de energía es del Nodo de Vinculación en el STI hacia la carga. En estas circunstancias la valorización de las inyecciones y retiros se realizan como: (Ver inciso a) del Sub-Anexo).

Generador: Inyecciones (M1) a precios de Nodo STI (nodo de vinculación)
Consumos: Retiros (M1 + M2) a precios de Nodo STI (nodo de vinculación)

Adicionalmente, cuando corresponda, el Generador deberá cubrir los siguientes costos de transporte:



- Por uso de instalaciones del STI (Artículo 28 del RPT)
- Por uso de instalaciones de transmisión fuera del STI, incluyendo el costo de pérdidas medias cuando corresponda (Artículos 37 y 38 del RPT)

4.2.2 Central Generadora Flotante:

Cuando una Central Generadora opera en condición de flotante, el flujo de energía va en dirección de la carga hacia el Nodo de Vinculación en el STI, esto significa que la demanda de los consumos es menor a la inyección del Generador. En estas circunstancias la valorización de las inyecciones y retiros se realizan como: (*Ver inciso b) del Sub-Anexo*).

Generador: Inyecciones (M1) a precios de Nodo STI (nodo de vinculación)

Consumos: Retiros (M1 - M2) a precios de Nodo STI (nodo de vinculación)

Adicionalmente, cuando corresponda, el Generador deberá cubrir los siguientes costos de transporte:

- Por uso de instalaciones del STI (Artículo 28 del RPT)
- Por uso de instalaciones de transmisión fuera del STI, incluyendo el costo de las pérdidas medias cuando corresponda (Artículos 37 y 38 del RPT)

4.2.3 Consumidor No Regulado o Distribuidor:

Un Consumidor No Regulado o Distribuidor que opera fuera del STI, puede vincularse al STI en el Punto de Conexión establecido, a través de instalaciones de transmisión fuera del STI de su propiedad, de otro Distribuidor, de un Transmisor o de ambos. (*Ver Sub-Anexo*)

- a) Caso de instalaciones de transmisión fuera del STI de propiedad de otro Distribuidor (A):

Consumidor No Regulado o Distribuidor B: Retiros (M2) a precios del Nodo del STI

Distribuidor A: Retiros (M1 - M2) a precios del Nodo del STI

Los costos adicionales atribuibles al Consumidor No Regulado o Distribuidor B son los siguientes:

- Costos de transporte por uso de instalaciones del STI (Artículo 28 del RPT).



ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 060/2010
La Paz, 2 de marzo de 2010

- Costos de transporte por uso de instalaciones de transmisión fuera del STI, incluyendo el costo de las pérdidas medias cuando corresponda (Artículos 37 y 38 del RPT).

Al definir el punto de Conexión (M2) para el Consumidor No Regulado o Distribuidor B, el Distribuidor A asume las pérdidas ocasionadas por el transporte de la energía desde M1 hasta dicho punto de entrega. Estas pérdidas forman parte del Costo por uso de las instalaciones de distribución. Ver inciso c) del Sub-Anexo.

- b) Caso de instalaciones de transmisión fuera del STI de propiedad del Consumidor No Regulado o Distribuidor:

En este caso el punto de conexión se establece directamente en el nodo de vinculación al STI. La valorización de los retiros de energía del Consumidor No Regulado o Distribuidor se realiza de la siguiente manera Ver inciso d) del Sub-Anexo.

Consumidor No Regulado o Distribuidor: Retiros (M1) a precios del Nodo del STI

Los costos adicionales atribuibles al Consumidor No Regulado o Distribuidor son los siguientes:

- Costos de transporte por uso de instalaciones del STI (Artículo 28 del RPT)
- c) Caso de instalaciones de transmisión fuera del STI de propiedad de un Agente Transmisor:

La valorización de los retiros de energía del Consumidor No Regulado o Distribuidor se realiza de la siguiente manera:

*Consumidor No Regulado: Retiros $M_1 * \left(\frac{M_2}{M_2 + M_3} \right)$ a precios del Nodo del STI*

*Distribuidor: Retiros $M_1 * \left(\frac{M_3}{M_2 + M_3} \right)$ a precios del Nodo del STI*

Los costos adicionales atribuibles al Consumidor No Regulado o Distribuidor son los siguientes:

- Costos de transporte por uso de instalaciones del STI (Artículo 28 del RPT)



- Costos de transporte por uso de instalaciones de transmisión fuera del STI (Artículos 37 y 38 del RPT)

Ver inciso e) del Sub-Anexo.

- d) Caso de instalaciones de transmisión fuera del STI de propiedad de otro Distribuidor (A) y de un Agente Transmisor:

En este caso se deberá determinar los puntos de conexión considerando los tres casos descritos anteriormente y en cumplimiento de los principios indicados en el punto 4.1.

4.3 Potencia

Para fines de remuneración y pago de la potencia se consideran los siguientes casos:

4.3.1 Central Generadora

La potencia efectiva para el cálculo de la Potencia Firme será igual a la potencia efectiva en los Puntos de Conexión al SIN. Para este efecto, se descontarán de la potencia efectiva en bornes de la central, las pérdidas equivalentes entre la central y el Punto de Conexión de la central al SIN para condiciones de máxima generación.

Cuando el sistema de transmisión fuera del STI no sea capaz de transportar la Potencia Firme de una central, se disminuirá esta potencia hasta el nivel máximo de transmisión.

La Potencia Firme resultante será valorizada con el precio correspondiente al Nodo de Vinculación de la central al STI

4.3.2 Consumidor No Regulado o Distribuidor operando fuera del STI

La Potencia de Punta para los casos 4.2.3.a) y 4.2.3.b) es igual a la demanda coincidente con la Potencia de Punta del SIN registrada en los Puntos de Conexión del Consumidor No Regulado o Distribuidor.

La Potencia de Punta para el caso 4.2.3.c) es igual a la demanda coincidente con la Potencia de Punta del SIN registrada en el nodo de vinculación del Consumidor No Regulado y/o Distribuidor. Esta Potencia de Punta se asigna en función a las demandas coincidentes con la Potencia de Punta del SIN registradas en los puntos de conexión del Consumidor No Regulado y/o Distribuidor.

La valorización de dicha Potencia de Punta se realiza a los precios del Nodo de Vinculación con el STI correspondiente.

5. PEAJES

5.1 Peajes en el Sistema Troncal Interconectado (STI)

Para la asignación y el pago de peajes se considera la energía inyectada por los generadores y la Potencia de Punta conectada en los nodos de vinculación con el STI correspondiente a cada Agente que opera fuera del STI; de acuerdo con lo indicado en el punto 4.3 de esta Norma.

La valorización de las transacciones por peajes para el STI, se efectúa de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.

5.2 Peajes por Instalaciones de Transmisión Fuera del STI

La remuneración de estas instalaciones se debe realizar de acuerdo a lo indicado en los Artículos 37, 38, 39, 40 y 41 del RPT.

La remuneración de instalaciones de transmisión fuera del STI de propiedad de Agentes Distribuidores y/o Consumidores No Regulados no debe ser incluida en las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

La remuneración de instalaciones de transmisión fuera del STI de propiedad de Agentes Transmisores forma parte de las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

6. VIGENCIA

La presente norma entrará en vigencia una vez aprobada por el CNDC y por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

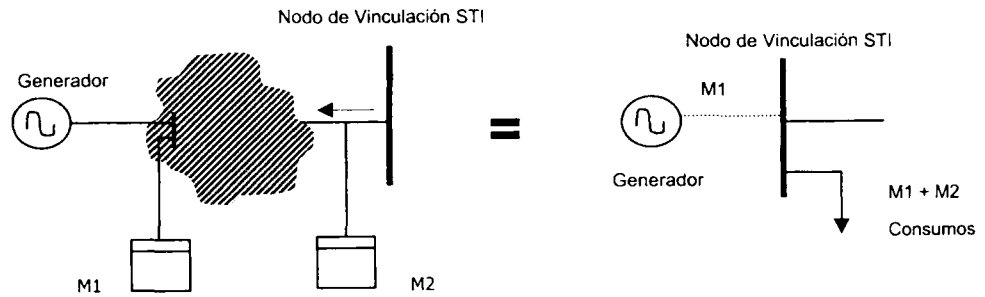
7. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

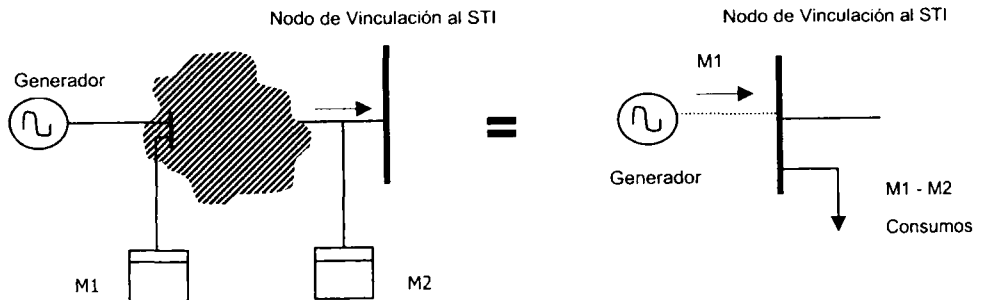


SUB - ANEXO

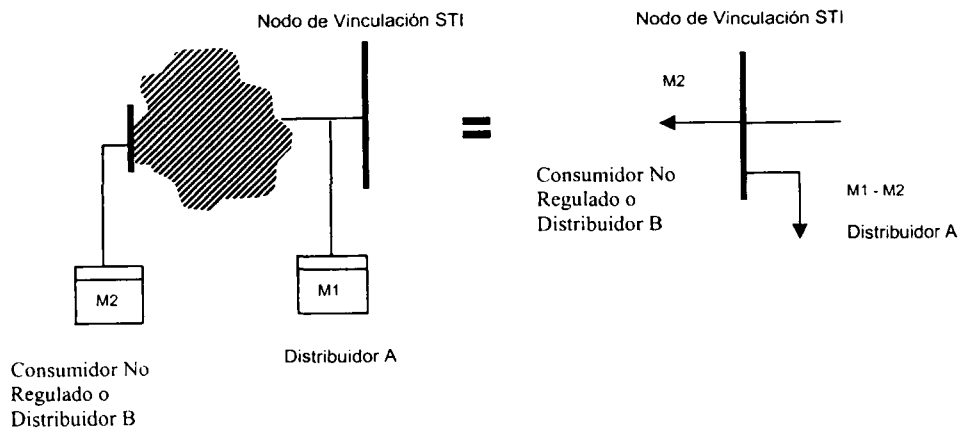
a) CENTRAL SUMERGIDA



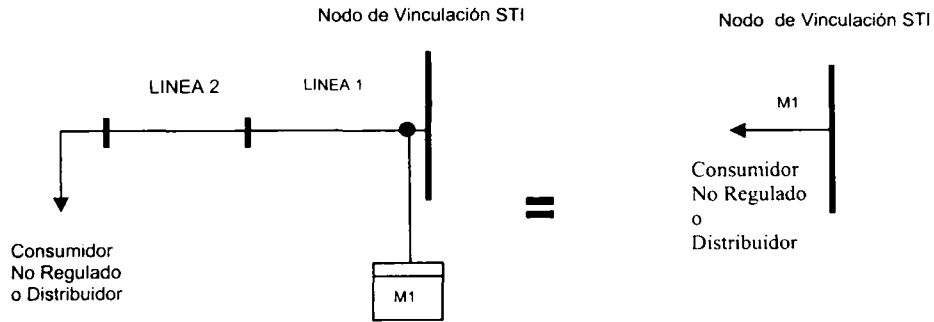
b) CENTRAL FLOTANTE



c) CONSUMIDOR NO REGULADO EN RED DE DISTRIBUCIÓN



d) CONSUMIDOR NO REGULADO SIN RED DE DISTRIBUCIÓN



e) CONSUMIDOR NO REGULADO Y/O DISTRIBUIDOR A TRAVÉS DE UN AGENTE TRANSMISOR

