

RESOLUCIÓN No.079
(25 OCT. 2006)

Por la cual se adicionan, aclaran y modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG-071 de 2006

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, y

C O N S I D E R A N D O:

Que la CREG mediante Resolución CREG-071 de 2006, adoptó la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía;

Que se considera necesario efectuar algunas aclaraciones y modificaciones a la Resolución CREG-071 de 2006 en lo relacionado con los Contratos de Respaldo y la energía ofertable en el Mercado Secundario, la actualización del precio del Cargo por Confiabilidad, la aplicación del Precio de las Transacciones en Bolsa cuando el Precio de Bolsa es mayor al Precio de Escasez; plazos para el registro de contratos y el registro de activos de generación de última instancia, los plazos del último paso del cronograma para el período de transición, y adicionar la derogatoria expresa de otras resoluciones;

Que dada la posibilidad de sustituir el gas natural para la generación de energía eléctrica por otros combustibles, o de utilizarlos alternativamente, la disponibilidad de las plantas o unidades de generación que efectúen la sustitución o el uso alternativo podría ser distinta, por lo cual se considera necesario ajustar el Índice de Indisponibilidad Histórica por Salidas Forzadas;

Que es necesario precisar el contenido de algunos de los Anexos de la Resolución CREG-071 de 2006;

Que se hace necesario sustituir las disposiciones de la Resolución CREG-078 de 2006, por la cual se amplió un término contenido en la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad;

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 2 del artículo 1 de la Resolución CREG-097 de 2004, la presente Resolución no está sometida a las disposiciones sobre publicidad de proyectos de regulaciones previstas en el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, por razones de oportunidad, teniendo en cuenta el cronograma establecido para la aplicación de dicha Resolución;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 306 de octubre 25 de 2006, aprobó las disposiciones contenidas en la presente Resolución;

R E S U E L V E:

Modifícase la definición de Contrato de Respaldo establecida en el artículo 3 de la Resolución CREG-071 de 2006, la cual quedará así:

“Contrato de Respaldo de Energía Firme o Contrato de Respaldo: Es un contrato bilateral que se celebra entre agentes generadores a través del

Mercado Secundario, con el fin de asegurar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme de un generador. Su precio, cantidad, garantía, duración y recaudo se determina de común acuerdo entre las partes siguiendo los lineamientos del Mercado Secundario establecido en la presente resolución.”

Artículo 2. Aclárase el artículo 28 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

“Artículo 28. Precio del Cargo por Confiabilidad cuando no hay Subasta. Para los años en los que no se realice Subasta, el Cargo por Confiabilidad de las Obligaciones de Energía Firme asignadas según el Artículo 25 se pagará al Precio de Cierre de la última Subasta que haya cumplido con las condiciones establecidas en el numeral 2.3 del Anexo 2 de esta resolución.

El precio de estas obligaciones se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$P_{i,NS} = PC_{SE} * \frac{IPP_{nov,NS}}{IPP_{SE}}$$

donde:

P_{i, NS}: Precio de la Obligación de Energía Firme respaldada con la planta o unidad de generación i, aplicable entre el 1° de Diciembre del año en que no se realizó Subasta, NS, y el 30 de Noviembre del año siguiente.

PCSE: Precio de Cierre de la última Subasta que cumplió con las condiciones establecidas en el numeral 2.3 del Anexo 2 de esta resolución.

IPP nov, NS: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes de noviembre del año NS.

IPPSE: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes y el año del Precio de Cierre PCSE.”

Artículo 3. Aclárase el artículo 29 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

“Artículo 29. Actualización del Cargo por Confiabilidad. Cuando las Obligaciones de Energía Firme tengan un Período de Vigencia mayor a un año, el precio de estas obligaciones se actualizará anualmente utilizando la siguiente fórmula:

$$P_{i,t} = P_{i,asignación} * \frac{IPP_{nov,t}}{IPP_{asignación}}$$

donde:

P_{i,t}: Precio de la Obligación de Energía Firme respaldada con la planta y/o unidad de generación i, aplicable entre el 1° de diciembre del año t y el 30 de noviembre del año t+1, expresado en dólares por kilovatio hora (US\$/kWh).

P_{i, asignación}: Precio al que fue asignada la Obligación de Energía Firme respaldada con la planta y/o unidad de generación i, expresado en dólares por kilovatio hora (US\$/kWh).

IPPnov,t: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas

*Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes de noviembre del año t.
IPPasignación: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200), para el mes y el año en que se efectuó la asignación de la Obligación de Energía Firme.”*

Artículo 4. Modifícase el artículo 42 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

*“**Artículo 42. Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas.** La Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas será la energía que excede la ENFICC declarada por el generador, calculada para cada uno de los meses del período que definió la ENFICC respectiva.*

En caso de declarar una ENFICC mayor a la ENFICC Base y menor a la ENFICC 95% PSS, el cálculo de la Energía Disponible Adicional tomará como referencia el valor de ENFIC, Base o 95% PSS, más cercano a la declaración del agente.

La Energía Disponible Adicional de las Plantas Hidráulicas que el agente generador destinará al Mercado Secundario, de conformidad con lo establecido en el Artículo 43 de esta resolución, deberá declararse utilizando el formato del Anexo 4 de esta resolución.”

Artículo 5. Adiciónase el artículo 55 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

*“**Artículo 55. Precio de las Transacciones en Bolsa cuando el Precio de Bolsa es mayor al Precio de Escasez.** Todas las transacciones de compra y venta de energía en la Bolsa que se realicen durante las horas en las cuales el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez serán liquidadas a Precio de Escasez, sin perjuicio de las disposiciones contenidas en la regulación vigente en materia de precios de reconciliación y de liquidación de las Transacciones Internacionales de Energía.”*

Artículo 6. Modifíquese el artículo 56 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

*“**Artículo 56. Cargo por Confiabilidad de las Plantas y/o Unidades de Generación no Despachadas Centralmente.** Todos aquellos generadores no despachados centralmente que tengan contratos de venta de energía de conformidad con las disposiciones contenidas en la regulación vigente, deberán producir diariamente la ENFICC declarada de conformidad con las disposiciones contenidas en esta resolución, siempre que al menos durante una de las horas del día de despacho el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez.*

Cuando la generación real diaria de estos generadores sea menor a la ENFICC declarada, el ASIC incrementará la cuenta por pagar del respectivo agente en un monto igual al producto entre el valor del CERE y la diferencia entre la ENFICC diaria y la generación real diaria utilizada por el ASIC para las transacciones comerciales, este valor será asignado a cada uno de los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial como un menor costo de restricciones que debe ser trasladado a los usuarios finales.

Para cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa sea superior al Precio de Escasez y la Planta no Despachada Centralmente tenga contratos de venta de energía a Precio de Bolsa de conformidad con la regulación vigente, el precio del contrato será igual al Precio de Escasez.

Para los efectos de que trata el anexo 7 de esta resolución, la Obligación Diaria de Energía Firme de las Plantas no Despachadas Centralmente será igual a su Generación Ideal.

Para los efectos de que trata el anexo 8 de la presente Resolución, las plantas no despachadas centralmente solo recaudan Cargo por Confiabilidad por sus ventas de energía en bolsa.”

Artículo 7. Modifícase el artículo 59 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

*“**Artículo 59. Objeto.** El Mercado Secundario de Energía Firme es el mecanismo que le permite a cada uno de los generadores que determinen que su energía no es suficiente para cumplir sus Obligaciones de Energía Firme, negociar con otros generadores que tengan Energía de Referencia para el Mercado Secundario, de conformidad con el artículo 43 de esta resolución, el respaldo de sus compromisos a través de Contratos de Respaldo, según lo establecido en esta resolución”.*

Artículo 8. Modifícase el artículo 60 de la Resolución CREG-071 de 2006 el cual quedará así:

*“**Artículo 60. Participantes.** En el Mercado Secundario de Energía Firme participarán exclusivamente los generadores. Los oferentes de este mercado serán los generadores con Energía de Referencia para el Mercado Secundario. Los compradores serán los generadores que requieran temporalmente ENFICC para el cumplimiento de sus Obligaciones de Energía Firme o sus Contratos de Respaldo”.*

Artículo 9. Modifícase el artículo 61 de la Resolución CREG-071 de 2006 el cual quedará así:

*“**Artículo 61. Funcionamiento.** Los generadores que tengan Energía de Referencia para el Mercado Secundario y que voluntariamente quieran participar en este mercado, publicarán la cantidad de energía que ofrecen en el Sistema de Información del Mercado Secundario, en la forma como lo establezca el ASIC.*

El agente generador que requiera ENFICC para cumplir sus Obligaciones de Energía Firme negociará bilateralmente estos Contratos de Respaldo con los generadores oferentes, de acuerdo con esta resolución.

Las negociaciones en el mercado secundario no podrán modificar en forma alguna las condiciones en las cuales los generadores se comprometieron en la Subasta a suministrar la Energía Firme.”

Artículo 10. Modifícase el artículo 63 de la Resolución CREG-071 de 2006 el cual quedará así:

*“**Artículo 63. Registro de Contratos del Mercado Secundario de Energía Firme.** Todos los Contratos de Respaldo de Energía Firme que se celebren entre*

generadores, como resultado de su negociación en el Mercado Secundario, deberán registrarse ante el ASIC en la forma como él lo establezca.

El plazo máximo para el registro de estos contratos será de tres (3) días calendario contados desde la fecha de su celebración, y el mínimo será de dos (2) días antes de su fecha de entrada en vigencia.

Parágrafo 1. El ASIC publicará en el Sistema de Información del Mercado Secundario las cantidades transadas bilateralmente, identificando el plazo de estos compromisos, su entrada en vigencia y el precio al que fueron pactados.

Parágrafo 2. Cuando el Contrato de Respaldo se negocie entre generadores que detentan una relación de control en los términos previstos en la legislación comercial, el ASIC no publicará en el Sistema de Información del Mercado Secundario el precio al cual este respaldo fue pactado. No obstante, las partes deben reportarlo en las mismas condiciones establecidas para los demás contratos del mercado secundario.

Parágrafo 3. El incumplimiento en la entrega de la energía pactada en un Contrato de Respaldo será responsabilidad de las partes contratantes y no modificará las acciones previstas por la CREG para el incumplimiento en la entrega de la ENFICC asignada a los generadores en la Subasta o en el mecanismo de asignación que haga sus veces.

Parágrafo 4. Cuando un generador venda en el Mercado Secundario a varios generadores, reportará al ASIC el orden en que deben ser despachados cada uno de dichos contratos. Cada uno de ellos será despachado en el orden respectivo y hasta la cantidad total comprometida, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la presente resolución”.

Artículo 11. Modifícase el artículo 75 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

*“**Artículo 75. Registro del Activo de Generación de Última Instancia.** El generador que respalde sus Obligaciones de Energía Firme con la utilización de un Activo de Generación de Última Instancia deberá registrarlo ante el CND y el ASIC de conformidad con la regulación vigente.*

Este activo será despachado de acuerdo con la regulación vigente.”

Artículo 12. Modifícase el artículo 81 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

*“**Artículo 81. Adecuación de la planta y/o unidad de generación térmica debido a la sustitución de gas natural.** Durante el primer año del Período de Transición los generadores térmicos a gas natural que planeen utilizar combustibles distintos a éste para su operación, y que a la fecha de asignación del Cargo por Confiabilidad no cuenten con las instalaciones para hacerlo, podrán optar por solicitar la retención del pago del Cargo por Confiabilidad asociado a su Obligación de Energía Firme, hasta la fecha de puesta en operación de la infraestructura necesaria para generar con combustibles distintos a gas natural. Al cabo de este plazo se hará la entrega de los montos retenidos. El período*

máximo de retención no puede ser superior a seis (6) meses, y en ningún caso se exime al generador del cumplimiento de su Obligación de Energía Firme vigente durante el primer año del Período de Transición.

La devolución del pago retenido tendrá lugar una vez una firma auditora reconocida, contratada por el generador, ejecute una prueba de generación a la planta operando con el combustible sustituto, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-109 de 2005 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan; y que esta prueba sea calificada como exitosa por dicha firma auditora.

La prueba se programará dentro de los primeros seis (6) meses del Período de Vigencia de la Obligación. En caso de que la prueba no se realice en estos seis (6) meses, el generador térmico tendrá un plazo adicional de un (1) mes para aprobarla, siempre y cuando suscriba un Contrato de Respaldo con vigencia de un mes para cubrir la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta que sustituirá el gas natural. De lo contrario se terminará la Obligación de Energía Firme asociada a esta planta y/o unidad de generación, el agente generador perderá el pago retenido y se hará efectiva la garantía de que trata el presente artículo.

Para optar por esta alternativa, los agentes generadores deberán informarlo a la CREG como parte de la declaración de parámetros, y remitir a más tardar el veinticinco (25) de noviembre de 2006 una garantía de cumplimiento de la puesta en operación de la planta con el combustible alterno. Esta garantía deberá cumplir lo dispuesto en el Capítulo VIII de esta resolución.

Parágrafo. El incumplimiento en la presentación oportuna de la garantía de que trata el presente artículo dará lugar a:

- La pérdida de la asignación de la Obligación de Energía Firme y de la remuneración asociada a ella, y*
- La reasignación de Obligaciones de Energía Firme a prorrata de la ENFICC no comprometida.”*

Artículo 13. *Modifíquense los numerales 4 y 6 del artículo 87 de la Resolución CREG-071 de 2006, los cuales quedarán así:*

“4. Declaración de la ENFICC

A más tardar el 15 de noviembre de 2006, los agentes generadores térmicos deberán reportar la información sobre contratos de suministro y transporte de combustible de acuerdo con los formatos del numeral 5.2 del Anexo 5 de esta resolución.

Con esta información, y la de las certificaciones establecidas en el Artículo 47 de esta resolución, la CREG calculará los índices IMM y TCR de cada planta o unidad de generación térmica. Estos índices serán publicados por la CREG mediante Circular el 17 de noviembre de 2006.

El 20 de noviembre, todos los agentes generadores deberán declarar la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación que representen comercialmente, la cual será utilizada en el proceso de asignación de Obligaciones de Energía Firme realizado por el ASIC de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente resolución. Esta declaración deberá hacerse utilizando el formato del Anexo 4 de esta resolución. Las plantas de generación hidráulica que deseen participar en el Mercado Secundario de Energía Firme con Energía Disponible Adicional, deberán diligenciar en el formato del Anexo 4 la información correspondiente a esta última.

Una vez declarada la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación, y la Energía Disponible Adicional, el CND deberá verificar que los valores declarados se encuentren dentro de los límites establecidos en la presente resolución. Para los casos en los cuales la ENFICC declarada sea superior a la máxima energía firme resultante de aplicar la metodología establecida en la Regulación, el CND considerará como valor declarado para las plantas y/o unidades de generación hidráulica la ENFICC Base, y para el caso de las plantas y/o unidades de generación térmica la que resulte de aplicar la metodología de cálculo de la ENFICC con los parámetros remitidos por el agente. En el caso de plantas hidráulicas, este ajuste a la ENFICC modificará automáticamente la Energía Disponible Adicional.”

(...)

“6. Entrega de contratos de combustible, garantías, licencia ambiental y certificado de Asignación de Obligaciones de Energía Firme

Aquellos generadores con plantas y/o unidades de generación que no hayan remitido la copia de los contratos de suministro de combustibles y transporte de gas natural necesarios para garantizar la Obligación de Energía Firme asignada, deberán remitirla a más tardar el 25 de noviembre de cada año.

Adicionalmente, en esta fecha deberán enviar a la CREG la copia de la licencia ambiental para la operación con el combustible o combustibles elegidos por el agente para respaldar su Obligación de Energía Firme. En caso de no ser requeridas por la autoridad ambiental pertinente, los propietarios de la planta y/o unidad de generación, o quien los represente comercialmente, deberán enviar una comunicación informando este hecho.

Para los casos en los cuales la copia de los contratos de que trata el presente artículo no sea remitida en los plazos establecidos en la presente resolución, la asignación de Obligación de Energía Firme para la planta y/o unidad de generación será igual a cero gigavatios hora (0 GWh).

Una vez verificada la información de contratos y garantías de que trata el presente artículo, el ASIC emitirá a más tardar el 30 de noviembre de cada año una certificación de la asignación de Obligaciones de Energía

Firme para cada uno de los agentes, con plantas y/o unidades de generación que las respaldan, la cual deberá contener la ENFICC asignada, el Período de Vigencia y el precio del Cargo por Confiabilidad asociado a ellas.”

Artículo 14. Derogatorias Expresas. Deróganse las Resoluciones CREG 06 de 2001; 17 de 2002; 04 de 2004; y 78 de 2006.

Artículo 15. Modifíquese el Anexo 3 de la Resolución CREG-71 de 2006 así:

“ANEXO 3

CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD

3.1 Metodología de Cálculo de la ENFICC de una planta hidráulica

La Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) de una planta hidráulica se calculará como se establece a continuación:

En cada mes m del período de análisis, se debe cumplir la siguiente ecuación de balance hídrico:

$$E_m = E_{m-1} + a_m - T_m - v_m$$

donde:

em: volumen del embalse al final del mes m , expresado en millones de metros cúbicos (Mm3).

am: aportes en el mes m , expresado en millones de metros cúbicos (Mm3).

Tm: turbinado en el mes m , expresado en millones de metros cúbicos (Mm3).

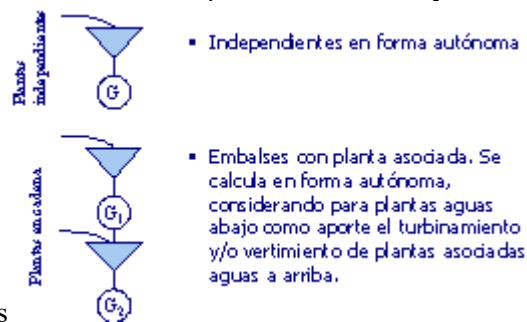
vm: vertimientos durante el mes m , expresado en millones de metros cúbicos (Mm3).

Para la evaluación de la ENFICC se empleará un modelo computacional que tendrá en cuenta las características y restricciones propias de cada uno de los sistemas hidráulicos, para lo cual se debe considerar:

- 1. La topología de la planta o grupo de plantas.*
- 2. Los límites del embalse: mínimo técnico y máximo técnico.*
- 3. Restricciones de uso del embalse: curva guía mínima y curva guía máxima.*
- 4. La curva guía inferior de un embalse solamente puede ser afectada para cumplir con los flujos mínimos para acueducto y riego, en aquellos períodos donde no es posible cumplirlos, sin remover esta restricción.*
- 5. Capacidad de turbinamiento máxima y mínima de la planta.*
- 6. Índice de Disponibilidad Histórica de Salidas Forzadas – IHF*
- 7. Capacidad máxima de bombeo.*
- 8. Capacidad de canales de descarga.*
- 9. La Información Hidrológica Oficial del SIN*
- 10. En el modelo computacional se considerará que:*
 - a) Solamente se generará por encima de la ENFICC (Energía Disponible Adicional) de cada período de optimización, en los meses en que el nivel de embalse sea igual o mayor*

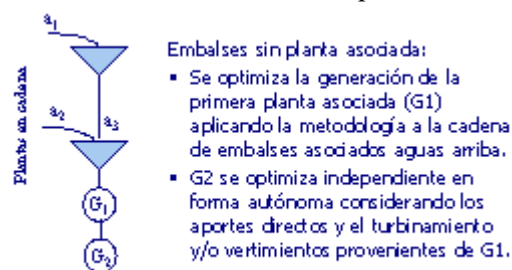
- al de la curva guía máxima o el nivel de espera definido por el volumen de espera, en caso de tenerlo.
- b) Vertimientos solamente se pueden dar cuando se supere el límite máximo del embalse y la máxima capacidad factible de la planta.
- c) El nivel del volumen del embalse sólo podrá estar por encima de la curva guía máxima o el nivel de espera, si lo tiene la planta, cuando la planta haya alcanzado su capacidad máxima de turbinamiento.
- d) El nivel del volumen del embalse sólo podrá ser menor o igual a la curva guía mínima, si la tiene la planta, cuando la planta este turbinando 0 m³/s.
- e) Debe aplicar para: i) la ENFICC de plantas autónomas, las cuales están compuestas por el sistema embalse planta, ii) la ENFICC de varios Embalse-Planta en cadena, en donde se calcula la ENFICC a la primera planta aguas arriba (G1). Para la siguiente planta (G2) se utiliza el mismo modelo considerando como aportes al embalse asociados a esta planta, además de los naturales, el caudal turbinado y/o vertido de la planta aguas arriba obtenido del paso anterior. Así sucesivamente para las plantas de la cadena (Ver Gráfica 1), y iii) la ENFICC de un sistema de varios embalses asociados a una cadena de plantas, en donde se calcula la ENFICC a la primera planta aguas arriba (G1), aplicando la metodología a la cadena de embalses asociados aguas arriba. Para la siguiente planta (G2) se optimiza de forma autónoma considerando como aportes, además de los naturales, optimizando plantas con varios embalses asociados aguas, el caudal turbinado y/o vertido de la planta aguas arriba (Ver Gráfica 2).

Gráfica 1. Tratamiento de plantas autónomas y cadena de



plantas

Gráfica 2. Tratamiento un sistema de varios embalses asociados a cadena de plantas



Gráfica 2. Tratamiento un sistema de varios embalses asociados a cadena de plantas

La formulación matemática de este modelo será la descrita en el Anexo 9 de esta resolución.

3.1.1 Horizonte de análisis.

Corresponderá a todo el horizonte de la Información Hidrológica Oficial del SIN por planta.

Cuando existan diferentes horizontes de información de ríos que aportan a una misma planta, se tomará un horizonte de análisis estandarizado correspondiente a la historia hidrológica más reciente.

3.1.2 Períodos de optimización.

Serán períodos de un año, contado desde el primero de mayo del primer año hasta el 30 de abril del siguiente año, y así sucesivamente hasta completar el horizonte de análisis.

Existirá un número de períodos de optimización igual al número de años de información del horizonte de análisis estandarizado, descontando los períodos que queden remanentes por efecto de iniciar el primero de mayo y terminar el 30 de abril.

3.1.3 Nivel inicial del embalse.

Para el primer período de optimización, que inicia el mes de mayo del primer año del horizonte de análisis estandarizado, se tomará un nivel de embalse del 50%. Para los siguientes períodos de optimización se tomará como nivel inicial el nivel final del embalse para el último mes del año inmediatamente anterior, que resulta de la aplicación de la metodología.

3.1.4 Curva de Distribución de Probabilidad.

Con la ENFICC que se obtiene para cada período de optimización, expresada en kilovatios hora día año (kWh-día/año), se construirá una curva de distribución de probabilidad por planta, ordenando los resultados de menor a mayor. El menor valor corresponderá al 100% de probabilidad de ser superado y el mayor valor corresponderá al 0% de probabilidad de ser superado.

3.1.5 Cálculo de la ENFICC por planta.

A cada planta se le considerarán los siguientes tipos de ENFICC:

1. ENFICC BASE

Corresponde a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 100% PSS.

2. ENFICC 95% PSS

Corresponde a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 95% PSS de la curva de distribución de probabilidades. El valor que se

asigne corresponderá a la energía calculada para el periodo más próximo a la condición del 95% PSS.

3.1.6 Modelo de Optimización.

La formulación matemática del Modelo de Optimización será la contenida en el Anexo 9 de esta resolución. El modelo computacional y el manual estará disponible en la página Web de la CREG o en el sitio que ella determine mediante Circular.

3.1.7 Cálculo de la ENFICC anual

Para determinar la ENFICC anual se aplicará la siguiente fórmula:

$$ENFICC = E_D * d_m$$

donde:

ED: ENFICC declarada por el generador expresada en kilovatios hora día (kWh/día)

dm: Número de días del año

En el caso de plantas de generación hidráulica, la ENFICC de cada una de las unidades será igual a la ENFICC de la planta dividida entre el número de unidades.

3.2 Metodología de Cálculo de la ENFICC de una planta o unidad térmica

La ENFICC anual de las plantas o unidades térmicas (ENFICCPT) se establecerá de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ENFICC_{PT} = \frac{\sum_{i=1}^n CEN_i \times \beta_i \times h_i}{d_{año}}$$

donde:

n : Número de combustibles de los que dispondrá la planta para operar. En caso de que se utilice más de un combustible al mismo tiempo, el valor de *n* será igual a uno (1).

CEN_i: Capacidad Efectiva Neta (MW) con el combustible *i* o la combinación de combustibles.

â_i: Factor entre 0 y 1 para el combustible *i* o la combinación de combustibles. Corresponderá al menor valor entre los siguientes índices:

1. Disponibilidad de la Planta (1-IHF), donde IHF será el Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas.
2. Índice de Disponibilidad de suministro de combustibles para operación continua (IDS) definido en el numeral 3.2.2.
3. Índice de Disponibilidad de Transporte de de gas natural para operación continua

(IDT) definido en el numeral 3.2.3. Este índice aplicará proporcionalmente a la cantidad de gas natural que utilizará la planta y/o unidad de generación térmica para su operación.

h_i : Horas de Operación con el combustible i o la combinación de combustibles. La suma de h_i para los n combustibles de los que dispondrá la planta para operar, deberá ser igual al número de horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

daño: Días del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

En el caso de utilizar combustibles en forma alternada los índices asociados al $\hat{a}_i$ se calcularán por cada combustible en la misma forma que se haría para el caso de una planta que utiliza un solo combustible.

En el caso de utilizar una combinación de combustibles los índices asociados al $\hat{a}_i$ tendrán en cuenta la participación de cada combustible en la combinación.

3.2.1 Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas – IHF

Se estima de acuerdo a lo definido en el numeral 3.4.

3.2.2 Índice de Disponibilidad de Suministro de Combustibles (IDS)

El Índice de Disponibilidad de Suministro de Combustibles (IDS) para operación continua se calculará así:

$$IDS = \frac{\left(\sum_{i=1}^n IMM_i \times CS_i + CA_i \right) + CR}{CM}$$

donde:

n : Número de combustibles de los que dispondrá la planta para operar al mismo tiempo.

CS_i : Cantidad de energía del combustible i , expresada en MBTU, contratada o que será contratada para suministro en firme del combustible i en el primer año del Período de Vigencia de la Obligación, de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución.

CR : Cantidad de energía de respaldo. Considera la energía contratada o que será contratada con otros agentes para respaldar las Obligaciones de Energía Firme en las horas de mantenimiento programado.

IMM_i : En el caso de gas natural, corresponde al mínimo entre uno (1) y el resultado que se obtenga del balance de suministro en firme de gas natural, de que trata el Artículo 47 de esta resolución. Para combustibles distintos de gas, este valor es igual a uno (1).

CA_i : Cantidad de energía almacenada del combustible i , expresada en MBTU, disponible al inicio del primer año del Período de Vigencia de la Obligación, de conformidad con lo dispuesto en el Capítulo V de esta resolución.

CM: Cantidad de energía requerida para operar a plena Capacidad Efectiva Neta durante el año de la Obligación de Energía Firme, expresada en MBTU. Se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$CM = \text{Heat Rate}_i \times CEN_i \times h_i$$

donde:

Heat Rate_i: Eficiencia declarada de la planta o unidad de generación térmica con el combustible i, o la combinación de combustibles, expresada en MBTU/MWh

CEN_i: Capacidad Efectiva Neta de la planta y/o unidad de generación con el combustible i o la combinación de combustibles, expresada en megavatios (MW).

h_i: Horas de Operación con el combustible i o la combinación de combustibles. Si la planta va a hacer uso de combustibles en forma alternada, la suma de los h_i de estos combustibles debe ser igual al número de horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

3.2.3 Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible para operación continua (IDT)

· *Plantas o Unidades de Generación Térmica a gas natural*

El Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible (IDT) para operación continua de plantas o unidades térmicas a gas natural, se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$IDT = \min \left[1, \frac{TCR \times CT + CR}{CM} \right]$$

donde:

CT: Cantidad de energía, expresada en MBTU, asociada al transporte de gas natural contratado o que será contratado en firme para el primer año del Período de Vigencia de la Obligación, de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución.

TCR: Índice de Disponibilidad de transporte de gas natural evaluada por la CREG.

CM: Cantidad anual de energía, expresada en MBTU, que debe ser transportada para operar a plena Capacidad Efectiva Neta durante el año de la Obligación de Energía Firme

CR: Cantidad de energía de respaldo expresada en MBTU. Considera la energía contratada o que será contratada con otros agentes para respaldar las Obligaciones de Energía Firme en las horas de mantenimiento programado.

En el caso de plantas o unidades de generación que se encuentren

ubicadas en boca de pozo o que no requieran de transporte, se considerará un IDT igual a uno (1).

· Plantas o Unidades de Generación Térmicas con capacidad de operar con más de un combustible

Para plantas o unidades de generación térmica con capacidad de operar con más de un combustibles, el Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible (IDT) para operación continua se calculará empleando la siguiente fórmula:

$$IDT_{gas} = \min \left[1, \frac{CT_{gas}}{IMM_{gas} \times CS_{gas}} \right]$$

$$IDT = \frac{\sum_{i=1}^n IDT_i \times (IMM_i \times CS_i + CA_i)}{\sum_{i=1}^n IMM_i \times CS_i + CA_i}$$

donde:

IDTgas: Índice de Disponibilidad de Transporte de gas. El IDT para combustibles diferentes a gas natural será igual a 1.

IMMgas: En el caso de gas natural, corresponderá al mínimo entre uno (1) y el resultado que se obtenga del balance de suministro en firme de gas natural, de que trata el artículo 47 de esta resolución.

IMMi: En el caso de gas natural, corresponderá al mínimo entre uno (1) y el resultado que se obtenga del balance de suministro en firme de gas natural, de que trata el artículo 47 de esta resolución. Para combustibles distintos de gas natural, este valor será igual a uno (1).

CTgas: Cantidad de energía, expresada en MBTU, asociada al transporte de gas natural contratado o que será contratado en firme para el primer año del Periodo de Vigencia de la Obligación, de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución. El valor de esta variable será el menor entre la declarada por el agente y la disponibilidad de transporte de gas evaluada por la CREG.

CSi : Cantidad de energía del combustible i, expresada en MBTU, contratada o que será contratada para suministro en firme del combustible i en el primer año del Periodo de Vigencia de la Obligación, de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución.

CSgas: Cantidad de energía procedente del gas natural, expresada en MBTU, que podrá ser suministrada en firme para el primer año del Periodo de Vigencia de la Obligación de Energía Firme de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución.

Para las plantas o unidades de generación térmica de los agentes que aspiren se les asignen Obligaciones de Energía Firme en la Subasta o en el mecanismo de asignación que haga sus veces, la construcción de los índices señalados en los numerales 3.2.3 y 3.2.4 de este Anexo tendrá en cuenta la información de los documentos que adjunten los representantes comerciales de la planta, en donde exista el compromiso de entrega de los combustibles durante el Periodo de Vigencia de la Obligación de conformidad con lo establecido en el Capítulo V de esta resolución.

En el caso de plantas de generación térmica, la ENFICC de cada una de las unidades será igual a la ENFICC de la planta dividida entre el número de unidades.

3.3 Metodología de Cálculo de la ENFICC de una planta no despachada centralmente

La ENFICC de las Plantas no Despachadas Centralmente (ENFICCPNDC) se establecerá de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ENFICC_{PNDC} = \frac{CEN * \delta * h_{año}}{d_{año}}$$

donde:

CEN: Capacidad Efectiva Neta (MW)

: Disponibilidad de la Planta. El valor de esta variable será declarado por el agente, de no hacerlo se empleará un valor igual al 35%.

haño: Horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación

daño: Días del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

El 35% que se asumirá para plantas que no declaran disponibilidad podrá ser modificado si el propietario de la planta o el agente que la represente comercialmente sustenta con cifras demostrables un nuevo valor. La CREG podrá solicitar auditoría del cálculo de estos parámetros.

3.4 Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF

3.4.1 Cálculo Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF

Los IHF se determinarán empleando la siguiente fórmula:

$$IHF = \frac{HI + HD}{HI + HO}$$

donde:

IHF: Indisponibilidad histórica Forzada

HI: Horas de indisponibilidad forzada sin considerar horas de mantenimiento programado.

HO: Horas de operación o en línea.

HD: Horas equivalentes de indisponibilidad por derrateos, sin considerar mantenimientos programados, calculadas como:

$$HD = \sum_{i=1}^{HO} \frac{CEN - CD_i}{CEN} * H$$

donde:

CEN: Capacidad efectiva neta de la unidad o planta

CDi: Capacidad disponible durante la hora i

H: Constante de conversión de unidades (1 hora)

Para poder descontar de las variables HI y HD las horas de mantenimiento programado, éste debió haberse respaldado con Contratos de Respaldo o con cualquier otro Anillo de Seguridad durante el tiempo de ejecución de este mantenimiento y debió registrarse previamente ante el ASIC este respaldo.

Durante el Período de Transición los valores de las variables HI y HD serán calculados por los agentes con los eventos de generación registrados en los sistemas de información del CND.

· Indisponibilidad Histórica Forzada para Plantas y/o Unidades de Generación con Información de Operación Insuficiente.

El IHF de las Plantas y/o Unidades de Generación con Información de Operación Insuficiente se calculará con la información correspondiente a las estaciones de verano de los tres (3) últimos años de operación.

· Indisponibilidad Histórica Forzada para Plantas y/o Unidades de Generación con Información Reciente.

El IHF de las Plantas y/o Unidades de Generación con Información Reciente se determinará de acuerdo con su tiempo de operación, con base en siguiente tabla:

Tipo de Tecnología	1er. Año (1a Columna)	2o Año (2a Columna)	3er. Año (3a Columna)
Gas	0.2	<i>El menor valor entre 0.15 y el índice histórico del primer año completo de operación</i>	<i>El índice histórico del segundo año completo de operación</i>
Carbón	0.3	<i>El menor valor entre 0.2 y el índice histórico del primer año completo de operación</i>	<i>El índice histórico del segundo año completo de operación</i>
Hidráulicas	0.15	<i>El menor valor entre 0.1 y el índice histórico del primer año completo de operación</i>	<i>El índice histórico del segundo año completo de operación</i>

a) Si una unidad aún no ha entrado en operación pero se considera en el horizonte de análisis, o se encuentra en operación desde hace menos de doce (12) meses, se utilizarán los siguientes IHF:

- primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna;*
- segundo año de operación de la unidad en adelante, los valores de 0.15 para unidades térmicas a gas, 0.2 para unidades térmicas a carbón y 0.1 para unidades hidráulicas.*

- b) Si una unidad es calificada como especial o nueva, se utilizarán los siguientes IHF:*
- primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna de la tabla anterior;*
 - segundo año de operación de la unidad en adelante: 0.05.*
- c) Para el cálculo de la ENFICC, el generador podrá declarar un IHF menor, y superior a 0.05, siempre y cuando aporte las garantías correspondientes a la diferencia de la ENFICC entre su declaración y la que resultaría de considerar el IHF calculado con base en la información histórica.*
- d) Si una unidad se encuentra en operación desde hace más de doce (12) meses, pero su operación no ha completado veinticuatro (24) meses, se utilizarán para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, los índices resultantes de la segunda columna.*
- e) Si una unidad se encuentra en operación desde hace más de veinticuatro (24) meses, pero su operación no ha completado treinta y seis (36) meses, y tiene información suficiente, se utilizarán para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, los índices resultantes de la tercera columna.*
- f) Si una unidad se encuentra en operación desde hace más de veinticuatro (24) meses, pero su operación no ha completado treinta y seis (36) meses y tiene información insuficiente, el índice se calculará con la información correspondiente a las estaciones de verano involucradas en el período considerado.*

En el cálculo de los IHF para todo tipo de plantas y/o unidades de generación, no se incluirán:

- 1. Los eventos relacionados con el STN y/o STR que afecten el índice.*
- 2. Los eventos resultantes de una declaración de racionamiento programado por parte del Ministerio de Minas y Energía en los términos del artículo 5° del Decreto 1484 de 2005, o aquel que lo modifique o sustituya, en virtud del cual se señalan los sectores de consumo más prioritarios.*

Para efectos de excluir del cálculo de los IHF los eventos relacionados con la declaración de racionamiento programado, el generador debe cumplir con las siguientes disposiciones:

- a) Tener celebrados contratos firmes de suministro y transporte de gas natural.*
 - b) En la respectiva hora no tener previamente programados mantenimientos.*
 - c) Destinar el gas contratado al sector prioritario definido por el Ministerio de Minas y Energía.*
 - d) Para este efecto el transportador y el productor de gas reportarán al CND y al ASIC, inmediatamente termine el ciclo de nominación vigente en gas, la cantidad de energía nominada por cada generador térmico a gas con destino al sector prioritario definido por el Ministerio de Minas y Energía.*
- 3. En el cálculo del IHF de las plantas o unidades de generación térmica a gas natural que declaren, para el Período de Vigencia de la Obligación, la operación continua con el combustible alterno, o la infraestructura y el combustible alterno para respaldar la operación con gas natural, se excluirán los siguientes eventos:*

- a) Los relacionados con el STN y/o STR que afecten el índice, y*
 - b) Los relacionados con indisponibilidad de gas natural.*
- Para tal efecto, el generador deberá suscribir una garantía que cubra el diferencial de energía asociado al cambio en el IHF. Esta garantía deberá cumplir con lo dispuesto en el Capítulo VIII de esta resolución y deberá*

ser remitida a la CREG a más tardar el 25 de noviembre del año en el que inicia el Período de Vigencia de la Obligación.

La planta o unidad térmica que va a utilizar o respaldar la operación continua con combustible alterno, deberá aprobar una prueba de generación con este combustible efectuada de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-109 de 2005, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Esta prueba deberá realizarse dentro de los primeros dos (2) meses del Período de Vigencia de la Obligación y su éxito será declarado por el CND siempre y cuando una firma auditora reconocida, contratada por el generador, certifique que la generación durante la prueba se efectuó con el combustible alterno.

Si la prueba es calificada como no exitosa, el generador deberá suscribir un Contrato de Respaldo suficiente para cubrir el diferencial de energía asociado al cambio en el IHF, vigente hasta que se efectúe una prueba exitosa. En caso contrario se hará efectiva la garantía.

Si esta planta o unidad térmica retorna a la utilización de gas natural, para una nueva asignación de Obligaciones de Energía Firme se aplicarán los numerales 1 y 2 anteriores.

3.4.2 Declaración de los Índices de Disponibilidad Histórica Forzada.

Para efectos de calcular la ENFICC de una planta y/o unidad de generación utilizando un IHF menor al resultante de aplicar la metodología establecida en la presente resolución, sin que este IHF sea inferior a 0,05, el generador deberá:

- 1. Aportar las garantías que sean requeridas en esta resolución para respaldar la Obligación de Energía Firme asociada a la mejora del IHF.*
- 2. Reportar el cronograma de mejora del IHF y ejecutarlo con anterioridad al inicio del Período de Vigencia de la Obligación. Este cronograma deberá distribuir de manera uniforme las acciones a realizar, pero en caso de que las actividades para mejorar el IHF se concentren al final del período, éstas deben finalizarse seis (6) meses antes del inicio del Período de Vigencia de la Obligación.*
- 3. Durante el período establecido en el cronograma de mejora, el CND realizará trimestralmente una prueba de cumplimiento de las mejoras del IHF de la planta y/o unidad de generación que consiste en la comparación del índice, estimado como se define en el numeral 3.4.1, y el cronograma de mejora del IHF reportado en el numeral 2.*

En los casos en los cuales la prueba sea calificada como no exitosa, para lo cual se tomará en cuenta el criterio definido en el anexo 6, se considerará que el agente generador no ha cumplido con el cronograma de mejora. Esta situación dará

lugar a la terminación de la Obligación de Energía Firme asociada a la mejora del IHF y el ASIC procederá a hacer efectivas las garantías establecidas.

Artículo 16. Modifíquese el Anexo 4 de la Resolución CREG-071 de 2006 así:

**“ANEXO 4
FORMATO PARA LA DECLARACIÓN DE ENFICC Y ENERGÍA
DISPONIBLE ADICIONAL**

Señores

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG

Referencia: Declaración de ENFICC para la asignación de Obligaciones de Energía Firme y de la Energía Disponible Adicional para el período comprendido entre _____ y _____

Yo _____, en mi calidad de representante legal de la empresa _____, declaro que la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad - ENFICC de las siguientes plantas y/o unidades de generación para la asignación de Obligaciones de Energía Firme y el Período de Vigencia asociado a ellas es:

PLANTA Y/O UNIDAD DE GENERACIÓN N	ENFICC (KWH/DÍA)	PERÍODO DE VIGENCIA DE LA OBLIGACIÓN	
		Fecha de Inicio (mes, año)	Fecha de Finalización (mes, año)

La Energía Disponible Adicional de las plantas hidráulicas que represento comercialmente, y que ofertaré en el Mercado Secundario de Energía Firme en cada mes es:

PLANTA DE GENERACIÓN HIDRÁULICA	ENERGÍA DISPONIBLE ADICIONAL (KWh/día)	MES

Atentamente,

Firma:

C. de C. No. _____
Representante Legal de _____

Artículo 17. Modifíquese el formato 13 del Anexo 5 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

“Formato 13. Demanda de Acueducto y Riego

<i>Demanda de Acueducto y Riego (m³/s)</i>					<i>Factor de recuperación (%)</i>
<i>Nombre</i>	<i>Año T</i>	<i>Año T+1</i>	<i>Año T+2</i>	<i>Año T+n</i>	

Corresponde a la proyección de demanda de acueducto y riego para el Periodo de Vigencia de la Obligación.”

Artículo 18. Modifíquese el Anexo 7 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

“ANEXO 7

LIQUIDACIÓN

Para determinar la Obligación Horaria de Energía Firme de cada uno de los agentes generadores se aplicarán las siguientes reglas:

1. Para los casos en los cuales la demanda total doméstica diaria sea menor que la suma de la variable ODEF de todos los generadores, se calculará un factor de ajuste con la siguiente expresión:

$$FA = \frac{DC_{d,m}}{\sum_j ODEF_{j,d,m}}$$

Para estos casos, la Obligación para cada agente se ajustará como sigue:

$$ODEFA_{j,d,m} = ODEF_{j,d,m} * FA$$

En caso contrario,

$$ODEFA_{j,d,m} = ODEF_{j,d,m}$$

donde:

ODEFA_{j,d,m}: Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del generador j en el día d del mes m.

$ODEF_{j,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme del generador j en el día d del mes m .

DCd,m : Demanda Total Doméstica del día d del mes m .

2. Para cada uno de los generadores (incluye importaciones TIE) se calculará la Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DDOEF_{j,d,m} = GID_{j,d,m} - ODEFA_{j,d,m}$$

donde:

$DDOEF_{j,d,m}$: Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme del generador j en el día d del mes m .

$GID_{j,d,m}$: Generación Ideal para el día de operación d , del generador j en el mes m , considerando los Contratos de Respaldo de compra o de venta o cualquier otro Anillo de Seguridad adquiridos por el generador j y que hayan sido despachados.

$ODEFA_{j,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del generador j en el día d del mes m .

Para las importaciones TIE, el valor de $ODEFA$ es igual a cero.

3. Para los casos en los que la variable $DDOEF$ es mayor que cero (0), la Obligación de Energía Firme Horaria se determinará como:

$$OHEF_{j,h,d,m} = GI_{j,h,d,m} * \left(\frac{ODEFA_{j,d,m}}{GID_{j,d,m}} \right)$$

Para cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, el ASIC determinará el valor de las desviaciones positivas horarias de las Obligaciones de Energía Firme para cada uno de los generadores (incluidas las importaciones TIE), de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DHOEF_{j,h,d,m} = (GI_{j,h,d,m} - OHEF_{j,h,d,m}) * (PB_{h,d,m} - PE_m)$$

donde:

$DHOEF_{j,h,d,m}$: Desviación Horaria de la Obligación de Energía Firme para el generador j , en la hora h del día d del mes m .

$OHEF_{j,h,d,m}$: Obligación Horaria de Energía Firme del generador j , en la hora h del día d del mes m .

$GI_{j,h,d,m}$: Generación Ideal del agente j en la hora h del día d del mes m .

$PB_{h,d,m}$: Precio de Bolsa para la hora h del día d del mes m .

PE_m : Precio de Escasez del mes m .

4. Para cada hora, el ASIC calculará la siguiente expresión:

$$DG_{h,d,m} = \left(\sum_{j \in c} (GI_{j,h,d,m} - OHEF_{j,h,d,m}) - ETIE_{h,d,m} \right) * (PB_{h,d,m} - PE_m)$$

donde:

c : subconjunto de generadores (incluye importaciones TIE) para los cuales la variable $DDOEF$ es mayor que cero (0).

h: subconjunto de horas para las cuales el Precio de Bolsa es mayor que el Precio de Escasez durante del día *d* del mes *m*.

ETIE_{h,d,m}: Magnitud de las exportaciones TIE para la hora *h*, del día *d* del mes *m*.

a. Si la variable *DG_{h,d,m}* es negativa:

- El valor absoluto de la variable *DG_{h,d,m}* será asignado a prorrata de la *Gl_{j,h,d,m}* incrementando las cuentas a favor de cada generador.
- El valor de *DHOEF_{j,h,d,m}* será asignado a cada generador incrementando las cuentas a favor del mismo.
- Para las importaciones TIE, la liquidación se realizará de conformidad con la regulación vigente para estas transacciones.

b. Si la variable *DG_{h,d,m}* es mayor o igual que cero y el valor de la suma de las compras en bolsa de la hora *h* y el valor de *DDOEF_{j,d,m}* es mayor que cero:

- El valor de *DHOEF_{j,h,d,m}* será asignado a cada generador incrementando las cuentas a favor del mismo.

· El valor de *DG_{h,d,m}* será asignado a los generadores para los cuales la variable *DDOEF_{j,d,m}* es menor que cero (0), y a los agentes con compras en bolsa, como sigue:

a- Demanda no cubierta con obligaciones de energía firme

$$DNC_{d,m} = DC_{d,m} - \sum_j ODEFA_{j,d,m}$$

donde *DNC_{d,m}* es la demanda no cubierta en el día *d* del mes *m*.

b- El ASIC incrementará las cuentas a cargo de los generadores para los cuales la variable *DDOEF_{j,d,m}* es menor que cero (0), y de los agentes con compras en bolsa, aplicando para cada hora la siguiente expresión:

Agentes generadores:

$$\frac{DDOEF_{j,d,m}}{DNC_{d,m} + \sum_{j \in f} DDOEF_{j,d,m}} * DG_{h,d,m}$$

Agentes que compran en bolsa:

$$\frac{DNC_{d,m}}{DNC_{d,m} + \sum_{j \in f} DDOEF_{j,d,m}} * DG_{h,d,m} * \frac{CB_{j,h,d,m}}{CB_{h,d,m}}$$

donde:

f: subconjunto de generadores para los cuales la variable *DDOEF_{j,d,m}* es menor que cero (0).

CB_{j,h,d,m}: compras en bolsa del agente *j* en la hora *h* del día *d* del mes *m*.

CB_{h,d,m}: compras en bolsa totales de la hora *h* del día *d* del mes *m*.

- Para las importaciones TIE, la liquidación se realizará de conformidad con la regulación vigente para estas transacciones.

Artículo 19. Modifícase el Anexo 8 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

“ANEXO 8

CONCILIACIÓN, LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

El SIC procederá a efectuar la conciliación, liquidación y facturación del Cargo por

Confiabilidad de conformidad con las siguientes reglas:

8.1. Conciliación

8.1.1 Determinación de la Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación (RRID) y Remuneración Real Total (RRT)

La remuneración real individual diaria de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del agente j en el día d del mes m (RRID i,d,m) se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RRID_{i,d,m} = \min \left[1, \frac{DC_{i,d,m}}{CEN_i * (1 - IHF_i)} \right] * ODEFr_{i,d,m} * PCC_{i,m}$$

donde:

$DC_{i,d,m}$: Promedio de la Disponibilidad Comercial de la planta i en el día d del mes m , expresado en kilovatios (kW), sin considerar la indisponibilidad causada por mantenimientos programados respaldados con Contratos de Respaldo o con cualquier otro Anillo de Seguridad, durante el tiempo de ejecución de este mantenimiento. Este respaldo debió registrarse previamente ante el ASIC.

CEN_i : Capacidad Efectiva Neta declarada por el agente generador para la planta y/o unidad de generación i , expresada en kilovatios (kW).

$ODEFR_{i,m,d}$: Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta y/o unidad de generación i en el día d del mes m , expresada en kilovatios-hora (kWh).

$PCC_{i,m}$: Precio Promedio Ponderado del Cargo por Confiabilidad de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta y/o unidad de generación i del generador j vigente en el mes m , expresado en dólares por kilovatio-hora (US\$/kWh), que se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$PCC_{i,m} = \frac{\sum_s (P_{i,m,s} * ODEFr_{i,m,s})}{\sum_s ODEFr_{i,m,s}}$$

donde:

$P_{i,m,s}$: Precio al cual fue asignada la Obligación de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación i vigente en el mes m , asignada en la subasta s o el mecanismo que haga sus veces, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$ODEFR_{i,m,s}$: Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el mes m , asignada en la subasta s o el mecanismo que haga sus veces.

s : Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme, mecanismo que haga sus veces o Subasta de Reconfiguración.

El valor de $PCC_{i,m}$ se convertirá a pesos por kilovatio hora (\$/kWh), utilizando la TRM correspondiente al

último día del mes liquidado, publicada por la Superintendencia Financiera.

La Remuneración Real Total Mensual para el mes m (RRT_m) se obtendrá aplicando la siguiente fórmula:

$$RRT_m = \sum_{i=1}^k \sum_{d=1}^n RRID_{i,d,m}$$

donde:

$RRID_{i,d,m}$: Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta y/o unidad de generación i en el día d del mes m .
 n : Número de días del mes m .
 k : Número de plantas y/o unidades de generación.

8.1.2 Cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE)

Para efectos de liquidación y facturación de cada uno de los meses del Período de Vigencia de la Obligación se usará el CERE, que será calculado mediante la siguiente expresión:

$$CERE_m = \frac{RRT_m}{GR_m}$$

donde GR_m es la Generación Real en el mes m expresada en kilovatios hora (kWh). Para las Plantas no Despachadas Centralmente se considera exclusivamente sus ventas de energía en bolsa.

El Costo Equivalente en Energía (CEE), expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) que será usado para efectos de cotización en la Bolsa, se calculará cada mes mediante la fórmula:

$$CEE_m = \frac{\sum_{s,i} (P_{i,m,s} * OMEFR_{i,j,m})}{ETDP_m}$$

donde:

$ETDP$: Energía Total Demandada Proyectada en el SIN para cada mes, expresada en kilovatios hora..

$OMEFR_{i,j,m}$: Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en el mes m .

El valor de $P_{i,m,s}$ se convertirá a pesos por kilovatio hora (\$/kWh), utilizando TRM correspondiente al día hábil inmediatamente anterior al día de la fijación del CEE, publicada por la Superintendencia Financiera.

El CND fijará el CEE para las ofertas de cada nuevo mes con tres (3) días de anticipación.

8.2 Liquidación y Facturación

8.2.1 Cálculo del Valor a Recaudar de cada planta y/o unidad de generación i ($VR_{i,m}$)

Cada planta y/o unidad de generación recaudará a través de sus ventas de energía la cantidad resultante de aplicar la siguiente expresión:

$$VR_{i,m} = CERE_m * G_{i,m}$$

donde $G_{i,m}$ es la generación real de la planta o unidad de generación i en el mes m , expresada en kilovatios hora. Las plantas no despachadas centralmente recaudarán con sus ventas en bolsa.

8.2.2 Cálculo del Valor a Distribuir de cada planta y/o unidad de generación i (VD_i)

Cada planta y/o unidad de generación i tendrá derecho a recibir la cantidad resultante de aplicar la siguiente expresión:

$$VD_i = \sum_{d=1}^n RRID_{i,d,m}$$

donde n es el número de días del mes m .

Con el resultado del Valor a Distribuir (VD_i) y el Valor a recaudar (VR_i) se calculará mensualmente para cada planta y/o unidad de generación i , el valor F_i mediante la siguiente expresión:

$$F_i = VD_i - VR_i$$

Cuando F_i sea positivo, se originará un saldo a favor del agente generador en el SIC. Cuando F_i sea negativo, se producirá por parte del SIC un cobro al agente generador correspondiente.

Artículo 20. Modifícase el Anexo 9 de la Resolución CREG-071 de 2006, el cual quedará así:

“ANEXO 9

MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA ENFICC

9.1 Formulación del Modelo de Optimización

Para modelar dentro del problema de optimización los criterios y procedimientos descritos en el Anexo 3 y hacer posible el cálculo de la ENFICC en un solo paso la formulación matemática es la siguiente:

Maximice

ENFICC

Sujeto a:

Restricción de balance hidráulico para plantas autónomas

$$\varepsilon_{i,m} = \varepsilon_{i,m-1} + a_{i,m} - \tau_{i,m} - v_{i,m} \quad \text{Balance hidráulico Autónomo}$$

Restricción de balance hidráulico para Tratamiento de Cadenas (Modelo de Cadenas)

$$\varepsilon_{i,m} = \varepsilon_{i,m-1} + a_{i,m} - \tau_{i,m} - v_{i,m} + \sum_{j \in i} (\tau_{j,m} + v_{j,m} + \beta_{j,m}) \quad \text{Balance hidráulico planta sin bombeo}$$

$$\varepsilon_{i,m} = \varepsilon_{i,m-1} + a_{i,m} - w_{i,m} - v_{i,m} + \sum_{j \in i} (\tau_{j,m} + v_{j,m} + \beta_{j,m}) \quad \text{Balance hidráulico planta con bombeo}$$

$$w_{i,m} = \tau_{i,m} + \beta_{i,m} \quad \text{Control de bombeo}$$

Restricción de producción para plantas

$$\sigma_m * ENFICC - \rho_i * \tau_{firme_{i,m}} = 0 \quad \text{Producción de ENFICC base}$$

$$\tau_{i,m} = \tau_{firme_{i,m}} + \tau_{adicional_{i,m}} \quad \text{Turbinado para plantas sin bombeo}$$

$$w_{i,m} = \tau_{firme_{i,m}} + \tau_{adicional_{i,m}} \quad \text{Turbinado plantas con bombeo (Modelo Cadena)}$$

Restricciones para controlar vertimientos

$$\varepsilon_{i,m} - (\varepsilon_{max_i} - \varepsilon_{min_tec_i}) * i_{i,m} \geq \varepsilon_{min_tec_i} \quad \text{Control de nivel máximo del embalse}$$

$$v_{i,m} - v_{max_i} * u_{i,m} \leq 0 \quad \text{Control límite máximo variable de vertimiento}$$

$$v_{i,m} - v_{min_i} * u_{i,m} \geq 0 \quad \text{Límite mínimo de vertimiento}$$

$$\tau_{i,m} - \tau_{1_{max_i}} * u_{i,m} \geq 0 \quad \text{Control máximo de turbinamiento factible 1}$$

$$\tau_{adicional_{i,m}} - \tau_{max_i} * i_{i,m} - \tau_{max_i} * w_{i,m} \leq 0 \quad \text{Energía Disponible Adicional}$$

$$u_{i,m} - i_{i,m} \leq 0 \quad \text{Control activación variable binaria ui, m}$$

Restricciones de criterios definidos para plantas con curva guía máxima o volumen de espera

$$\varepsilon_{i,m} - (\varepsilon_{vazmax(i,m)} - \varepsilon_{min_tec_i}) * w_{i,m} \geq \varepsilon_{min_tec_i} \quad \text{Control de Activación de Curva Máxima}$$

$$\varepsilon_{i,m} - (\varepsilon_{max_i} - \varepsilon_{vazmax(i,m)}) * s_t \leq \varepsilon_{vazmax(i,m)} \quad \text{Control de Activación de Curva Máxima}$$

$$\tau_{i,m} - \tau_{2,max_i} * s_{i,m} \geq 0 \quad \text{Control máximo de turbinamiento factible 2}$$

$$s_{i,m} - w_{i,m} \leq 0 \quad \text{Control activación variables binarias}$$

Restricciones para cumplir los criterios definidos para plantas con curva guía mínima

$$\varepsilon_{i,m} + (\varepsilon_{cvarmn(i,m)} - \varepsilon_{min_tec_i}) * z_{i,m} \geq \varepsilon_{cvarmn(i,m)} \quad \text{Control de mínimo técnico}$$

$$\varepsilon_{i,m} + (\varepsilon_{max_i} - \varepsilon_{cvarmn(i,m)}) * z_{i,m} \leq \varepsilon_{max_i} \quad \text{Activación Curva Guía Mínima}$$

$$\tau_{i,m} + \tau_{max_i} * z_{i,m} \leq \tau_{max_i} \quad \text{Control de turbinamiento a cero}$$

Restricciones para Garantizar convergencia por Turbinamientos Mínimos

$$\tau_{i,m} + \tau'_{i,m} \geq \tau_{min_i} \quad \text{Control de mínimo técnico}$$

$$\tau_{i,m} + (\tau_{max_i} - \tau_{min_i}) * x_{i,m} \leq \tau_{max_i} \quad \text{Restricción de relajación turbinado mínimo}$$

$$\tau'_{i,m} - \tau_{min_i} * x_{i,m} \leq 0 \quad \text{Control activación variable de relajación}$$

Límites:

$$\varepsilon_{min_tec_i} \leq \varepsilon_{i,m} \leq \varepsilon_{max_i}$$

$$0 \leq \tau_{i,m} \leq \tau_{max_i}$$

$$\tau_{max_i} = \frac{(1 - IHF_i) * CEN_i}{\rho_i}$$

$$i_{i,m}, s_{i,m}, u_{i,m}, w_{i,m}, x_{i,m} \in \{1, 0\}$$

donde:

$$\tau_{1,max_i} = \min \left\{ ((\varepsilon_{max_i} - \varepsilon_{cvarmn(i,m)}) + a_{i,m}), \tau_{max_i} \right\} \quad \text{Si tiene curva guía mínima}$$

$$\tau_{1,max_i} = \min \left\{ ((\varepsilon_{max_i} - \varepsilon_{min_tec_i}) + a_{i,m}), \tau_{max_i} \right\} \quad \text{Si no tiene curva guía mínima}$$

$$\tau_{2,max_i} = \min \left\{ ((\varepsilon_{cvarmn(i,m)} - \varepsilon_{min_tec_i}) + a_{i,m}), \tau_{max_i} \right\}$$

$\varepsilon_{i,m}$	Variable de nivel de embalse en Mm3 en el mes m para la planta i
$\tau_{i,m}$	Variable de nivel de turbinamiento de la planta en Mm3 en el mes m para la planta i
$v_{i,m}$	Variable de nivel de vertimiento de la planta en Mm3 en el mes m para la planta i

$\tau_firme_{i,m}$	Variable del nivel de turbinamiento correspondiente a la ENFICC base para la planta i
$\tau_adicional_{i,m}$	Variable del nivel de turbinamiento correspondiente a Energía Disponible Adicional para la planta i
$\tau'_{i,m}$	Variable de relajación de la restricción de turbinamiento mínimo para la planta i
$\varpi_{i,t}$	Variable de nivel de turbinamiento (bombeo más turbinamiento aguas abajo) de la planta i en Millones de metros cúbicos (Mm3 o hm3) en el mes m
β_i	Variable de nivel de bombeo de la planta i Mm3 en el mes m
$\beta_{j,i}$	Variable de nivel de bombeo recibida por la planta i proveniente de la planta j en Mm3 en el mes m
$j \in \mathcal{D}_i$	Conjunto de embalses asociados aguas arriba j que turbinan, vierten o bombean en la primera planta de la cadena i (sólo para cálculo de ENFICC de cadenas)
$i_{i,m}$	Variable binaria (1/0) que controla que sólo se genere por encima de la ENFICC (Energía Disponible Adicional) en los meses (m) en que el embalse este al máximo de su capacidad.
$u_{i,m}$	Variable binaria (1/0) que controla que sólo se vierta en los meses (m) en que el embalse este por encima del máximo de su capacidad.
$w_{i,m}, s_{i,m}$	Variables binarias (1/0) que controlan la operación de la planta para cuando el volumen del embalse supera el nivel de la curva guía máxima
$x_{i,m}$	Variable binaria (1/0) que controla la activación de la relajación de la restricción de turbinamiento mínimo
$z_{i,m}$	Variable binaria (1/0) para el manejo de la curva mínima técnica
$q_{i,m}$	Dato de caudal aportado a la planta en el mes m en Mm3. Para plantas en cadena que usan el Modelo Autónomo, se debe sumar como aporte el valor turbinado y/o vertido de las plantas asociadas aguas arriba.
ρ_i	Dato del factor medio de conversión de la planta i
$\varepsilon_{i,m-1}$	Para el mes $m = 1$, corresponde al dato de entrada del nivel inicial del embalse. Para $m > 1$, corresponde a la Variable que indica el nivel del embalse para el mes m-1
IHF_i	Índice de Indisponibilidad Histórica Forzada de la planta
CEN_i	Capacidad Efectiva Neta de la planta i en MW
σ_m	Número de horas del mes m
$\varepsilon_{max}(i,m)$	Dato del valor del nivel máximo de la curva guía o volumen de espera del embalse en Mm3 en el mes m
$\varepsilon_{min}(i,m)$	Dato del valor del nivel mínimo de la curva guía mínima del embalse en Mm3 en el mes m

E_{max}	Capacidad máxima del embalse en Mm3
E_{min_tar}	Mínimo nivel del embalse en Mm3

9.2 Parámetros de Convergencia

En el caso de que el problema de optimización incluya variables binarias, requiere ser resuelto usando técnicas de programación entera mixta (MIP), para lo cual se considerará un parámetro de convergencia absoluta de 1×10^{-4} .

9.3 Resultados

Los resultados del problema de optimización se expresarán en números enteros y en kilovatios hora/día (kWh/día).

Artículo 21. Vigencia. Esta resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, el día **25 OCT. 2006**

MANUEL MAIGUASHCA OLANO

CAMILO QUINTERO MONTAÑO

Viceministro de Minas y Energía

Director Ejecutivo

Delegado del Ministro de Minas y Energía

Presidente