

**TRÁMITE:** Modificación de la Norma Operativa N° 7 "Indisponibilidad de Unidades Generadoras" propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**SÍNTESIS RESOLUTIVA:** Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 7 "Indisponibilidad de unidades de generación", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de conformidad al Anexo de la presente Resolución.

**VISTOS:**

La Resolución AE N° 060/2010 de 2 de marzo de 2010; la Resolución AE N° 061/2011 de 14 de febrero de 2011; la Resolución CNDC 336/2014-3 de 29 de agosto de 2014; la nota con Registro N° 9180 recepcionada el 1° de septiembre de 2014; el Informe AE DPT N° 685/2014 de 22 de octubre de 2014; todo lo que ver convino, se tuvo presente, y

**CONSIDERANDO: (Antecedentes)**

Que mediante Resolución AE N° 060/2010 de 2 de marzo de 2010, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) aprobó las Normas Operativas N° 7 y N° 10 referida a la "Indisponibilidad de Unidades Generadoras" y a las "Transacciones Económicas de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)", respectivamente.

Que mediante Resolución AE N° 061/2011 de 14 de febrero de 2011, la AE aprobó la modificación a la Norma Operativa N° 7 "Indisponibilidad de unidades generadoras", presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), dejando sin efecto la Resolución AE N° 060/2010 de 2 de marzo de 2010.

Que mediante Resolución CNDC 336/2014-3 de 29 de agosto de 2014, el Comité de Representantes al CNDC, aprobó el Informe del Grupo de Trabajo para la Revisión de la Norma Operativa N° 7 "Indisponibilidad de unidades generadoras".

Que mediante nota CNDC 1759-14 recepcionada con Registro N° 9180 el 1° de septiembre de 2014, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) remitió a esta Autoridad la propuesta de Modificación a la Norma Operativa N° 7 "Indisponibilidad de unidades generadoras".

Que el Informe AE DPT N° 685/2014 de 22 de octubre de 2014, recomienda aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 7 "Indisponibilidad de unidades de generación", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**CONSIDERANDO: (Marco Legal)**

Que el artículo 18 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, determina: "Créase el Comité Nacional de Despacho de Carga, responsable de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional. (...)"

Que el artículo 30 de la Ley N° 1604 de 21 de septiembre de 1994 de Electricidad, dispone: "El Titular tiene las siguientes obligaciones:



### 1. En el caso de la Generación:

(...) d) *Presentar la información técnica y económica a la Superintendencia de Electricidad, al Comité Nacional de Despacho de Carga, y otras autoridades competentes, en la forma y plazos fijados de acuerdo a reglamento;*

g) *Acatar y cumplir las instrucciones del Comité Nacional de Despacho de Carga, en el caso de Titulares que operen en el Sistema Interconectado Nacional; (...)*”.

Que el artículo 1 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, define: “*Norma Operativa. Es la Norma elaborada por el Comité y aprobada por la Superintendencia de Electricidad para establecer los procedimientos y metodologías de detalle para operar el sistema y administrar el Mercado, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento*”.

Que el inciso h) del artículo 3 del ROME, dispone entre las funciones del CNDC: “*Elaborar Normas Operativas, obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento. (...)*”.

Que el artículo 4 del ROME, dispone: “*Las Normas Operativas que este Reglamento u otro Reglamento de la Ley de Electricidad definan como de elaboración obligatoria por el Comité dentro de los principios y criterios establecidos en el marco legal correspondiente, deberán cumplir el siguiente procedimiento para su aprobación:*

- a) *El Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará a la Superintendencia con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos para su conocimiento.*
- b) *La Superintendencia analizará y aprobará el proyecto dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual podrá requerir al Comité las modificaciones que considere necesarias, mismas que serán remitidas con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos”.*

Que el Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008, aprueba el Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Que de acuerdo al artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, las competencias de la AE, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al presente Decreto Supremo, son las siguientes:

- b) *Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.*
- c) *Implementar los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.*
- m) *Requerir a las personas naturales o jurídicas y otros entes relacionados al sector de electricidad, información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y publicar estadísticas sobre las actividades de los sectores.*

DIRECCION LEGAL  
D.A.R.P.  
V.O.D.O.



n) Otras atribuciones que le señalen normas aplicables de igual o mayor jerarquía.”

**CONSIDERANDO: (Análisis)**

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, mediante Informe AE DPT N° 685/2014 de 22 de octubre de 2014, estableció lo siguiente:

**“3. ANÁLISIS DE MODIFICACIÓN A LA NORMA OPERATIVA N° 7 “INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES DE GENERACION”**

La propuesta de modificación a la Norma Operativa N° 7 “Indisponibilidad de unidades de generación” remitida por el CNDC, presenta cambios, complementaciones y modificaciones respecto a la Norma Operativa N° 7 vigente, la cual fue aprobada mediante Resolución AE N° 061/2011 de 14 de febrero de 2011; en este sentido, a continuación se analiza la propuesta de modificación de dicha Norma Operativa de acuerdo a lo siguiente:

**3.1 Modificación en el Punto 3 de la Norma Operativa N° 7 (Definiciones)**

**TABLA 1.- MODIFICACIÓN PUNTO 3 DE LA NORMA OPERATIVA N° 7**

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p><b>3. DEFINICIONES</b></p> <p><b>Unidad Generadora Disponible.</b> Es el estado en que una unidad generadora <u>está</u> en condiciones de operar <u>comercialmente</u> e inyectar su energía en el nodo del STI al cual se conecta.</p> <p><b>Unidad Generadora Indisponible.</b> Es el estado o condición en que una unidad generadora no se encuentra disponible <u>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).</u></p> <p><b>Indisponibilidad Forzada Total.</b> <u>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</u></p>	<p><b>3. DEFINICIONES</b></p> <p><b>Disponible.</b> Es el estado en el que una unidad generadora <u>se encuentra</u> en condiciones de operar e inyectar energía en el nodo del Sistema Troncal de Interconexión (STI) al cual se conecta.</p> <p><b>Indisponible.</b> Es <u>el</u> estado o condición en el que una unidad generadora no se encuentra disponible <u>o presenta restricciones operativas, considerándose como “Indisponibilidad forzada” (total o parcial) o “Indisponibilidad Programada” (total o parcial). Éstas pueden ser ocasionadas 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.</u></p> <p><b>Indisponibilidad Forzada Total.</b> <u>Es el estado o condición que se presenta cuando una 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). De acuerdo con el artículo 14 del Decreto Supremo N° 29624, se considera también Indisponibilidad Forzada Total, al mantenimiento no autorizado por el CNDC.</u></p>







Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p><i>Indisponibilidad Forzada Total, al mantenimiento no autorizado por el CNDC.</i></p> <p><b>Indisponibilidad Forzada Parcial.</b> <u>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.</u></p> <p><i>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 está siendo reemplazada se encuentra en la condición de Indisponibilidad Forzada Parcial por Reemplazo.</i></p> <p><b>Indisponibilidad Programada.</b> <u>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".</u></p> <p><b>Indisponibilidad Programada Parcial.</b> <u>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.</u></p> <p><b>Horas de Indisponibilidad Forzada Total (HIFT).</b> <u>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.</u></p> <p><b>Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada por Reemplazo (HEIFR).</b> <u>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</u></p>	<p><b>Indisponibilidad Forzada Parcial.</b> <u>Es el estado o condición que se presenta cuando una unidad en operación no puede entregar el 100% de su potencia efectiva o la potencia que le sea requerida por el Centro de Despacho de Carga.</u></p> <p><i>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 está siendo reemplazada se encuentra en la condición de Indisponibilidad Forzada Parcial por Reemplazo.</i></p> <p><b>Indisponibilidad Programada.</b> <u>Es el estado que se presenta cuando 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".</u></p> <p><b>Indisponibilidad Programada Parcial.</b> <u>Es el estado que se presenta 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.</u></p> <p><b>Horas de Reserva Parada (HRP).</b> <u>Es el número de horas del período de análisis en que una unidad se encuentra disponible y no se encuentra sincronizada al Sistema, debido a que no fue convocada por el despacho de carga.</u></p> <p><b>Horas de Indisponibilidad Forzada Total (HIFT).</b> <u>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 o por autorización del CNDC en caso de tratarse de indisponibilidades forzadas totales prolongadas establecidas en el numeral 6 de esta Norma Operativa.</u></p>





Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p>reemplazada y por lo tanto se encuentra en la condición de indisponibilidad forzada parcial por reemplazo, operando con potencia limitada.</p> <p><b>Horas Equivalentes de Indisponibilidad Programada por Reemplazo (HEIPR).</b> 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.</p> <p><b>Fuerza Mayor.</b> 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.</p>	<p><b>Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada por Reemplazo (HEIFR).</b> Es el período cuando una unidad térmica o hidroeléctrica con indisponibilidad forzada es reemplazada por <u>una o más</u> unidades generadoras <u>en condición de PPG</u>, 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.</p> <p><b>Horas Equivalentes de Indisponibilidad Programada por Reemplazo (HEIPR).</b> Es el período cuando una unidad térmica o hidroeléctrica con indisponibilidad programada, es reemplazada por <u>una o más</u> unidades generadoras <u>en condición de PPG</u>, cuya potencia total no alcanza la potencia efectiva de la unidad reemplazada. Se considera que la unidad opera con potencia limitada.</p>

Fuente: Propio del Informe

**Análisis AE:** En las definiciones se ha incluido las Horas de Reserva Parada (HRP) con el cual se determinará el Factor de Reserva Parada (FRP), con el objeto de modular razonablemente la Tasa de Indisponibilidad Forzada Media (INDMES); por otra parte, se ha considerado la culminación de las Horas de Indisponibilidad Forzada Total (HIFT) cuando el generador estime que la Indisponibilidad Forzada se prolongue por más de 15 días y la misma de manera justificada al CNDC.

Respecto a las Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada por Reemplazo (HEIFR) y las Horas Equivalentes de Indisponibilidad Programada por Reemplazo (HEIPR), se aclara en la Propuesta de Norma, que el reemplazo de unidades debe realizarse con unidades en condición PPG, ya que las mismas forman parte del parque generador condición de acuerdo al artículo 1 del ROME.

**3.2 Modificación en el Punto 4 de la Norma Operativa N° 7 (Información en condiciones de restricción de suministro de combustible.**

**TABLA 2.- MODIFICACIÓN PUNTO 4 DE LA NORMA OPERATIVA N° 7**

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p><b>6. INFORMACIÓN EN CONDICIONES DE RESTRICCIÓN DE SUMINISTRO DE GAS</b></p> <p>El Agente Generador termoeléctrico es responsable de comunicar al CNDC, con carácter informativo, las restricciones de <u>gas</u> a sus centrales, <u>tanto en volumen como en tiempo.</u></p>	<p><b>4. INFORMACIÓN EN CONDICIONES DE RESTRICCIÓN DE SUMINISTRO DE GAS</b></p> <p>El Agente Generador termoeléctrico es responsable de comunicar al CNDC, con carácter informativo, las restricciones de <u>combustible</u> a sus centrales, <u>en tiempo y en volumen ó según</u></p>

*Handwritten marks: a large 'A' and a vertical line.*







Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p>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.</p> <p>Cuando existan restricciones en el suministro de <u>gas</u>, 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 <u>gas</u> 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.</p>	<p><u>corresponda, otro tipo de parámetro de medida.</u> 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.</p> <p>Cuando existan restricciones en el suministro de <u>combustible</u>, 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 <u>ó según corresponda, otro tipo de parámetro de medida de combustible</u> 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.</p>

Fuente: Propio del Informe

Como se observa, son ajustes de forma y aclaratorios, por lo que esta Autoridad no tiene observación a la misma.

### 3.3 Modificación en el Punto 6 de la Norma Operativa N° 7 (Cálculo de los factores de Indisponibilidad de unidades generadoras termoeléctricas)

**TABLA 3.- MODIFICACIÓN PUNTO 6 DE LA NORMA OPERATIVA N° 7**

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p><b>6. CÁLCULO DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS</b></p> <p><b>6.1. Asignación del Régimen De Operación</b></p> <p>Para determinar el régimen de operación al que corresponda cada unidad termoeléctrica, se calcula el Factor de Régimen (Fr) con la siguiente expresión</p> $F_r = \frac{HS}{(HP - HIT)}$ <p>Donde:</p> <p>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.</p> <p>Si el factor Fr es igual o menor a 0.17, la unidad generadora será considerada en Régimen de</p>	<p><b>6. <u>TRATAMIENTO DE INDISPONIBILIDADES FORZADAS TOTALES PROLONGADAS</u></b></p> <p><u>Cuando se estime una indisponibilidad forzada total mayor a 15 días calendario, ocasionada por una falla fortuita, en un plazo no mayor a 20 días calendario o el día hábil siguiente, el Agente debe emitir un Informe Técnico, comunicando la causa de la falla, daños y el periodo de indisponibilidad estimado, para que sea evaluado por el CNDC.</u></p> <p><u>En función al resultado de la evaluación, el CNDC autorizará el cambio del estado de la Indisponibilidad Forzada por Indisponibilidad Programada y la incluirá en la siguiente programación semanal de mantenimientos considerada a partir de la fecha de recepción del citado Informe.</u></p> <p><b>7. CÁLCULO DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS</b></p> <p><b>7.1. Asignación del Régimen De Operación</b></p>







Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p>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 <math>F_r</math> mayores que 0.17 y menores que 0.63 serán consideradas en Régimen de Semibase.</p> <p>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 periodo para efecto de calcular la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF).</p> <p><b>6.2. Cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF)</b></p> <p><u>Para este cálculo, a cada unidad termoeléctrica se aplicará la condición de unidad de base, semibase o punta según el numeral 6.1.</u></p> <p>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:</p> $TIF = \frac{HIFT * \left(\frac{D}{24}\right) + HEIFP}{HIFT * \left(\frac{D}{24}\right) + HS} * 100$ <p>Dónde:</p> <p>HIFT = Horas de indisponibilidad forzada total HEIFP = Horas Equivalentes de indisponibilidad forzada parcial HS = Horas de Servicio en el mes correspondiente <u>D = Duración del periodo.</u> <u>D = 5 para unidades de punta.</u> <u>D = 17 para unidades de semibase, y</u> <u>D = 24 para unidades de base.</u></p> <p>Para el cálculo de la TIF en los casos de reemplazos de la indisponibilidad de unidades se debe tomar en cuenta lo siguiente:</p> $HIFT = (HIFT_r - HR) - (HLR - HEIFPR)$ <p>Dónde:</p> <p>HIFT<sub>r</sub> = Horas de indisponibilidad Forzada de la unidad reemplazada sin considerar el reemplazo</p>	<p>Para determinar el régimen de operación al que corresponda cada unidad termoeléctrica, se calcula el Factor de Régimen (<math>F_r</math>) con la siguiente expresión</p> $F_r = \frac{HS}{(HP - HIT)}$ <p>Dónde:</p> <p>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.</p> <p>Si el factor <math>F_r</math> 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 <math>F_r</math> mayores que 0.17 y menores que 0.63 serán consideradas en Régimen de Semibase.</p> <p>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 periodo para efecto de calcular la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF).</p> <p><b>7.2 Cálculo del Factor de Reserva Parada (FRP)</b></p> <p><u>El Factor de Reserva Parada, se determina a partir de la siguiente expresión:</u></p> $FRP = 1 - (HIFT + HIP + HS) / HP$ <p>Dónde:</p> <p>HIFT = Horas de indisponibilidad forzada total HIP = Horas de indisponibilidad programada total HS = Horas de Servicio en el periodo de análisis HP = Horas del Periodo de análisis</p> <p><b>7.3 Cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF)</b></p> <p>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</p>

*Handwritten marks: a blue checkmark and a blue scribble.*







Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p>HEIFPR= Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada parcial por reemplazo de la unidad reemplazada con potencia limitada</p> <p>HR = Horas de operación de la unidad reemplazante sin potencia limitada de la unidad reemplazada</p> <p>HLR = Horas de operación de la unidad reemplazante con potencia limitada de la unidad reemplazada</p> <p><u>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 combustible, 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.</u></p> <p><b>6.3 Cálculo del Factor de Indisponibilidad Programada (FIP)</b></p> <p>El factor de Indisponibilidad Programada de una unidad generadora, se calcula mediante la siguiente expresión:</p> $FIP = \frac{HIPT}{HP}$ <p>Donde:</p> <p>HIPT = Horas de Indisponibilidad Programada Total</p> <p>HP = Horas del Período considerado</p> <p>Para el cálculo de la FIP en los casos de reemplazos de la indisponibilidad programada de unidades se debe tomar en cuenta lo siguiente:</p> $HIPT = (HIPT_r - HR) - (HLR - HEIPR)$ <p>Donde:</p> <p>HIPT<sub>r</sub> = Horas de Indisponibilidad Programada de la unidad reemplazada sin considerar el reemplazo</p> <p>HEIPR = Horas Equivalentes de Indisponibilidad Programada por reemplazo de la unidad reemplazada con potencia limitada</p>	<p>potencia limitada. Esta tasa se calcula mediante la siguiente expresión:</p> $TIF = \frac{HIFT + HEIFP}{HIFT + HS}$ <p>Donde:</p> <p>HIFT = Horas de indisponibilidad forzada total</p> <p>HEIFP = Horas Equivalentes de indisponibilidad forzada parcial</p> <p>HS = Horas de Servicio en el periodo correspondiente</p> <p>Para el cálculo de la TIF en los casos de reemplazos de la indisponibilidad de unidades se debe tomar en cuenta lo siguiente:</p> $HIFT = (HIFT_r - HR) - (HLR - HEIFPR)$ <p>Donde:</p> <p>HIFT<sub>r</sub> = Horas de indisponibilidad Forzada de la unidad reemplazada sin considerar el reemplazo</p> <p>HEIFPR = Horas Equivalentes de Indisponibilidad Forzada parcial por reemplazo de la unidad reemplazada con potencia limitada</p> <p>HR = Horas de operación de la unidad reemplazante sin potencia limitada de la unidad reemplazada</p> <p>HLR = Horas de operación de la unidad reemplazante con potencia limitada de la unidad reemplazada</p> <p><b>7.4. Cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada Media (INDMES)</b></p> <p><u>El cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada Media se obtiene considerando la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) y el Factor de Reserva Parada (FRP), conforme a lo siguiente:</u></p> $INDMES = TIF * (1 - FRP)$ <p>Donde:</p> <p>TIF = Tasa de Indisponibilidad Forzada</p> <p>FRP = Factor de Reserva Parada</p> <p>Para el cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada Media, se deben considerar los periodos de indisponibilidad por restricciones de suministro</p>

*(Handwritten signatures and stamps)*

DIRECCIÓN LEGAL  
V.B.





Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p>HR = Horas de operación de la unidad reemplazante sin potencia limitada de la unidad reemplazada</p> <p>HLR = Horas de operación de la unidad reemplazante con potencia limitada de la unidad reemplazada</p> <p><b>6.4. Porcentaje de Descuento por Indisponibilidad Forzada (%PEN) de unidades asignadas con Potencia Firme</b></p> <p>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:</p> $\%PEN = \text{Máximo de (INDMES - INDO, 0)}$ <p>Donde:</p> <p>% PEN = Porcentaje de descuento por indisponibilidad forzada.</p> <p>INDMES = Indisponibilidad Forzada media de cada unidad generadora <u>registrada en el mes respectivo, igual al TIF calculado en el numeral 6.2 de esta norma.</u></p> <p>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.</p>	<p><u>de combustible, 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.</u></p> <p><b>7.5. Cálculo del Factor de Indisponibilidad Programada (FIP)</b></p> <p>El factor de Indisponibilidad Programada de una unidad generadora, se calcula mediante la siguiente expresión:</p> $FIP = \frac{HIPT}{HP}$ <p>Donde:</p> <p>HIPT = Horas de Indisponibilidad Programada Total</p> <p>HP = Horas del Período considerado</p> <p>Para el cálculo de la FIP en los casos de reemplazos de la indisponibilidad programada de unidades se debe tomar en cuenta lo siguiente:</p> $HIPT = (HIPT_r - HR) - (HLR - HEIPR)$ <p>Donde:</p> <p>HIPT<sub>r</sub> = Horas de Indisponibilidad Programada de la unidad reemplazada sin considerar el reemplazo</p> <p>HEIPR = Horas Equivalentes de Indisponibilidad Programada por reemplazo de la unidad reemplazada con potencia limitada</p> <p>HR = Horas de operación de la unidad reemplazante sin potencia limitada de la unidad reemplazada</p> <p>HLR = Horas de operación de la unidad reemplazante con potencia limitada de la unidad reemplazada</p> <p><u>El cálculo del Factor de Indisponibilidad Programada se realiza considerando las Horas de Indisponibilidad programada, incluyendo los periodos de indisponibilidad por extensiones de mantenimiento.</u></p> <p><b>7.6. Porcentaje de Descuento por indisponibilidad Forzada (%PEN) de unidades asignadas con Potencia Firme</b></p>

Handwritten signature and stamp of the Director General.





Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
	<p>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:</p> $\%PEN = \text{Máximo de (INDMES - INDO, 0)}$ <p>Donde:</p> <p><u>% PEN</u> = Porcentaje de descuento por indisponibilidad forzada. INDMES = Indisponibilidad Forzada media de cada unidad generadora. INDO = Tasa de Indisponibilidad Forzada establecida para el cálculo de la Potencia Firme térmica. Se actualiza anualmente según el procedimiento indicado en el numeral <u>9</u> de esta Norma.</p>

**ANÁLISIS AE:** En la propuesta, se adicionó el punto 6 "Tratamiento de Indisponibilidades Forzadas Programadas", con el objeto de que las fallas por salidas forzadas puedan ser evaluadas por el agente generador y se pueda programar su intervención, de forma tal que se pueda cambiar el estado de Indisponibilidad Forzada por Indisponibilidad Programada, situación que debe justificarse ante el CNDC para su evaluación y autorización si corresponde, con esto se agilizaría la gestión de mantenimientos del generador beneficiando al mercado eléctrico, criterio que se considera razonable; sin embargo, para su mejor comprensión se propone que el punto 6 de la propuesta de norma, se redacte con el siguiente texto:

"Cuando se estime una indisponibilidad forzada total mayor a 15 días calendario, ocasionada por una falla fortuita, el Agente en un plazo no mayor a 20 días calendario, en día hábil debe presentar un Informe Técnico, comunicando la causa de la falla, los daños y el periodo de indisponibilidad estimado, para que sea evaluado por el CNDC. En función al resultado de la evaluación, el CNDC autorizará el cambio del estado de Indisponibilidad Forzada por Indisponibilidad Programada y la incluirá en la siguiente programación semanal de mantenimientos considerada a partir de la fecha de recepción del citado Informe"

Con relación al punto 7.2 de la propuesta de Norma, se adiciona el Factor de Reserva Parada (FRP) para modular la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) mismo que se utiliza para determinar la Tasa de Indisponibilidad Forzada Media (INDMES), de tal forma que el Descuento por Indisponibilidad Forzada (PEN) refleje adecuadamente la penalización por indisponibilidad de las unidades en la condición de pocas horas de servicio, aspecto que se considera razonable; sin embargo, para que el factor FRP sea coherente con la definición de las Horas de Reserva Parada (HRP), se sugiere expresar este factor de la forma siguiente:

$$FRP = \frac{HRP}{HP}$$







$$HRP = HP - HIFT - HIP - HS$$

Donde:

- HRP = Horas de Reserva Parada  
HIFT = Horas de indisponibilidad forzada total  
HIP = Horas de indisponibilidad programada total  
HS = Horas de Servicio en el periodo de análisis  
HP = Horas del Periodo de análisis

Respecto al cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF), la misma ha sido modificada en la propuesta, simplificando el factor de régimen de operación el cual introducía una distorsión en la determinación de la TIF, dado que este factor no es considerado en el Estándar de la IEEE-762 "Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity" norma aplicada internacionalmente en la determinación de las Tasas de Indisponibilidad Forzada.

### **3.4 Modificación en el Punto 8 de la Norma Operativa N° 7 (Cálculo de la indisponibilidad forzada establecida para la determinación de la potencia firme térmica (INDO)).**

**TABLA 4.- MODIFICACIÓN PUNTO 8 DE LA NORMA OPERATIVA N° 7**

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p><b>8. CÁLCULO DE LA INDISPONIBILIDAD FORZADA ESTABLECIDA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME TÉRMICA (INDO)</b></p> <p>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 período 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.</p> <p>a) La tasa INDO correspondiente al primer subperiodo 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.</p> <p>b) La tasa INDO correspondiente al segundo</p>	<p><b>9. CÁLCULO DE LA INDISPONIBILIDAD FORZADA ESTABLECIDA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME TÉRMICA (INDO)</b></p> <p>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 período 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.</p> <p><u>Ante cambios tecnológicos, para el caso de conversión de unidades termoeléctricas de ciclo abierto a ciclos combinados, para el primer subperiodo se considerará la fecha de ingreso en operación comercial para el conjunto de unidades que componen el ciclo combinado.</u></p> <p>a) La tasa INDO correspondiente al primer</p>







Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación a la Norma
<p>subperíodo de "20 – n" años será la informada por los Generadores sobre la base de los datos del fabricante de la unidad.</p> <p>c) La tasa INDO final, aplicable a las unidades generadoras se determina con la siguiente expresión:</p> $INDO = \frac{INDO_{(subperíodo\ 1)} * n + INDO_{(subperíodo\ 2)} * (20 - n)}{20}$ <p>Donde:</p> <p>INDO (subperíodo 1) Es la tasa acumulada al año en que se realiza el cálculo. INDO (subperíodo 2) Es la tasa informada por el Agente Generador n Es el número de años de registros históricos a partir del año 1997.</p> <p>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 <u>gas</u>, por fallas de componentes de transmisión que vinculan a la unidad con un nodo del STI, <u>por extensión de mantenimientos</u>, por mantenimientos no autorizados, causas de fuerza mayor ni los efectos por reemplazos de unidades generadoras.</p>	<p>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 7.3 de esta Norma.</p> <p>b) 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.</p> <p>c) La tasa INDO final, aplicable a las unidades generadoras se determina con la siguiente expresión:</p> $INDO = \frac{INDO_{(subperíodo\ 1)} * n + INDO_{(subperíodo\ 2)} * (20 - n)}{20}$ <p>Donde:</p> <p>INDO (subperíodo 1) Es la tasa acumulada al año en que se realiza el cálculo. INDO (subperíodo 2) Es la tasa informada por el Agente Generador n Es el número de años de registros históricos a partir del año 1997.</p> <p>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 <u>combustible</u>, por fallas de componentes de transmisión que vinculan a la unidad con un nodo del STI, por mantenimientos no autorizados, causas de fuerza mayor ni los efectos por reemplazos de unidades generadoras.</p>

Fuente: Propio del Informe

**ANÁLISIS AE:** En el punto 9 de la propuesta de Norma, se ha considerado razonablemente que los cambios tecnológicos, para el caso de conversión de unidades termoelectricas de ciclo abierto a ciclos combinados, se ha establecido que para el primer subperíodo se considerará la fecha de ingreso en operación comercial para el conjunto de unidades que componen el ciclo combinado, para la determinación de la Indisponibilidad Forzada".

Que la presente Resolución es de carácter técnico, se basa y fundamenta en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE en el Informe AE DPT N° 685/2014 de 22 de octubre de 2014, en consecuencia, se hace aceptación al análisis realizado en el citado Informe a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

*[Handwritten signatures and stamps]*

DIRECCIÓN LEGAL  
D.A.R.P.  
VOTO



**CONSIDERANDO: (Conclusión)**

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE DPT N° 685/2014 de 22 de octubre de 2014, corresponde aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 7 "*Indisponibilidad de unidades de generación*", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

**CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)**

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

Que mediante Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las entonces Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 2 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 5 de abril de 2012, se designó al servidor público Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 9 de abril de 2012.

**POR TANTO:**

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

**RESUELVE:**

**PRIMERA.-** Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 7 "*Indisponibilidad de unidades de generación*", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de conformidad al Anexo de la presente Resolución.

**SEGUNDA.-** Dejar sin efecto la Resolución AE N° 061/2011 de 14 de febrero de 2011 y su respectivo Anexo a partir de la notificación con el presente acto administrativo.







**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**  
L U Z P A R A T O D O S

**RESOLUCIÓN AE N° 561/2014**  
**TRÁMITE N° 2014-9790-53-0-0-0-DPT**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 31 de octubre de 2014

**TERCERA.-** Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

**CUARTA.-** Disponer la publicación de la presente Resolución por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

**Regístrese, comuníquese y archívese.**

Richard César Alcócer Garnica  
**DIRECTOR EJECUTIVO**

Es conforme:

Daniel Alejandro Rocabado Pastrana  
**DIRECTOR LEGAL**

IRF



**ANEXO**

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE 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**

**Disponible.** Es el estado en el que una unidad generadora se encuentra en condiciones de operar e inyectar energía en el nodo del Sistema Troncal de Interconexión (STI) al cual se conecta.

**Indisponible.** Es el estado o condición en el que una unidad generadora no se encuentra disponible o presenta restricciones operativas, considerándose como “Indisponibilidad forzada” (total o parcial) o “Indisponibilidad Programada” (total o parcial). Éstas pueden ser ocasionadas 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.

**Indisponibilidad Forzada Total.** Es el estado o condición que se presenta cuando una 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). De acuerdo con el artículo 14 del Decreto Supremo N° 29624, se considera también Indisponibilidad Forzada Total, al mantenimiento no autorizado por el CNDC.



**Indisponibilidad Forzada Parcial.** Es el estado o condición que se presenta cuando una unidad en operación no puede entregar el 100% de su potencia efectiva o la potencia que le sea requerida por el Centro de Despacho de Carga.

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 está siendo reemplazada se encuentra en la condición de Indisponibilidad Forzada Parcial por Reemplazo.

**Indisponibilidad Programada.** Es el estado que se presenta cuando 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 que se presenta 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 Reserva Parada (HRP).** Es el número de horas del período de análisis en que una unidad se encuentra disponible y no se encuentra sincronizada al Sistema, debido a que no fue convocada por el despacho de carga.

**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 o por autorización del CNDC en caso de tratarse de indisponibilidades forzadas totales prolongadas establecidas en el numeral 6 de esta Norma Operativa.

**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 una o más unidades generadoras en condición de PPG, 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 una o más unidades generadoras en condición de PPG, 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 COMBUSTIBLE**

El Agente Generador termoeléctrico es responsable de comunicar al CNDC, con carácter informativo, las restricciones de combustible a sus centrales, en tiempo y en volumen ó según corresponda, otro tipo de parámetro de medida. 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 combustible, 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 ó según corresponda, otro tipo de parámetro de medida de combustible 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 período 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 períodos 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 períodos 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:



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

Donde:

- HEIFP = Horas equivalentes de indisponibilidad forzada parcial.
- HLF = Horas de operación con potencia limitada forzada
- Pef = Potencia Efectiva de la unidad generadora térmica o hidroeléctrica.
- Pdisp = 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:

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

Donde:

- HEIFPR = Horas equivalentes de indisponibilidad forzada parcial por reemplazo
- HLR = Horas de operación del reemplazo con potencia limitada
- Pef = Potencia Efectiva de la unidad generadora reemplazada
- Pdispr = 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<sub>ef</sub>, P<sub>dispr</sub>, n = Están definidos en el numeral 5.3 de esta Norma

#### 6. TRATAMIENTO DE INDISPONIBILIDADES FORZADAS TOTALES PROLONGADAS

Cuando se estime una indisponibilidad forzada total mayor a 15 días calendario, ocasionada por una falla fortuita, el Agente en un plazo no mayor a 20 días calendario, en día hábil debe presentar un Informe Técnico, comunicando la causa de la falla, los daños y el periodo de indisponibilidad estimado, para que sea evaluado por el CNDC. En función al resultado de la evaluación, el CNDC autorizará el cambio del estado de Indisponibilidad Forzada por Indisponibilidad Programada y la incluirá en la siguiente programación semanal de mantenimientos considerada a partir de la fecha de recepción del citado Informe

#### 7. CÁLCULO DE LOS FACTORES DE INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS

##### 7.1. Asignación del Régimen De Operación

Para determinar el régimen de operación al que corresponda cada unidad termoeléctrica, se calcula el Factor de Régimen (F<sub>r</sub>) 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 esta Norma.

Si el factor  $F_r$  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  $F_r$  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).

### 7.2. Cálculo del Factor de Reserva Parada (FRP)

El Factor de Reserva Parada, se determina a partir de la siguiente expresión:

$$FRP = \frac{HRP}{HP}$$

$$HRP = HP - HIFT - HIP - HS$$

Donde:

- HRP = Horas de Reserva Parada  
HIFT = Horas de indisponibilidad forzada total  
HIP = Horas de indisponibilidad programada total  
HS = Horas de Servicio en el periodo de análisis  
HP = Horas del Periodo de análisis

### 7.3. Cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF)

La Tasa de Indisponibilidad Forzada 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:



$$TIF = \frac{HIFT + HEIFP}{HIFT + HS}$$

Donde:

- HIFT = Horas de indisponibilidad forzada total
- HEIFP = Horas Equivalentes de indisponibilidad forzada parcial
- HS = Horas de Servicio en el periodo correspondiente

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

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

Donde:

- HIFTr = 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

#### 7.4. Cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada Media (INDMES)

El cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada Media se obtiene considerando la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) y el Factor de Reserva Parada (FRP), conforme a lo siguiente:

$$INDMES = TIF * (1 - FRP)$$

Donde:

- TIF = Tasa de Indisponibilidad Forzada
- FRP = Factor de Reserva Parada

Para el cálculo de la Tasa de Indisponibilidad Forzada Media, se deben considerar los periodos de indisponibilidad por restricciones de suministro de combustible, 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 períodos de indisponibilidad.

### 7.5. 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<sub>r</sub> = 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

El cálculo del Factor de Indisponibilidad Programada se realiza considerando las Horas de Indisponibilidad programada, incluyendo los períodos de indisponibilidad por extensiones de mantenimiento.

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

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.
- INDO = Tasa de Indisponibilidad Forzada establecida para el cálculo de la Potencia Firme térmica. Se actualiza anualmente según el procedimiento indicado en el numeral 9 de esta Norma.

### 7.7. 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 7.3 y 7.5 respectivamente.

### 8. 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
HIEFP	=	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 expresiones para HIFT y HIPT indicadas en los numerales 7.3 y 7.5 respectivamente.

### 9. 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 período 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.

Ante cambios tecnológicos, para el caso de conversión de unidades termoeléctricas de ciclo abierto a ciclos combinados, para el primer subperiodo se considerará la fecha de ingreso en operación comercial para el conjunto de unidades que componen el ciclo combinado.

- 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 7.3 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<sub>(subperíodo 1)</sub> Es la tasa acumulada al año en que se realiza el cálculo.

INDO<sub>(subperíodo 2)</sub> 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 combustible, por fallas de componentes de transmisión que vinculan a la unidad con un nodo del STI, 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.

#### **10. VIGENCIA**

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

#### **11. MODIFICACIONES**

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