



Ministerio de Minas y Energía

**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

**RESOLUCIÓN No. 043 DE 2006**

( 17 JUL. 2006 )

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de establecer la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

En ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 2253 de 1994 y 2696 de 2004,

**CONSIDERANDO:**

Conforme a lo dispuesto por el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resoluciones de carácter general que pretenda adoptar, con las excepciones que allí se señalan, con antelación no inferior a treinta (30) días a la fecha de su expedición;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 297 de julio 17 de 2006, aprobó hacer público el proyecto de resolución "por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía".

Que los Documentos CREG citados en la parte motiva del proyecto que se publica contienen los análisis que soportan las decisiones propuestas;

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO 1o.** Hágase público el proyecto de resolución "por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía".

**ARTÍCULO 2o.** Se invita a los agentes, a los usuarios, a las Autoridades Locales Municipales y Departamentales competentes y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación de la presente Resolución en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

1180

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**ARTÍCULO 3o.** Infórmese en la página web la identificación de la dependencia administrativa y de las personas a quienes se podrá solicitar información sobre el proyecto y hacer llegar las observaciones, reparos o sugerencias, y los demás aspectos previstos en el artículo 10 del Decreto 2696 de 2004.

**ARTÍCULO 4o.** La presente Resolución no deroga disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C., 17 JUL. 2006

  
**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
Viceministro de Minas y Energía  
Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

  
**RICARDO RAMÍREZ CARRERO**  
Director Ejecutivo

*Handwritten mark*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

### PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se aprueba la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía

### 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

#### CONSIDERANDO:

Que según la Ley 143 de 1994, artículo 4, el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en el cumplimiento de sus funciones, los de abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

Que la Ley 143 de 1994, Artículo 20, definió como objetivo fundamental de la Regulación en el sector eléctrico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio;

Que para el cumplimiento del objetivo señalado, la Ley 143 de 1994, Artículo 23, le atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, entre otras, las siguientes funciones:

- Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia, para lo cual, la oferta eficiente, en el sector eléctrico, debe tener en cuenta la capacidad de generación de respaldo;
- Establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional;
- Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía; y
- Determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia.

Que según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la CREG, entre otras, las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia; y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas

*Handwritten signature or initials.*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la facultad legal de establecer el Reglamento de Operación, el cual incluye los principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica, de conformidad con lo establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994;

Que según las leyes 142 y 143 de 1994, el mercado de energía mayorista se rige, entre otros, por el principio de libertad de entrada y de salida, que supone esencialmente autonomía para que cualquier persona decida la oportunidad para ingresar a dicho mercado y su permanencia o retiro, sin más exigencias que las indispensables para asegurar el cumplimiento de fines legales tales como la eficiencia, la seguridad, la libre competencia y el adecuado funcionamiento del mercado;

Que según el artículo 27 de la Ley 143 de 1994, salvo en situación de emergencia, las empresas de generación térmica que efectúen ventas de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional, deberán realizar contratos para garantizar, a largo plazo, el suministro de combustible en forma oportuna y a precios económicos;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de los objetivos y funciones señaladas, mediante la Resolución CREG-001 de 1996, creó un Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista, cuya vigencia se determinó por un periodo de diez años, que termina en noviembre de 2006;

Que mediante la Resolución CREG-116 de 1996 se adoptaron las normas de carácter general, impersonal y abstracto sobre el método de cálculo del Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad, las cuales han sido precisadas y aclaradas por las Resoluciones CREG-113 de 1998 y CREG-047 y CREG-059 de 1999;

Que mediante el mencionado Cargo por Capacidad se buscó garantizar la disponibilidad de una oferta eficiente de energía eléctrica, capaz de abastecer la demanda en el Sistema Interconectado Nacional, a través de un mecanismo no garantizado de remuneración de la inversión por kilovatio instalado de los generadores que contribuyen a la confiabilidad del Sistema, bajo criterios de eficiencia y de hidrología crítica;

Que mediante la Resolución CREG-072 de 2000, corregida y aclarada por la Resolución CREG-077 de 2000, la Comisión introdujo ajustes al método de cálculo del Cargo por Capacidad, con el objetivo fundamental de reflejar señales necesarias para la sostenibilidad del Sistema Interconectado Nacional a largo plazo, y por ende, para la confiabilidad y la prestación eficiente del servicio público domiciliario de electricidad, consistentes en evaluar la firmeza específica de cada planta y/o unidad de generación y dar una mayor estabilidad al Cargo en su variación anual, buscando una posible transición hacia un esquema de mercado para la asignación del Cargo por Capacidad;

Que mediante la Resolución 050 de 2004, la Comisión sometió a consideración de los agentes y demás interesados el Documento CREG-038 de 2004, el cual contiene una propuesta para la determinación y asignación del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista;

Que posteriormente, la Comisión mediante Documento CREG-072 de 2005, puso a consideración de los agentes y terceros interesados un documento en el cual identificó ocho alternativas para la definición del nuevo Cargo por Confiabilidad, y un conjunto de principios y criterios de evaluación de las mismas;

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

Que a partir de la anterior propuesta, se realizó un taller con la participación de los agentes del Mercado Mayorista en el cual se evaluaron los criterios para cada una de las alternativas, cuyos resultados fueron presentados por la CREG en el seminario del mercado de energía mayorista realizado por el Consejo Nacional de Operación y el Comité Asesor de Comercialización en octubre del año 2005;

Que mediante Resolución CREG-125 de 2005 la Comisión complementó algunas disposiciones relacionadas con el reporte de información por parte de los agentes generadores en materia de contratos de combustible para la determinación de la energía firme a ser utilizada en la asignación del Cargo por Capacidad;

Que posteriormente, el 15 de diciembre de 2005, los generadores agrupados en ACOLGEN presentaron a la Comisión los resultados de los análisis elaborados por los consultores del grupo de generadores hidráulicos y del grupo de generadores térmicos;

Que con los resultados obtenidos en esta evaluación, que están contenidos en el Documento CREG-122 de 2005, la CREG, en su sesión del 20 de diciembre, aprobó continuar con la dirección de trabajo que se propuso y ratificó el cronograma previsto en el Documento CREG-072 de 2005;

Que la CREG en su sesión No. 290, llevada a cabo el 12 de mayo de 2006, aprobó someter a consideración de los agentes, los usuarios, terceros interesados y público en general, las propuestas sobre los módulos correspondientes al Mercado secundario de opciones en firme (Documento CREG-032 de 2006); retiro de plantas (Documento CREG-033 de 2006); verificación de instalaciones de generadores nuevos (Documento CREG-034 de 2006); y Análisis de índices de indisponibilidad histórica (Documento CREG-035 de 2006); los cuales fueron publicados en la página Internet de la CREG, con la Circular No. 021 de 2006;

Que en la Sesión No. 292 de la Comisión, efectuada el 5 de junio de 2006, la CREG evaluó y aprobó la propuesta establecer un precio de ejercicio para el nuevo Cargo por Confiabilidad, presentada en el Documento CREG-038 de 2006, que se sometió a consideración de los agentes, usuarios, terceros interesados y público en general, mediante la Circular CREG-027 de 2006 publicada en la página Internet de la CREG;

Que en la Sesión de la Comisión del 12 de junio de 2006 se discutió el tema de combustibles alternos, en donde se evaluaron las plantas con capacidad de utilizar combustibles alternos y las características de suministro, para lo cual se aprobó someter a consideración de los agentes, los usuarios, terceros interesados y público en general, la propuesta contenida en el Documento CREG-039, sobre "Contratación de Suministro de Combustibles para Generación Eléctrica", el cual fue publicado en la página Internet de la CREG, con la Circular CREG-025 de 2006;

Que en la sesión del 16 de junio de 2006, la CREG aprobó someter a discusión de los agentes, usuarios, terceros interesados y público en general, las propuestas sobre Definición del Producto (Documento CREG-041 de 2006); Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (Documento CREG-042 de 2006); Determinación del Precio de Ejercicio (Documento CREG-043 de 2006); Transición Mecanismo de Remuneración del Cargo por Confiabilidad (Documento CREG-044 de 2006); y Liquidación y Administración de Cuentas y Mecanismo de Remuneración del Cargo por Confiabilidad (documento CREG-045 de 2006), los cuales fueron publicados en la página internet de la CREG con la Circular CREG-027 del 23 de junio de 2006;

Que en la sesión del 29 de junio de 2006, la Comisión aprobó someter a discusión de agentes, usuarios y terceros interesados mediante esta resolución de consulta la propuesta sobre el diseño de la subasta de Energía Firme, el tratamiento de las plantas menores en este esquema de asignación de Cargo por Confiabilidad, el formato de declaración de información de contratos de combustible, las pruebas opcionales sin efecto sobre los IHF, el período de validación de

*MD*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

parámetros para el cálculo de la energía firme, la auditoría de estos parámetros, el diseño de las subastas de reconfiguración, la definición de plantas y/o unidades de generación nuevas y el tratamiento a los costos de racionamiento;

Que los siguientes agentes han enviado a la Comisión sus comentarios a los documentos sometidos a discusión: Acolgen (E-2006-004206), Epsa (E-2006-004258), Isagen (E-2006-004209), Termocandelaria (E-2006-004167, E-2006-004731, E-2006-004920) y XM (E-2006-004212);

Que el presente proyecto de resolución contiene de manera integrada las propuestas sobre cada uno de los respectivos módulos del Cargo por Confiabilidad sometidas a consideración con los documentos anteriormente señalados, así como la propuesta sobre el diseño de la subasta de Energía Firme conforme a las orientaciones y recomendaciones del consultor internacional, profesor Peter Cramton, contratado por la CREG para el efecto;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 297 del 17 de julio de 2006, aprobó someter a consulta de los agentes, usuarios y terceros interesados la metodología para remunerar el Cargo por Confiabilidad;

#### RESUELVE:

**Artículo 1. Objeto.** Mediante la presente resolución se adopta la metodología y otras disposiciones para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

#### CAPITULO I

#### DEFINICIONES

**Artículo 2. Definiciones.** Para la interpretación y aplicación de esta Resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

**Activo de Generación de Última Instancia:** Planta o unidad de generación que no participa en las Subastas de Energía Firme ni en el mercado de energía mayorista y que es utilizada para cubrir total o parcialmente Obligaciones de Energía Firme de un agente.

**Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales:** Dependencia del Centro Nacional de Despacho encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

**Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Administrador de la Subasta:** Para todos los efectos las funciones de administración de las Subastas para Asignar Obligaciones de Energía Firme serán realizadas por XM S.A. E.S.P.

*MD*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**Auditor de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Auditor de la Subasta:** Persona natural o jurídica contratada por el Administrador de la Subasta, encargada de verificar la correcta aplicación de la regulación vigente para el desarrollo de la Subasta.

**Cargo por Confiabilidad:** Remuneración que se paga a un generador por la Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el procedimiento que haga sus veces. Esta Energía Firme está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.

**Condiciones Críticas:** Situación que presenta el mercado mayorista cuando el precio de bolsa es mayor al precio de ejercicio.

**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 o recíprocamente entre dos de ellos. Su objeto, precio, cantidad, garantía, duración, liquidación y recaudo se determina de común acuerdo entre las partes siguiendo los lineamientos del Mercado Secundario establecido en la presente resolución o aquella que la remplace, complemente o sustituya.

**Demanda Objetivo:** Corresponde a la última proyección del escenario medio de demanda de energía del mercado nacional que haya estimado la UPME para la estación de verano correspondiente a los cinco (5) meses siguientes a la fecha en que finaliza el Período de Planeación; más un porcentaje que fijará la Comisión de acuerdo con el error de estimación de la demanda. De este valor se descontará la energía ya cubierta con Obligaciones de Energía Firme asignadas en subastas previas y la Energía Firme de las Plantas no Despachadas Centralmente.

**Demanda Desconectable:** demanda de energía de usuarios que están dispuestos a reducir su consumo a cambio de una contraprestación.

**Energía Firme para Cargo por Confiabilidad –ENFICC:** Es la cantidad de energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación y que resulta de aplicar el procedimiento definido en los Artículos 28 y 29 de esta Resolución.

**Energía Disponible en la Estación de Invierno:** Es la cantidad de energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación hidráulica en los meses de la estación de invierno, salvo que utilizando la Curva de Distribución de Probabilidad de Generación Promedio para la Estación de Invierno o la Curva de Distribución de Probabilidad de la Generación Mensual Mínima para la Estación de Invierno, según corresponda.

Para plantas y/o unidades de generación térmicas, el valor de la Energía Disponible en la Estación de Invierno es igual a la ENFICC.

**Estación de Verano:** Período comprendido entre el 1º de diciembre de cualquier año calendario y el 30 abril del año calendario inmediatamente siguiente.

**Estación de Invierno:** Período comprendido entre el 1º de mayo y el 30 de noviembre de cualquier año calendario.

**Exceso de Oferta de Energía Firme:** Cantidad resultante de restar de la oferta agregada de los generadores participantes en la Subasta la demanda de Energía Firme para un nivel de precio determinado.

YRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**Función de Demanda de Energía Firme:** Conjunto de pares que relacionan cantidades de Energía Firme expresadas en kwh y los precios respectivos, expresados en US\$/kwh, que el Administrador de la Subasta está dispuesto a adquirir en el proceso de Subasta, y que ha sido previamente anunciada a los participantes en la misma.

**Función de Oferta:** Conjunto de pares que relacionan las cantidades de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad expresadas en kwh y los precios respectivos expresados en US\$/kwh, que cada uno de los generadores que participan en la subasta está dispuesto a comprometer. Para cada generador la oferta expresada en kWh no podrá exceder la suma de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de las plantas y/o unidades de generación representadas comercialmente por él.

**Incumplimiento grave e insalvable de la fecha de la puesta en operación de la planta:** Retraso en la puesta en operación de una planta y /o unidad de generación, por un periodo superior a seis (6) meses.

**Mercado Secundario de Energía Firme o Mercado Secundario:** Mercado bilateral en el que los generadores negocian entre sí un Contrato de Respaldo para garantizar, durante un período de tiempo determinado, el cumplimiento de los compromisos adquiridos por uno de ellos en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

**Modelo SDDP:** Modelo de optimización y simulación de la operación del sistema hidrotérmico que utiliza Programación Dinámica Dual Estocástica. También conocido como MPODE.

**Obligación de Energía Firme:** Vínculo resultante de la Subasta o de una asignación administrada, que impone a un generador la necesidad de generar en cada hora, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme, y cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Ejercicio. Esta cantidad de energía corresponde a una proporción de la demanda horaria real, sin considerar Transacciones Internacionales de Electricidad, calculado para las estaciones de verano e invierno de acuerdo con el procedimiento definido en esta resolución.

**Período de Exposición de la Subasta:** Período máximo de tiempo comprendido entre la apertura y el cierre de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

**Período de Planeación:** Tiempo que transcurre entre la fecha de ejecución de la Subasta y la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme asignada en dicha Subasta.

**Período de Precalificación:** Periodo de tiempo transcurrido entre el inicio de la actuación administrativa y el día de realización de la Subasta.

**Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme:** Período de tiempo durante el cual el generador queda vinculado al cumplimiento de su Obligación de Energía Firme.

**Plantas y/o Unidades de Generación con Información Insuficiente:** Plantas y/o unidades de generación cuyas horas de operación, más las horas de indisponibilidad, no superan el 20% del

780



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

total de las horas de los tres (3) años contemplados para el cálculo de su Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas -IHF.

**Plantas y/o Unidades de Generación con Información Reciente:** Plantas y/o unidades de generación que tengan menos de treinta y seis (36) meses de operación con la misma configuración con la que se está evaluando el Índice de Indisponibilidad Histórica de salidas Forzadas. Cuando por decisión del agente, se configuren diferentes unidades en una sola planta, la historia de la misma se tomará a partir de la fecha de entrada en operación de la última unidad del grupo.

**Planta y/o Unidad de Generación Existente:** Planta y/o unidad de generación que al momento de celebración de la Subasta, o del procedimiento de asignación de energía firme que haga sus veces, haya entrado en operación comercial.

**Planta y/o Unidad de Generación Nueva:** Planta y/o unidad de generación que no ha iniciado la etapa de construcción al momento de celebración de la Subasta o del procedimiento que haga sus veces.

**Planta y/o Unidad de Generación Especial:** Se consideran Plantas y/o Unidades de Generación Especiales las que se encuentran en proceso de construcción o instalación a la fecha de celebración de la subasta o del procedimiento de asignación que haga sus veces; las instaladas que vayan a ser repotenciadas; las que han sido reincorporadas al mercado después de haber sido retiradas; así como las que resultan del cierre de una de ciclo abierta instalada.

**Precio de Apertura de la Ronda:** Precio con el cual se inicia una nueva ronda en el proceso de Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme. Este precio es equivalente al Precio de Cierre de la ronda inmediatamente anterior.

**Precio de Apertura de la Subasta:** Precio con el cual se inicia la primera ronda en el proceso de Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

**Precio de Cierre de la Ronda:** Precio mínimo al que los generadores que participan en una Subasta deben enviar sus ofertas de Energía Firme para esa ronda en particular. Este precio es definido y anunciado por el Subastador al inicio de cada ronda.

**Precio de Cierre de la Subasta:** Precio correspondiente a la oferta del último generador asignado con Energía Firme de conformidad con el procedimiento de despeje del mercado.

**Precio de Ejercicio:** valor regulado que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme.

**Protocolo de la Subasta:** Procedimiento establecido por el Administrador de la Subasta que contiene los parámetros y procedimientos administrativos necesarios para la realización de la misma.

**Retiro definitivo de Plantas y/o Unidades de Generación de las subastas para la asignación de obligaciones de Energía Firme:** Decisión libre y voluntaria que toma un generador de nunca participar en las Subastas con plantas y/o unidades de generación representadas comercialmente por él, expresamente identificadas, que se debe comunicar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas y al Administrador de la Subasta y que solo serán públicas una vez finalizada la Subasta.

*JRD*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**Retiro temporal de Plantas y/o Unidades de Generación de las subastas de obligaciones de Energía Firme:** Decisión libre y voluntaria que toma un generador de no participar en el proceso de subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme para un año determinado, con plantas o unidades de generación representadas comercialmente por él expresamente identificadas, que se debe comunicar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas y al Administrador de la Subasta y que solo serán públicas una vez finalizada la Subasta.

**Ronda:** Período de tiempo durante el cual los generadores participantes en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme informan sus funciones de oferta al Administrador de la Subasta de acuerdo con el protocolo de la misma.

**Sistema de Información del Mercado Secundario:** Plataforma de Internet de consulta pública administrada por XM en donde los generadores anuncian la Energía Firme no comprometida y que voluntariamente quieren transar en el Mercado Secundario. Mediante este sistema de información XM publicará la información de precios, cantidades y plazos de las transacciones del Mercado Secundario.

**Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Subasta:** Procedimiento dinámico de negociación de Obligaciones de Energía Firme con reglas definidas para la formación del precio y asignación de cantidades basada en las ofertas realizadas por los participantes.

**Subasta de Reconfiguración:** Procedimiento anual de compra o venta de Obligaciones de Energía Firme mediante un mecanismo de subasta doble a precio marginal.

**Subastador:** Persona natural o jurídica contratada por el Administrador de la Subasta y que tiene por función establecer los precios de Apertura y Cierre para cada una de las rondas de la Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme.

**Valor Esperado de Racionamiento de Energía –VERE:** Es el racionamiento promedio esperado de energía en un mes determinado. Se expresa en giga vatios hora (GWh) o en porcentaje de la demanda mensual de energía.

**Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado –VEREC:** Es el racionamiento promedio esperado de energía de los casos con déficit en un mes determinado y se expresa en giga vatios hora (GWh) o en porcentaje de la demanda mensual de energía.

## CAPITULO II

### OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

**Artículo 3. Objeto.** En este Capítulo se establece el procedimiento para definir las Obligaciones de Energía Firme remuneradas mediante el Cargo por Confiabilidad, así como las responsabilidades adicionales que deben cumplir los generadores que reciben este Cargo.

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

## 2.1 CÁLCULO DEL VALOR DE LA OBLIGACIÓN

**Artículo 4. Cálculo de la Obligación de Energía Firme.** La Obligación de Energía Firme de un generador exigible en cada una de las horas durante el Período de Vigencia de la Obligación se determinará de la siguiente forma:

1. En la estación de verano, la Obligación de Energía Firme del generador  $j$  resulta de aplicar la siguiente fórmula:

$$OEFV_{j,h} = \frac{EA_j}{TEA} * DD_h$$

donde:

$OEFV_j$ : Obligación de Energía Firme en la estación de verano del generador  $j$ .  
 $EA_j$ : Energía Firme asignada al generador  $j$  en la Subasta.  
 $TEA$ : Total de Energía Firme asignada la Subasta.  
 $DD_h$ : Demanda real de energía en la hora  $h$ , sin considerar Transacciones Internacionales de Energía.

La energía exigible al generador  $j$  en cada uno de los meses de esta estación no podrá superar el valor máximo mensual correspondiente al producto entre el número de días de cada mes y el valor diario de Energía Firme asignada al generador  $j$  ( $EDA_j$ ) calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$EDA_j = \frac{EA_j}{d_v}$$

donde  $d_v$  corresponde al número de días de la estación de verano del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

2. En la estación de invierno, la Obligación de Energía Firme para el generador  $j$  se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OEFI_j = \frac{EDA_j * d_i}{D_i} * DD_h$$

donde:

$d_i$ : corresponde al número de días de la estación de invierno del primer año del período de vigencia de la obligación.  
 $D_i$ : es la demanda de energía para la estación de invierno. Corresponde a la proyección más actualizada del escenario medio de demanda de energía del mercado nacional que haya calculado la UPME para los meses de la estación de invierno del primer año del Período de Vigencia de la Obligación, más el porcentaje adicional definido por la CREG y utilizado como margen para calcular la Demanda Objetivo de esa Subasta. De lo anterior se descuenta la energía ya cubierta con Obligaciones de Energía Firme asignadas en subastas previas y la Energía Firme de las Plantas no Despachadas Centralmente.  
 $DD_h$ : Demanda real de energía en la hora  $h$ , sin considerar Transacciones

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

#### Internacionales de Energía.

La energía exigible al generador en cada uno de los meses de la estación de invierno no podrá superar el valor máximo mensual correspondiente al producto entre el número de días de cada mes de esta estación y el valor diario de Energía Firme asignada al generador  $j$  ( $EDA_j$ ) calculado con la fórmula establecida en el numeral 1 de este artículo.

**Parágrafo.** A los generadores que comprometan en una Subasta sus plantas y/o unidades de generación nuevas por un Período de Vigencia de la Obligación superior a doce (12) meses, se les recalculará anualmente la Obligación de Energía Firme para cada estación de acuerdo con la Energía Firme asignada en la Subasta en la que adquirieron la obligación empleando el procedimiento establecido en este artículo. En cualquier caso la Energía Firme exigible mensualmente no superará la que resulte de multiplicar la  $EDA_j$  calculada para el primer año del Período de Vigencia de la Obligación y el número de días de cada mes.

**Artículo 5. Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme.** Si la Subasta se realiza en el año  $t$ , el Período de Vigencia de la Obligación para las plantas y/o unidades de generación existentes corresponde a los doce (12) meses siguientes a la fecha en que finaliza el Período de Planeación.

Para plantas y/o unidades de generación nuevas el generador que las represente comercialmente podrá elegir el Período de Vigencia de la Obligación para ese recurso en particular, sin que supere los ciento veinte (120) meses contados a partir de la fecha de finalización del Período de Planeación.

## 2.2 PLANTAS Y/O UNIDADES DE GENERACIÓN NUEVAS

**Artículo 6. Obligaciones Adicionales para plantas y/o unidades de generación nuevas.** Además de las establecidas en otros artículos de esta Resolución, las plantas y/o unidades de generación nuevas a quienes les hayan sido asignadas Obligaciones de Energía Firme, tendrán las siguientes:

1. Poner en operación el proyecto de generación en la fecha y con la Energía Firme asignadas en la subasta. Para el cálculo de la energía firme el generador deberá diligenciar los formatos contenidos en los Anexos 2 y 3 de esta Resolución.
2. Cumplir el cronograma de construcción de la planta y la "curva S" donde se muestra el avance del proyecto.
3. Pagar el costo de la interventoría.
4. Constituir y mantener vigente la garantía de cumplimiento de la fecha de inicio de la operación comercial de las plantas o unidades de generación a instalar en la fecha establecida. Estas garantías deben cumplir las disposiciones contenidas en el Capítulo VI de esta resolución.

780

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**Artículo 7. Cronograma de Construcción de la planta y/o unidad de generación y Curva S.**

Los cronogramas de construcción de la planta y/o unidad de generación nueva y la Curva S serán presentados por los generadores que representen comercialmente este activo como requisito para participar en las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

**Artículo 8. Interventoría.** La obligación de cumplir con la Curva S, con el cronograma de construcción de la planta, con la fecha de puesta en operación de la misma y con los parámetros definidos para el cálculo de la Energía Firme exigida en la Subasta, serán objeto de verificación mediante una interventoría que deberá ser contratada por el Administrador de la Subasta.

**Parágrafo.** El Administrador de la Subasta definirá los Términos de Referencia para la contratación de la interventoría de acuerdo con lo establecido en esta resolución y observando, como mínimo, las siguientes condiciones:

1. El interventor será elegido mediante selección objetiva.
2. El costo de la interventoría será pagado por el generador a quien le haya sido asignada la Obligación de Energía Firme. Para este fin, deberá contratar una fiducia con una empresa debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, que realizará los pagos al Interventor de acuerdo con las condiciones establecidas en los Términos de Referencia.
3. El interventor estará obligado a rendir anualmente al Ministerio de Minas y Energía, a la CREG, al CND y a la UPME un informe de avance del proyecto y un informe final a su culminación.
4. Los informes de interventoría deben ser claros, precisos y detallados en el establecimiento de:
  - a) El incumplimiento grave e insalvable de requisitos técnicos que permitan alcanzar la ENFICC asignada en la Subasta.
  - b) El incumplimiento grave e insalvable de la puesta en operación del proyecto en la fecha exigida en la Subasta.
  - c) El incumplimiento subsanable del cronograma de construcción o de la puesta en operación del proyecto en la fecha exigida en la Subasta y de la Curva S.
5. No se admitirán informes de auditoría ambiguos.
6. En los informes de auditoría se explicarán y relacionarán todos los antecedentes, estudios, métodos, memorias de cálculo, exámenes, experimentos e investigaciones que sirvieron de base para dictaminar respecto de determinadas plantas y/o unidades, alguno de los eventos señalados en el numeral 3 de este parágrafo.
7. Previamente a la entrega de los informes, el interventor validará sus conclusiones con el agente interesado, dando acceso a la documentación técnica reunida y permitiéndole contradecir el proyecto de informe y formular solicitudes de complementación o aclaración que se resolverán en el informe anual y en el informe final, según corresponda.

**Artículo 9. Efectos del incumplimiento.** El incumplimiento de las obligaciones relacionadas con el cronograma de construcción de la planta producirá los siguientes efectos:

1. La no presentación del cronograma de construcción de la planta en el plazo estipulado en el Artículo 48 de esta Resolución o de la curva de avance del proyecto dará lugar a la descalificación del agente para participar en la respectiva subasta.
2. El incumplimiento del cronograma de construcción de la planta frente a la Curva S dará lugar al ajuste de la póliza de cumplimiento de conformidad con los procedimientos que se definan para tal efecto.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiability en el Mercado Mayorista de Energía.

3. El incumplimiento grave e insalvable de la puesta en operación de la planta, y el incumplimiento en el pago de la interventoría, dará lugar a:
  - a) La ejecución de la póliza de cumplimiento.
  - b) La pérdida para el generador de la asignación de la Obligación de Energía Firme y la remuneración asociada a ella.
4. En caso de incumplimiento subsanable de la fecha de puesta en operación de la planta, el generador nuevo asume el riesgo de incumplimiento de la obligación de entregar la energía, en la forma prevista en esta resolución.

**Artículo 10. Operación.** Una vez entre en operación la planta de generación que respalda la Obligación de Energía Firme, queda sometida a todas las obligaciones a las que están sometidas las plantas existentes.

### 2.3 RETIRO DE AGENTES Y PLANTAS Y/O UNIDADES DE GENERACIÓN

**Artículo 11. Retiro de agentes del Mercado Mayorista de Energía que tengan asignadas Obligaciones de Energía Firme.** Durante la vigencia de la Obligación de Energía Firme, el agente podrá retirarse del mercado mayorista cuando haya enajenado la planta o unidad que respalda la Obligación de Energía Firme y haya cedido al adquirente los compromisos y derechos derivados de la Obligación asignada.

La cesión solamente se podrá hacer a agentes generadores inscritos en el mercado mayorista, que cumplan con la normatividad vigente para su participación en el mismo.

El agente cedente deberá mantener vigentes las garantías asociadas a la Obligación de Energía Firme asignada y será el responsable del cumplimiento de dicha Obligación, hasta cuando el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales acepte las garantías que deberá otorgar el cesionario en las mismas condiciones exigidas al cedente.

**Artículo 12. Condiciones para hacer efectivo el retiro de los agentes del Mercado Mayorista de Energía para quienes tengan asignadas Obligaciones de Energía Firme.** El retiro de un agente del Mercado cuando le han sido asignadas Obligaciones de Energía Firme solamente se podrá hacer efectivo después de haber cumplido las siguientes condiciones:

1. Que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales haya aceptado las garantías que debe otorgar el agente cesionario (si ese fuera el caso);
2. Que el agente haya notificación a la CREG y al CND la cesión efectuada. Si la obligación de Energía Firme se ha adquirido en el mercado secundario, la notificación previa también deberá hacerse al contratante cedido;
3. Que haya cedido los contratos de energía a largo plazo que tenga suscritos en el Mercado Mayorista; y
4. Que esté a paz y salvo por todo concepto con el Mercado.

**Artículo 13. Modificación del Artículo 12 de la Resolución CREG-024 de 1995.** El artículo 12 de la Resolución CREG-024 de 1995, quedará así:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**“Retiro del Mercado Mayorista de Energía de agentes que no tengan Obligaciones de Energía Firme asignadas.** Son causales para el retiro del mercado mayorista de los agentes que no tengan Obligaciones de Energía Firme asignada, las siguientes:

1. Por retiro voluntario del agente, previo cumplimiento de todas sus obligaciones con el mercado mayorista.
2. Por dejar de cumplir sus requisitos como agente del mercado mayorista, definidos en el artículo 6o. de la presente resolución.
3. Por haber entrado en proceso de liquidación.
4. Por sanción impuesta por la Superintendencia, ante las causas graves que determine la CREG.
5. Por incumplimiento. El Administrador del SIC o cualquiera de las empresas víctimas del incumplimiento de un acto o contrato de energía en la bolsa, puede pedir a la CREG que solicite a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la intervención de la empresa incumplida.

**Parágrafo 1.** Si una de las empresas contratantes se encuentra en situación de disolución, deberá, en todo caso, cumplir los contratos a su cargo que sean indispensables para no interrumpir la prestación de los servicios que regulan las leyes 142 y 143 de 1994 y que estén a su cargo. Al presentarse la causal de disolución, la empresa participante en el mercado mayorista dará aviso a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a la Nación a través del Ministerio de Minas y Energía, a la CREG y al Administrador del SIC.

**Parágrafo 2.** Si una de las empresas participantes del mercado mayorista entra en proceso de liquidación, la autoridad competente puede negociar la cesión de sus contratos a otras empresas para que sustituyan a la primera en el cumplimiento de sus obligaciones o en el ejercicio de sus derechos; de lo cual dará aviso al Administrador del SIC para que este registre la cesión de los contratos. En todos los contratos entre los agentes del mercado mayorista que hayan de cumplirse por medio del Administrador del SIC se entiende que cada parte acepta las cesiones de sus derechos que pueda hacer la otra en favor de la Nación.

**Parágrafo 3.** Cuando, por cualquier causa, una empresa decida que no seguirá participando del mercado mayorista para formar y cumplir actos y contratos con éste, dará aviso al Administrador del SIC con cuatro meses de anticipación, por lo menos; y mientras ese período transcurre la empresa seguirá estando sujeta a las normas de la presente resolución, y el Administrador del SIC podrá hacer, por sí mismo, las liquidaciones, y afectar las cuentas o hacer exigibles las garantías que considere del caso.

**Parágrafo 4.** El Administrador del SIC hará una liquidación de todas las cuentas pendientes, contra la cual procederá recurso de reposición, y de apelación ante la CREG. Lo mismo ocurrirá cuando, por razones previstas en la ley o en la presente resolución, el Administrador del SIC decida que no continuará prestando sus servicios a una empresa.

**Parágrafo 5.** El retiro de un agente del mercado mayorista, no lo exime de las deudas que tuviese en el mercado mayorista; por lo tanto, el Administrador del SIC debe continuar con la acción de cobro mientras existan deudas por los actos y contratos efectuados por medio de él”.

**Artículo 14. Enajenación de plantas o unidades de generación con Obligaciones de Energía Firme asignadas, sin retiro del agente del Mercado Mayorista de Energía.** Cuando exista enajenación de activos de generación que tengan una Obligación de Energía Firme asignada y el agente enajenante no se retire del mercado, se dará aplicación a lo dispuesto en los Artículos 11 y 12 de esta Resolución en lo relacionado con la cesión y la responsabilidad por el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme asignada, sin perjuicio del cumplimiento de

*MD*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

la demás normatividad vigente para las fusiones, adquisición de propiedad accionaria o de activos de generación.

**Artículo 15. Retiro de Plantas o Unidades de generación con Obligación de Energía Firme asignada.** Cuando una planta o unidad de generación que tiene asignada una Obligación de Energía Firme sale del Sistema, cualquiera que sea la causa que provoque su salida, el agente la podrá retirar y reingresar libremente en el mercado mayorista, cuando haya garantizado el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme asignada, a través del mercado secundario.

En estos eventos el retiro y reingreso de la planta o unidad se harán efectivos previa notificación y coordinación con el CND.

**Artículo 16. Retiro de Plantas o Unidades de generación sin Obligación de Energía Firme asignada.** Las plantas o unidades de generación que no participaron en la Subasta ó que no recibieron asignación en la misma, se podrán retirar libremente del mercado, previa notificación al CND y a la CREG. La reincorporación de la planta igualmente se podrá hacer libremente, previa notificación y coordinación con el CND.

**Artículo 17. Normas comunes para el retiro de cualquier planta o Unidad de generación.** Se aplicarán las siguientes normas para el retiro de cualquier planta del Mercado Mayorista de Energía:

1. Al cabo de seis (6) meses, contados desde la fecha en que se produjo el retiro de una planta o unidad, expirará la asignación de la capacidad de transporte que tenía en el Sistema Interconectado Nacional la planta o unidad de generación retirada, caso en el cual para la reincorporación de estos activos al sistema y al mercado, el agente deberá cumplir el procedimiento vigente para la asignación de la capacidad de transporte.
2. Cuando el retiro de una planta tenga como única causa la voluntad del agente, deberá informar por lo menos con tres (3) meses de antelación a la CREG, con copia al CND y al ASIC, la fecha prevista para el retiro.
3. En los mismos eventos del numeral anterior, si de acuerdo con el concepto del CND, el retiro de la planta o de la unidad de generación pueda comprometer la seguridad energética o eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá identificar las medidas o inversiones necesarias que suplan la ausencia de esta generación e informar de tal situación al agente generador y a los demás agentes que puedan resultar afectados.

### CAPITULO III

#### PRECIO DE EJERCICIO

**Artículo 18. Objeto.** En este Capítulo se establece la metodología para calcular y actualizar el Precio de Ejercicio asociado a la Obligación de Energía Firme y a partir del cual se hará exigible el cumplimiento de los compromisos de entrega de energía por parte de los generadores de conformidad con lo establecido en esta Resolución.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**Artículo 19. Consumo Específico (Heat Rate) para determinar el Precio de Ejercicio.** Para efectos de la presente resolución la "Heat Rate" que se utilizará para estimar el precio de ejercicio será de 12.482 MBTU/MWh.

**Artículo 20. Precio del Fuel Oil (Precio F.O.).** El precio del Fuel Oil por unidad de energía para calcular el precio de Ejercicio será de 8.14 USD/MBTU.

**Artículo 21. Precio de Ejercicio Parte Combustible.** Este precio se calcula en USD/Kwh una sola vez empleando la siguiente fórmula:

$$PE_{m=initial}^C = Heat\ Rate * Precio\ F.O.$$

**Parágrafo 1.** El precio de ejercicio parte combustible se convertirá a \$/kWh con la TRM del último día hábil del mes en que se efectúe el cálculo.

**Parágrafo 2.** El precio de ejercicio parte combustible que se calcule por primera vez rige para el primer mes.

**Artículo 22. Indexación del Precio de Ejercicio Parte Combustible.** El Precio de Ejercicio Parte Combustible se indexará mensualmente y su cálculo se realizará el último día hábil del mes anterior ( $m-1$ ) al mes en el cual se pondrá en vigencia ( $m$ ), para lo cual se aplicará la siguiente fórmula:

$$PE_m^C = PE_{m-1}^C \times \frac{INDICE_{m-1}}{INDICE_{m-2}}$$

donde:

$PE_m^C$ : Precio de Ejercicio parte Combustible que registrará durante el mes ( $m$ ) expresado en USD/kWh.

$PE_{m-1}^C$ : Precio de Ejercicio parte Combustible del mes ( $m-1$ )

$INDICE_{m-1}$ : Promedio aritmético del índice diario en el mes  $r$  ( $m-1$ )

$INDICE_{m-2}$ : Promedio aritmético del índice diario en el mes ( $m-2$ )

$INDICE$ : New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos.

**Artículo 23. Otros Costos Variables (OCV).** Corresponde a los siguientes Costos Variables asociados al SIN y que son calculados por el ASIC, expresados en \$/kWh:

1. CEE (CERE)
2. FAZNI
3. Aportes Ley 99 de 1993;
4.  $AGC_{CC}$  definido como el valor total de servicio de AGC del último mes con facturación dividido por la demanda de energía de ese mes.

**Artículo 24. Precio de Ejercicio.** Es el que resulta de aplicar la siguiente fórmula:

$$PE_m = PE_m^C + OCV_m + COM_m$$

donde:

*Handwritten signature*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

$PE_m$ : Precio de Ejercicio Total vigente para el mes  $m$ , expresado en pesos por kilovatio hora [\$/KWh]

$PE_m^C$ : Precio de Ejercicio Parte Combustible vigente para el mes  $m$ , expresado en pesos por kilovatio hora (\$/KWh) empleando para su conversión la TRM del último día hábil del mes en que se efectúe el cálculo.

$COM_m$ : Parte variable del costo de operación y mantenimiento para el mes  $m$ , expresado en \$/kWh, fijado en \$10,667 pesos de junio de 2006 por MWh para plantas térmicas que operan con Fuel Oil.

Este costo se actualizará mensualmente con el último IPC disponible al momento del cálculo del precio de ejercicio.

**Parágrafo.** El ASIC en la liquidación final hará los ajustes de las variables teniendo en cuenta la TRM real, certificada por la Superintendencia Financiera, del último día hábil del mes de operación, y el costo del AGC.

#### CAPITULO IV

#### ENERGIA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD -ENFICC

**Artículo 25. Objeto.** En este Capítulo se establecen los criterios, metodología, modelo, parámetros y procedimientos para estimar la Energía Firme para Cargo por Confiabilidad – ENFICC- para cada una de las plantas y/o unidades de generación.

**Artículo 26. Modelo de Simulación.** La ENFICC de las plantas hidroeléctricas de generación se estimará mediante una simulación que se efectuará utilizando el modelo SDDP Versión 8.03D sin penalizaciones de vertimientos y caudales mínimos.

**Parágrafo.** La utilización de versiones más actualizadas de este modelo u otros modelos para la estimación de la Energía Firme será aplicable cuando la Comisión así lo apruebe.

**Artículo 27. Tipo de Simulación.** La simulación de que trata el artículo anterior será de tipo estocástico estacionario, es decir la demanda es igual en todo el horizonte y se ajusta hasta obtener que el despacho de los recursos cumpla los criterios de confiabilidad utilizados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en el planeamiento de la expansión de generación: i) hasta un 5% de casos de déficit en el mes más crítico, ii) VERC menor o igual al 1.5% y iii) VERC menor o igual al 3%.

**Parágrafo.** El procedimiento iterativo que deberá emplearse para determinar la demanda estacionaria que atenderá el sistema, para definir las ENFICC de las Plantas Hidráulicas será el descrito en el Anexo 4 de esta resolución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**Artículo 28. Parámetros de Simulación y Reporte de Información.** Los parámetros para la simulación serán los consignados en el Anexo 1 de esta resolución. La información necesaria para calcular la Energía Firme deberá reportarse empleando los formatos contenidos en los Anexos 2 y 3 de esta resolución.

**Artículo 29. Caracterización de Plantas Hidráulicas.** Para cada planta hidráulica se definirá la duración del período sobre el cual se calcula su ENFICC aplicando el siguiente procedimiento:

1. La información del promedio mensual de aportes hidrológicos ( $m^3/s$ ) para el periodo enero de 1997 a diciembre de 1998 se convierte en energía equivalente para cada mes, utilizando el factor de conversión de la planta ( $MW/m^3/s$ ) y las horas del mes respectivo.
2. Se utilizará la información de generación mensual que resulte del modelo de simulación, considerando los parámetros de la iteración que cumplió el criterio de convergencia establecido en el Anexo 4 de esta Resolución, y la hidrología del bienio que inicia en diciembre de 1996.
3. Cálculo del IGVA: Este índice corresponde al cociente mensual entre la generación mensual que resulta del modelo de simulación, obtenida como se indicó en el numeral 2 de este artículo, y los aportes de cada mes durante el período diciembre de 1996 a noviembre de 1997 convertidos a energía equivalente. Estos aportes pueden provenir de ríos o de proyectos aguas arriba de acuerdo con la topología de la planta, y se calculan como se estableció en el numeral 1 de este artículo.
4. Para las plantas con un IGVA mayor o igual a 1.5 durante dos meses seguidos, se construirán las Curvas de Distribución de Probabilidad de Generación Promedio para la Estación de Verano y para la Estación de Invierno.

Con los datos procedentes del ejercicio de simulación que se describe en los Artículos 27 y 28 de esta Resolución se calculan los mil valores para cada estación empleando las siguientes fórmulas según corresponda:

a) Estación de Verano:

$$GV_{t,j} = \frac{g_{dic,t-1,j} + \sum_{m=ene}^{abr} g_{m,t,j}}{5}$$

donde:

$GV_{t,j}$  : Generación promedio mensual de la estación de verano del año  $t$

$g_{dic,t-1,j}$  : Generación en el mes de diciembre del año  $t-1$  de la serie  $j$

$g_{m,t,j}$  : Generación del mes  $m$  del año  $t$  de la serie  $j$ .

b) Estación de Invierno:

$$GI_{t,j} = \frac{\sum_{m=mayo}^{nov} g_{m,t,j}}{7}$$

YMD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

donde:

- $GI_{t,j}$  : Generación promedio mensual de la estación de invierno del año t
- $g_{m,t,j}$  : Generación del mes m del año t de la serie j.

Para cada estación, estos valores promedio se ordenan en forma ascendente. El menor valor de generación mensual promedio de la estación corresponde al 100% de probabilidad de ser superado y el mayor valor corresponde al 0% de probabilidad de ser superado.

- 5. Para las plantas que no cumplan con la condición establecida en el numeral anterior, se construirán las Curvas de Distribución de Probabilidad de Generación Mínima para las Estaciones de Verano y de Invierno.

Con los datos procedentes del ejercicio de simulación que se describe en los Artículos 27 y 28 de esta Resolución se calculan los mil valores para cada estación empleando las siguientes fórmulas según la estación que corresponda:

- a) Estación de Verano:

$$GV_{t,j} = \frac{\sum_{m=ene}^{mar} g_{m,t,j}}{3}$$

donde:

- $GV_{t,j}$  : Generación Mínima Promedio de la estación de verano del año t
- $g_{m,t,j}$  : Generación del mes m del año t de la serie j.

- b) Estación de Invierno:

$$GI_{t,j} = \min(g_{mayo,t,j}, g_{junio,t,j}, \dots, g_{m,t,j}, \dots, g_{noviembre,t,j})$$

donde:

- $GI_{t,j}$  : Generación mínima mensual de la estación de invierno del año t
- $g_{m,t,j}$  : Generación del mes m, entre mayo y noviembre, del año t de la serie j.

Estos valores se ordenan en forma ascendente. El menor valor de generación mínima de la estación de invierno corresponde al 100% de probabilidad de ser superado y el mayor valor corresponde al 0% de probabilidad de ser superado.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**Artículo 30. Energía Firme para Cargo por Confiabilidad de Plantas Hidráulicas.** Teniendo en cuenta la caracterización de las plantas hidráulicas del Artículo 29 la ENFICC calculada será la asociada al 98% PSS, obtenida de la Curva de Distribución de Probabilidad de Generación Promedio para la Estación de Verano o de la Curva de Distribución de Probabilidad de la Generación Mínima Promedio para la Estación de Verano, según el IGVA correspondiente a la planta.

**Parágrafo 1.** El generador podrá declarar una ENFICC calculada con una probabilidad de ser superada entre el 95% y el 98%. La diferencia entre la ENFICC asociada al 98% y la declarada por el generador, sin que la probabilidad de ser superada sea inferior al 95%, deberá respaldarse con una garantía de conformidad con lo establecido en el Capítulo VII de esta resolución.

**Parágrafo 2.** Si el generador declara una ENFICC superior a la asociada al 95% PSS se utilizará la correspondiente al 98% PSS.

**Artículo 31. Energía Disponible de Plantas Hidráulicas.** Teniendo en cuenta la caracterización de las plantas hidráulicas del Artículo 29 la Energía Disponible de Plantas Hidráulicas será la asociada al 98% PSS obtenido de la Curva de Distribución de Probabilidad de Generación Promedio para la Estación de Invierno o de la Curva de Distribución de Probabilidad de la Generación Mínima para la Estación de Invierno, según el IGVA correspondiente a la planta.

**Parágrafo 1.** El generador podrá declarar una Energía Disponible calculada con una probabilidad de ser superada entre el 95% y el 98%. La diferencia entre la energía asociada al 98% y la declarada por el generador, sin que la probabilidad de ser superada sea inferior al 95%, deberá respaldarse con una garantía de conformidad con lo establecido en el Capítulo VII de esta resolución.

**Parágrafo 2.** Si el generador declara una energía superior a la asociada al 95% PSS se utilizará la correspondiente al 98% PSS.

**Artículo 32. Cálculo de la ENFICC mensual.** Para determinar la ENFICC de cada planta en cada mes ( $ENFICC_m$ ), se aplicarán las siguientes fórmulas según el valor del índice IGVA definido en el Artículo 29:

- a) Para plantas con IGVA mayor o igual a 1.5 en dos meses seguidos:

$$ENFICC_m = \frac{E_v}{d_v} * d_m$$

donde:

- $E_v$ : ENFICC declarada por el generador de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de esta resolución.  
 $m$ : mes  
 $d_v$ : Número de días de la estación de verano ( $d_v$ ) o de invierno ( $d_i$ ) según sea el caso  
 $d_m$ : Número de días del mes  $m$

- b) En los demás casos:

$$ENFICC_m = \frac{E_{ene,feb,mar}}{d_{ene,feb,mar}} * d_m$$

*MP*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

donde:

- $ENFICC_m$ : Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad mensual correspondiente a los meses de la estación de verano.  
 $E_{ene, feb, mar}$ : ENFICC declarada por el generador de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de esta resolución.  
 $d_m$ : Número de días del mes  $m$ .  
 $d_{ene, feb, mar}$ : Número de días correspondientes a los meses de enero, febrero y marzo.

**Artículo 33. Cálculo de la Energía Disponible en la Estación de Invierno.** Para calcular la energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación hidráulica en cada mes de la estación de invierno ( $EDisp_m$ ) se emplearán las siguientes fórmulas:

a) Para plantas con IGVA mayor o igual a 1.5 en dos meses seguidos:

$$EDisp_m = \frac{E_I}{d_I} * d_m$$

donde:

- $E_I$ : Energía declarada por el generador de conformidad con lo establecido en el artículo 31 de esta resolución.  
 $m$ : mes  
 $d_I$ : Número de días de la estación de invierno ( $d_I$ )  
 $d_m$ : Número de días del mes  $m$

c) En los demás casos:

$$EDisp_m = \frac{E_I}{d_{min}} * d_m$$

donde:

- $E_I$ : Energía declarada por el generador de conformidad con lo establecido en el artículo 31 de esta resolución.  
 $d_m$ : Número de días del mes  $m$ .  
 $d_{min}$ : Número de días correspondientes al mes asociado a la energía  $E_I$ .

**Artículo 34. Contratos de Combustible.** Para estimar la ENFICC de plantas térmicas, los propietarios de ellas, o quienes los representen comercialmente, que aspiren ser remunerados por concepto de Cargo por Confiabilidad, deberán remitir a la CREG, dentro de los plazos establecidos para tal fin, copia de los contratos de suministro y transporte de combustibles para garantizar la operación de la planta. Los contratos podrán ser combinaciones de contratos en firme de suministro y transporte con capacidad de almacenamiento.

Adicionalmente deberán remitirse los formatos contenidos en el Anexo 3 de esta Resolución firmados por el Representante Legal del generador y del productor o transportador según sea el caso.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**Parágrafo 1.** En el caso de la utilización de carbón mineral como combustible principal, deberán entregarse los estudios de reservas y de capacidad de producción que sustenten la garantía de entrega del energético.

**Parágrafo 2.** Los agentes que sean asignados con Obligaciones de Energía Firme deberán demostrar anualmente que tienen contratos firmados de suministro y transporte del energético para respaldarlas.

**Artículo 35. Energía Firme para Cargo por Confiabilidad de Plantas Térmicas.** La ENFICC de las plantas térmicas ( $ENFICC_{PT}$ ) se establece de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ENFICC_{PT} = CEN * \beta * H_m$$

donde:

**CEN:** Capacidad Efectiva Neta (MW)

**$\beta$ :** Factor entre 0 y 1 que corresponde al menor valor entre los siguientes índices:

1. Disponibilidad de la Planta (1-IHF), donde IHF es el Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas.
2. Índice de Disponibilidad de suministro de combustibles para operación continua ( $IDS$ ) definido en el parágrafo 1 de este Artículo.
3. Índice de Disponibilidad de Transporte de combustibles para operación continua ( $IDT$ ) definido en el Parágrafo 2 de este Artículo.

**$H_m$ :** Horas del mes  $m$

**Parágrafo 1.** El Índice de Disponibilidad de Suministro de Combustibles ( $IDS$ ) para operación continua se calcula así:

a) Plantas Térmicas a gas

$$IDS_m = \frac{CS_m}{CM_m}$$

donde:

**$IDS_m$ :** Índice de disponibilidad de suministro de combustible para el mes  $m$ .

**$CS_m$ :** Cantidad de gas que podrá ser suministrada en el mes  $m$

**$CM$ :** Cantidad de gas requerida para operar a plena Capacidad Efectiva Neta.

b) Plantas Térmicas con capacidad de operar con más de un combustible

$$IDS_m = \frac{\sum_{i=1}^n CS_{i,m} + CA_{i,m}}{CM_m}$$

donde:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

- $IDS_m$ : Índice de Disponibilidad de Suministro de combustible para el mes  $m$ .  
 $CS_{i,m}$ : Cantidad del combustible  $i$  que podrá ser suministrada en el mes  $m$ .  
 $CA_{i,m}$ : Cantidad almacenada del combustible  $i$  disponible para operar la planta en el mes  $m$   
 $CM_m$ : Cantidad de energía requerida para operar a plena Capacidad Efectiva Neta en el mes  $m$   
 $n$ : Número de combustibles de los que dispone la planta en el mes  $m$  para operar simultáneamente

c) Plantas Térmicas a carbón

$$IDS_m = \frac{CS_m + CA_m}{CM_m}$$

donde:

- $IDS_m$ : Índice de Disponibilidad de Suministro de carbón para el mes  $m$ .  
 $CS_m$ : Cantidad de carbón que podrá ser suministrada en el mes  $m$   
 $CA_m$ : Cantidad almacenada de carbón disponible para operar la planta en el mes  $m$   
 $CM_m$ : Cantidad de carbón requerida en el mes  $m$  para operar a plena Capacidad Efectiva Neta

**Parágrafo 2.** El Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible ( $IDT$ ) para operación continua, se calcula para plantas térmicas a gas como el cociente entre la capacidad de transporte contratada en firme y la capacidad de transporte necesaria para que la planta genere a plena Capacidad Efectiva.

**Parágrafo 3.** Para las plantas que aspiren se les asignen Obligaciones de Energía Firme en la Subasta o en el procedimiento que haga sus veces, la construcción de los índices señalados en los parágrafos 1 y 2 de este Artículo 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 Período de Vigencia de la Obligación.

**Artículo 36. Energía Firme para Cargo por Confiabilidad de Plantas no Despachadas Centralmente.** La ENFICC de las Plantas no Despachadas Centralmente ( $ENFICC_{PNDC}$ ) se establece de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ENFICC_{PNDC} = CEN * \delta * H_m$$

donde:

780



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**CEN:** Capacidad Efectiva Neta (MW)

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

$H_m$ : Horas del mes

**Parágrafo.** El 35% que se asume 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.

**Artículo 37. Periodicidad.** La estimación de la ENFICC se hará por una sola vez, antes del inicio de la primera Subasta, y se recalculará tres (3) meses antes del inicio de una nueva Subasta siempre y cuando:

1. Se produzca la entrada de un generador que no fue considerado en la simulación inicial. En este caso se le asignará la ENFICC a este generador calculada con la metodología definida en esta resolución, incluyéndolo como una planta o unidad de generación más en el parque que se evalúa.
2. Una planta y/o unidad de generación tenga cambios en sus características que afecten su ENFICC en un valor que exceda el 10% (desvíos de ríos, contrato de combustibles, otros). Esta revisión solamente tendrá efecto en la oferta del generador para la siguiente Subasta o para los años siguientes del período de transición.

**Artículo 38. Declaración de Parámetros.** Para la estimación de la ENFICC necesaria para participar en las Subastas, los agentes deberán declarar a la Comisión, en la fecha en que ésta lo determine, los parámetros señalados en esta resolución. La Comisión remitirá esta información a la entidad encargada de la estimación de la ENFICC dentro de los términos establecidos en esta resolución.

**Artículo 39.** Para los casos en los cuales no se reporte la totalidad de la información sobre suministro y transporte de combustibles exigida en la presente Resolución, la capacidad de la planta y/o unidad de generación a ser utilizada para la declaración de la ENFICC será igual a cero (0) MW.

**Artículo 40. Resultados de la Simulación.** Los resultados de los cálculos de la Energía Firme para cada generador serán publicados por la entidad encargada del cálculo en la fecha definida por la Comisión.

**Artículo 41. Energía de Referencia para el Mercado Secundario.** De acuerdo con la estación, la Energía que podrá ofertar una planta en el mercado secundario será la siguiente:

1. Estación de Invierno: Se puede ofertar la diferencia entre la Energía Disponible en la Estación de Invierno y la ENFICC comprometida en la Subasta.
2. Estación de Verano: Se puede ofertar la diferencia entre la ENFICC y la Energía Firme ya comprometida.

*AD*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**Artículo 42. Verificación de Parámetros.** El Operador del Sistema Interconectado Nacional verificará las declaraciones de parámetros de los generadores mediante auditoría según el procedimiento que para tal efecto establezca la CREG.

En caso de encontrarse discrepancias entre los valores verificados de los parámetros y los reportados por los agentes, por fuera de los rangos de holgura o margen de error definidos por la CREG, dará lugar a que la asignación de Obligaciones de Energía Firme sea igual a cero (0) en las estaciones de verano e invierno para las cuales se utilizó la información sobre parámetros entregada por los agentes. Lo anterior implica la cesación de los pagos por concepto de Cargo por Confiabilidad que aún no se hayan efectuado y la devolución de los pagos recibidos de conformidad con el procedimiento que para tal efecto defina la CREG.

Como consecuencia, los pagos por concepto del Cargo por Confiabilidad están sometidos a condición resolutoria, consistente en que si mediante acto administrativo en firme se determine la existencia de las referidas discrepancias, por fuera de los rangos de holgura o margen de error definidos por la CREG, los pagos hechos sobre el correspondiente período, se tendrán como pago de lo no debido.

**Artículo 43. Entidad encargada de la estimación de la ENFICC.** La entidad encargada de realizar la estimación de la ENFICC y del IGVA con los procedimientos y parámetros señalados en la presente resolución es el Operador del Sistema Interconectado Nacional.

**Artículo 44. Chequeo de Contratos de Combustibles.** La CREG podrá verificar la consistencia de la información se consigne en los formatos del Anexo 3 de esta Resolución frente a lo estipulado en los contratos de suministro y transporte de combustibles.

**Artículo 45.** Para los casos en los cuales no se reporte la totalidad de la información sobre suministro y transporte de combustibles exigida en la presente Resolución, la capacidad de la planta y/o unidad de generación a ser utilizada para la declaración de la ENFICC será igual a cero (0) MW.

**Artículo 46. Índices de Disponibilidad Histórica Forzada (IHF).** Los IHF se determinarán empleando la siguiente fórmula:

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

donde:

- IHF:** Disponibilidad histórica Forzada
- HI:** Horas de disponibilidad forzada sin considerar horas de mantenimiento programadas.
- HO:** Horas de operación o en línea.
- HD:** Horas equivalentes de disponibilidad por derrateos calculadas como:

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

donde:

YBD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**CE:** Capacidad efectiva de la unidad o planta

**CD<sub>i</sub>:** Capacidad disponible durante la hora *i*

**H:** Constante de conversión de unidades (1 hora)

**Artículo 47. Indisponibilidad Histórica Forzada para Plantas y/o Unidades de Generación con Información Insuficiente.** El IHF de las Plantas y/o Unidades de Generación con Información Insuficiente se calculará con la información correspondiente a las estaciones de verano de los tres (3) últimos años de operación.

**Artículo 48. 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 de acuerdo con la tabla 1 y con base en los siguientes criterios:

Tabla 1

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

1. 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 12 meses, los IHF a utilizar son: a) primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna; b) 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.
2. Si una unidad es calificada como especial o nueva, los IHF a utilizar son:
  - a) primer año de operación de la unidad, el valor que aparece en la primera columna de la tabla anterior.
  - b) segundo año de operación de la unidad en adelante: 0.05

Para el cálculo de la ENFICC, el generador podrá declarar un IHF menor al de la primera columna, y en cualquier caso superior a 0.05, siempre y cuando aporte las garantías correspondientes la diferencia de la ENFICC entre su declaración y la que resultaría de considerar el IHF de la primera columna.

3. Si una unidad se encuentra en operación desde hace más de doce (12) meses, pero su operación no ha completado veinticuatro (24) meses, los índices a utilizar son: para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, el valor resultante de la segunda columna.

*JMD*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

4. 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 (entendiendo como información suficiente: si las horas de operación, más horas de indisponibilidad de la unidad en cuestión, superan el 20% de las horas totales del período en mención), los índices a utilizar son: para todo el horizonte, desde la entrada en operación de la unidad, el valor resultante de la tercera columna.
5. 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 (entendiendo como información insuficiente: si las horas de operación, más horas de indisponibilidad de la unidad en cuestión, no superan el 20% de las horas totales del período en mención), el índice se calculará con la información correspondiente a las estaciones de verano involucradas en el período considerado.

**Artículo 49.** En la aplicación de la metodología de cálculo de los IHF para todo tipo de plantas y/o unidades de generación, no se tienen en cuenta aquellos eventos relacionados con el STN y/o STR que afecten el Índice.

## CAPITULO V

### SUBASTA PARA LA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

**Artículo 50. Objeto.** En este Capítulo se establecen los procedimientos asociados a la ejecución de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

#### 5.1 ORGANIZACIÓN DE LA SUBASTA

**Artículo 51. Impulso de la Actuación.** Mediante Resolución la Comisión ordenará a XM dar inicio al proceso de Subasta.

**Artículo 52. Procedimiento del Período de Precalificación de la Subasta.** Durante el período de precalificación de la Subasta se ejecutará el siguiente procedimiento:

1. Dentro de los treinta días siguientes al inicio del período de precalificación de la subasta los agentes generadores deberán reportar a la CREG los parámetros requeridos para la determinación de la ENFICC de cada una de sus plantas y/o unidades de generación, bien sean existentes o especiales en proceso de construcción, de conformidad con las disposiciones y formatos contenidos en la presente Resolución. Adicionalmente deberán enviar copia de las licencias ambientales asociadas a la operación con el combustible o combustibles elegidos por el generador.
2. Dentro de quince días siguientes a la declaración de parámetros establecida en el numeral 1, la CREG deberá remitirlos al Operador del Sistema con copia al Consejo Nacional de Operación.
3. Dentro de quince días siguientes al envío por parte de la CREG de la información establecida en el numeral 2 el Operador del Sistema deberá informar a los agentes los resultados de la simulación para la determinación de la ENFICC.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

4. Dentro de los quince días siguientes al reporte por parte del Operador del Sistema de los resultados de la ENFICC, los generadores deberán reportar a este la ENFICC para el proceso de Subasta de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente Resolución.
5. Dentro de los ciento veinte (120) días siguientes al inicio del Período de Precalificación de la Subasta, las plantas y/o unidades de generación nuevas deberán reportar a la CREG la información requerida para la determinación de la ENFICC, así como el Período Vigencia de la Obligación expresado en años sin exceder los diez (10) años. Esta información será remitida por la CREG al Operador del Sistema dentro de los quince días siguientes al reporte por parte del agente respectivo. El Operador del Sistema deberá informar al agente generador dentro de los quince días siguientes los resultados de la simulación para la determinación de la ENFICC.
6. Dentro de los ciento veinte (120) días siguientes al inicio del Período de Precalificación de la subasta los generadores con plantas y/o unidades de generación nuevas deberán remitir al Ministerio de Minas y Energía, la CREG y el Operador de la Subasta el cronograma de construcción de la planta.
7. Dentro de los ciento veinte (120) días siguientes al inicio del Período de Precalificación de la subasta los generadores deberán informar a la CREG y al Operador de la Subasta las plantas y/o unidades de generación que van a ser retiradas del Cargo por Confiabilidad bien sea de manera temporal o definitiva.
8. Dentro de los seis meses siguientes al inicio del período de planeación el Operador del Sistema deberá realizar el proceso de subasta de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente Resolución.

**Artículo 53. Período de Planeación.** Para una Subasta que se realiza en el año  $t$  el Período de Planeación finaliza el treinta (30) de noviembre del año  $t+p$ . El valor de  $p$  se fija en tres (3) años hasta que la Comisión defina uno distinto.

**Artículo 54.** Para los casos en los cuales no se requiera la realización de subasta el valor del Cargo por Confiabilidad será determinado usando la función de demanda establecida en el artículo 57 de la presente Resolución, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

**Artículo 55. Generadores habilitados para participar en la Subasta.** Únicamente podrán participar en la Subasta aquellos generadores a los cuales se les ha determinado la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, siempre y cuando hayan cumplido con los requisitos definidos en esta Resolución o en aquella que la adicione, modifique o sustituya.

**Artículo 56. Tratamiento de Cogeneradores.** Para los efectos de la presente resolución, los cogeneradores recibirán el mismo tratamiento de las Plantas no Despachadas Centralmente.

## 5.2 FUNCIONAMIENTO DE LA SUBASTA

**Artículo 57. Procedimiento para calcular la demanda a subastar.** La cantidad de energía que será cubierta mediante las Obligaciones de Energía Firme resultantes de la subasta estará definida por la siguiente función de demanda:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

$$p(q) = \begin{cases} 2 * CE & q < D - M_1 \\ \frac{CE}{-M_1} (q - D) + CE & D - M_1 \leq q \leq D \\ 0.5 \frac{CE}{-R} (q - D - R) + CE & D < q \leq D + R \\ 0.5 * CE & q > D + M_2 \end{cases}$$

donde:

$D$ : Demanda Objetivo

$CE$ : Costo del entrante expresado en US\$/kWh establecido en la regulación vigente y actualizado de conformidad con las disposiciones contenidas en esta resolución.

$M_1$  y  $M_2$ : Márgenes de Demanda de energía, expresados en kilovatios hora, establecidos en la regulación vigente.

$p$ : Precio.

$q$ : Demanda al nivel de precio  $p$ .

**Artículo 58. Procedimiento de Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.** Las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme serán realizadas de conformidad con el siguiente procedimiento general:

1. El Precio de Apertura de la Subasta será igual a dos veces el valor establecido en la regulación vigente para el Costo del Entrante.
2. Para cada una de las rondas en el proceso de subasta, el Subastador deberá informar al mercado el Precio de Apertura de la Ronda y el Precio de Cierre de la Ronda.
3. Durante el período de duración de cada una de las rondas de la Subasta, cada uno de los generadores participantes deberá enviar al administrador de dicha subasta, una función de oferta de cantidad con un precio para cada una de las Plantas y/o Unidades de Generación que representa comercialmente. Esta función de oferta estará definida entre el Precio de Apertura de la Ronda y el Precio de Cierre de la Ronda. Adicionalmente la cantidad de Energía Firme ofrecida por cada generador solo puede permanecer constante o disminuir ante decrementos en el precio.
4. Una vez finalizado el Período de Duración de la Ronda, el Administrador de la subasta deberá determinar el Exceso de Oferta existente e informarlo al Subastador.
5. Cuando el Exceso de Oferta sea positivo, el Subastador informará este valor así como un nuevo Precio de Cierre, con el cual el Administrador de la Subasta procederá a abrir una nueva ronda. Este nuevo Precio de Cierre será estrictamente menor que el precio de cierre de la ronda anterior y para su determinación se deberá considerar el Exceso de Oferta existente. El precio de apertura de la nueva ronda corresponderá al precio de cierre de la ronda anterior, en este caso los generadores deberán enviar nuevamente una función de oferta definida entre estos nuevos precios.
6. El procedimiento se debe repetir hasta el momento en el cual el exceso de oferta sea igual a cero (0), punto en el cual se procederá al despeje del mercado y a la determinación del Precio de Cierre de la Subasta.

JRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

7. El precio de cierre de todas las Obligaciones de Energía Firme corresponderá a la oferta del último generador asignado. La asignación de cantidades deberá garantizar que se minimiza el exceso de oferta.
8. Para los casos en los cuales existan retiros temporales, el procedimiento de Subasta se debe adelantar de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente Resolución, considerando como existente la ENFICC asociada a las plantas y/o unidades que van a ser retiradas. Al finalizar el proceso de subasta la energía firme correspondiente a dichas plantas será reemplazada por un nuevo generador y el nuevo precio resultante solo será aplicado a estos.

**Parágrafo.** Para los casos en los cuales al Precio de Apertura de la subasta no existan plantas y/o unidades de generación nuevas, el Administrador de la Subasta dará por terminada la misma y procederá a informar a la CREG.

**Artículo 59. Casos Especiales del Procedimiento de Subasta.** Cuando en el proceso de Subasta se presente alguno de los siguientes casos, el Administrador de la Subasta aplicará el procedimiento que se indica a continuación para cada caso:

1. Al inicio de la primera ronda existe oferta insuficiente de Energía Firme. En este caso las plantas y/o unidades de generación nuevas son remuneradas al Precio de Apertura de la Subasta y las Existentes y las Especiales en proceso de construcción al valor resultante de incrementar en un 10% el CE.
2. Al inicio de la primera ronda la capacidad existente y las especiales en proceso de construcción, más los retiros temporales, es menor que la demanda y el exceso de oferta es menor al 4% de la demanda o las plantas y/o unidades de generación nuevas son pivotaes. Para este caso el Administrador de la Subasta, aplicará el procedimiento establecido en el Artículo 58 de la presente Resolución, en cuyo caso el precio de cierre de la Subasta solo aplicará para los nuevos generadores que sean asignados. Para el caso de los generadores existentes y especiales en proceso de construcción, se les aplicará el menor valor resultante entre incrementar en un 10% el CE y el precio de cierre de la Subasta.

**Artículo 60. Actualización del Costo del Entrante.** Cada vez que no se apliquen las condiciones establecidas en el Artículo 58 de esta Resolución, el CE para la subasta siguiente será igual al 70% del CE considerado en la Subasta anterior, más el 30% del valor resultante de la Subasta. Para los casos en los cuales se apliquen las disposiciones contenidas en el Artículo 58 de esta Resolución el CE para la siguiente subasta no será modificado.

**Artículo 61. Protocolo de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.** El Administrador de la Subasta deberá someter a consideración de la Comisión a más tardar dentro de las ocho (8) semanas siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución un protocolo de las Subastas que debe contener por lo menos la siguiente información:

- Funciones del Administrador de la Subasta: informar a la Comisión los resultados de la subasta.
- Funciones del Auditor de la Subasta
- Funciones del Subastador.
- Definición de la duración de cada una de las rondas del proceso de subasta.
- Criterios que serán aplicados para la selección del auditor de la subasta.

YAD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

- Criterios que serán aplicados para la selección del subastador.
- Definición del período de exposición de la subasta.
- Horas de apertura y cierre de las subastas.
- Plataforma tecnológica para la realización de la subasta.
- Procedimientos de seguridad de dicha plataforma.
- Mecanismos de autenticación de usuarios.
- Prohibiciones durante el proceso de subasta.

El protocolo debe contener los requisitos de precalificación y como mínimo debe considerar los siguientes:

- Solicitud de conexión
- Estudios de viabilidad
- Estudio de impacto ambiental
- Combustibles

Los generadores nuevos o especiales además deben enviar:

- Cronograma de construcción de la planta o unidad
- Certificación de la energía firme de acuerdo con lo establecido en esta resolución.
- Cumplimiento de condiciones para conexión: Selección de punto de conexión al STN de puntos ofrecidos por la UPME o seleccionados por el generador.
- Licencia ambiental de conformidad con el combustible o combustibles elegidos para la operación.
- Declaración de período de vigencia de la obligación de energía firme
- Garantía de seriedad de la oferta

**Artículo 62. Normatividad aplicable y vigencia de las Obligaciones de Energía Firme asignadas.** Cada subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme se registrará por la normatividad que esté vigente en el momento en que se lleve a cabo el procedimiento de la subasta. La Comisión podrá modificar las normas contenidas en la presente resolución, con arreglo a lo que dispongan las normas superiores, buscando en todo caso que se remunere la capacidad de generación de respaldo de que trata el artículo 23 de la ley 143 de 1994.

No obstante, las Obligaciones de Energía Firme que se asignen a cada generador tendrán el periodo de vigencia que esté definido en las normas que rigieron la subasta, durante el cual se pagará la correspondiente remuneración prevista en esas mismas normas, sin perjuicio de los casos de incumplimiento por parte del generador previstos regulatoriamente que le afecten la asignación y su remuneración.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

## CAPITULO VI

### TRANSICIÓN

**Artículo 63. Duración del período de transición.** Para la aplicación de la presente resolución se define un período de transición de tres (3) años, iniciando el primero de diciembre de 2006 y finalizando el treinta de noviembre de 2009, durante el cual se tendrán en cuenta las reglas definidas en este capítulo.

**Artículo 64. Requisitos para participar en la asignación de energía firme durante el período de Transición.** Los generadores deberán cumplir con los mismos requisitos definidos en el artículo 55 de esta Resolución.

**Artículo 65. Contratación de Combustibles.** Los generadores térmicos que planeen utilizar combustibles distintos a gas natural para su operación, y que a la fecha de asignación del Cargo por Confiabilidad no cuenten con las instalaciones para hacerlo, podrán optar por una de las siguientes alternativas para tener derecho al cargo y las obligaciones que ello les impone:

1. Solicitar la retención del pago del Cargo por Confiabilidad hasta la fecha de puesta en operación de las facilidades para generar con combustibles distintos a gas. 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. La selección de esta alternativa debe acompañarse de una garantía de cumplimiento.
2. Declara la entrada de las facilidades para el período en el cual se asigna el cargo. Este se recibe a partir de la fecha de entrada en operación de las facilidades.

**Artículo 66. Determinación del pago por concepto de Cargo por Confiabilidad durante el período de transición.** Durante el período de transición el valor del Cargo por Confiabilidad se establece en 13.045 US\$/MWh. Este valor se indexará de conformidad con lo establecido en el artículo 79 de esta Resolución.

**Artículo 67. Asignación de las Obligaciones de Energía Firme durante el período de transición.** Durante el período de transición la asignación de las obligaciones de Energía Firme a cada uno de los generadores se realizará cada año a prorrata de la Energía Firme declarada para cada una de las plantas y/o unidades de generación de conformidad con las disposiciones contenidas en esta Resolución.

**Artículo 68. Período de Vigencia de la Obligación durante el Período de Transición.** Durante el Período de Transición, las Obligaciones de Energía Firme respaldadas con plantas y/o unidades de generación existentes tendrán un período de vigencia de doce (12) meses comprendidos entre el primero de diciembre del año t y el treinta de noviembre del año t+1.

**Artículo 69. Demanda Objetivo durante el período de transición.** La demanda Objetivo en cada uno de los años del período de transición, será igual a la demanda asociada al escenario medio proyectada por la UPME para la estación de verano más el margen de error de estimación de la demanda que la Comisión defina. En ningún caso la demanda asignada podrá ser superior a la Energía Firme resultante de sumar la Energía Firme declarada para cada una de las plantas y/o unidades de generación.

**Artículo 70. Plantas Especiales por repotenciación y cierres de ciclo.** Las plantas y/o unidades de generación que entren en operación durante el período de transición como resultado de cierres de ciclo o repotenciación, podrán optar por extender el Período de Vigencia de su Obligación de Energía Firme hasta por diez (10) años. Esta decisión deberán comunicarla a la CREG y al operador de la subasta a más tardar el 30 de marzo de 2007,

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

remitiendo también la totalidad de la información aplicable a una planta y/o unidad de generación nueva incluyendo las licencias ambientales asociadas a la operación con el combustible o combustibles elegidos por el generador.

Los generadores que opten por las disposiciones contenidas en el presente Artículo tendrán sobre el incremento de capacidad las mismas obligaciones aplicables a los nuevos generadores.

**Artículo 71. Obligaciones de los generadores durante el período de transición.** Durante el período de transición los generadores con asignación de Obligaciones de Energía Firme, adquieren los mismos derechos y deberes establecidos en la presente resolución.

**Artículo 72. Cronograma del Período de Transición.** Durante el período de transición establecido en la presente resolución, los generadores deberán reportar anualmente a la CREG y a más tardar el 15 de octubre del año anterior al año para el cual se realiza la asignación de Obligaciones de Energía Firme la información contenida en los Anexos 3 y 4 de la presente Resolución, así como las licencias ambientales asociadas a la operación con el combustible o combustibles elegidos por el generador.

Dentro de los quince días siguientes la CREG deberá remitir la información al Operados del Sistema y al Consejo Nacional de Operación.

Una vez recibida la información por parte de la CREG el Operador del Sistema deberá publicar dentro de los quince días siguientes, los resultados de la simulación para la determinación de la ENFICC.

Una vez publicados por parte del Operador del Sistema los resultados de la simulación, los generadores deberán reportar a este dentro de los cinco días siguientes la ENFICC para efectos de la asignación de Obligaciones de Energía Firme.

Dentro de los cinco días siguientes al reporte de la ENFICC por parte de cada uno de los generadores al Operador del Sistema, este deberá publicar la asignación de Obligaciones de Energía firme determinada de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente Resolución.

## CAPITULO VI

### LIQUIDACIÓN

**Artículo 73. Obligaciones de entrega de la energía firme en el Despacho Ideal.** Las obligaciones de energía firme serán requeridas a cada uno de los generadores remunerados por concepto de Cargo por Confiabilidad durante cada una de las horas en las que el precio de bolsa sea mayor que el precio de ejercicio vigente.

**Artículo 74. Verificación del cumplimiento de la entrega de energía firme.** Para cada generador con asignación de obligaciones de energía firme, y para cada una de las horas en las cuales se cumpla la condición establecida en el Artículo 73 de esta Resolución, el ASIC calculará para cada agente generador una de las siguientes expresiones según la estación en la que se hace la verificación:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confianza en el Mercado Mayorista de Energía.

1. Estación de Verano:

$$Den_{j,h} = \sum_{i=1}^n GI_{h,i,j} + CCS_{h,j} - OEFV_{j,h}$$

donde:

- $Den_{j,h}$ : Diferencia entre la generación ideal y las Obligaciones de Energía Firme  
 $n$ : Número de plantas y/o unidades de generación del agente  $j$  despachadas centralmente en la hora  $h$ .  
 $GI_{h,i,j}$ : Generación ideal en la hora  $h$  de la planta  $i$ , representada comercialmente por el agente  $j$ .  
 $CCS_{h,j}$ : Contratos de compra de energía firme en el mercado secundario adquiridos por el agente  $j$  y que fueron despachados en la hora  $h$ .  
 $OEFV_{j,h}$ : Obligación de Energía Firme durante la estación de verano del agente  $j$  en la hora  $h$ .

2. Estación de Invierno:

$$Den_{j,h} = \sum_{i=1}^n GI_{h,i,j} + CCS_{h,j} - OEFI_{j,h}$$

donde:

- $Den_{j,h}$ : Diferencia entre la generación ideal y las Obligaciones de Energía Firme  
 $n$ : Número de plantas y/o unidades de generación del agente  $j$  despachadas centralmente en la hora  $h$ .  
 $GI_{h,i,j}$ : Generación ideal en la hora  $h$  de la planta  $i$ , representada comercialmente por el agente  $j$ .  
 $CCS_{h,j}$ : Contratos de compra de energía firme en el mercado secundario adquiridos por el agente  $j$  y que fueron despachados en la hora  $h$ .  
 $OEFI_{j,h}$ : Obligación de Energía Firme durante la estación de invierno del agente  $j$  en la hora  $h$ .

Se considera que un agente ha dado cumplimiento a la obligación de entrega de la energía firme siempre que el valor resultante de las fórmulas anteriores sea mayor o igual a cero (0).

**Artículo 75. Remuneración de la energía asociada a la obligación de energía firme.** Para los casos en los cuales el valor resultante de aplicar la expresión contenida en el artículo 74 de esta Resolución, ( $Den_{j,h}$ ), sea menor que cero (0), el ASIC incrementará las cuentas por pagar del agente respectivo en una cantidad igual a la resultante de aplicar la siguiente expresión:

$$Den_{j,h} * (Pb_h - PE_m)$$

donde:

- $PE_m$ : Precio de Ejercicio vigente en el mes  $m$ .  
 $Pb_h$ : Precio de Bolsa en la hora  $h$ .

Para los casos en los cuales el valor resultante de aplicar la fórmula contenida en el artículo 74 de esta Resolución, ( $Den_{j,h}$ ), sea mayor que cero, el ASIC incrementará las cuentas a favor del agente respectivo en una cantidad igual a la resultante de aplicar la siguiente expresión:

$$(Den_{j,h} - CVS_{j,h}) * Pb_h$$

JRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

donde:

$CVS_{j,h}$ : Contratos de venta de energía firme en el mercado secundario adquiridos por el generador  $j$  que fueron despachados en la hora  $h$ .  
 $Pb_h$ : Precio de Bolsa de la hora  $h$ .

Los contratos de venta de energía firme serán despachados una vez se hayan cubierto las obligaciones de energía firme adquiridas por el agente vendedor, sin exceder una cantidad igual a la resultante de la aplicación de una de las expresiones contenidas en el Artículo 70 según la estación correspondiente.

**Parágrafo.** Para efectos de determinar el Precio de Reconciliación Negativa de que trata la regulación vigente de aquellos generadores a quienes se les exige la entrega de la energía firme asociada a su Obligación, y hasta una cantidad igual a la correspondiente a su Obligación de Energía Firme, el ASIC aplicará la siguiente expresión:

$$PR = \frac{1}{2}(Po_{i,h,m} + PE_m)$$

donde:

$Po_{i,h,m}$ : Precio de oferta de la planta y/o unidad de generación  $i$  en la hora  $h$  del mes  $m$ .  
 $PE_m$ : Precio de Ejercicio vigente en el mes  $m$ .

**Artículo 76. Liquidación de las Obligaciones en presencia de Contratos de Largo Plazo.** A los generadores con Obligaciones de Energía Firme asignada, el ASIC, en la liquidación de las transacciones de este generador, descontará de dicha obligación para cada una de las horas, la cantidad de energía que en esa hora fue despachada en contratos de largo plazo suscritos por el generador y que está destinada a atender usuarios finales. Para tal efecto, el ASIC le determinará a cada uno de los comercializadores del SIN la demanda comercial atendida mediante cada uno de los contratos suscritos por este con cada uno de los generadores con asignación de obligaciones de energía firme.

Para cada generador con asignación de Obligaciones de Energía Firme los contratos despachados para atender demanda final será a la suma de los asociados a cada uno de los comercializadores del SIN con los cuales tiene contratos firmados vigentes.

**Artículo 77. Generadores no despachados centralmente.** Todos aquellos generadores no despachados centralmente que tengan contratos de venta de energía de conformidad con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-086 de 1996, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, deberán producir mensualmente la ENFICC declarada de conformidad con las disposiciones contenidas en esta Resolución.

Cuando la generación real de estos 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 Cargo por Confiabilidad vigente y la diferencia entre la Energía Firme mensual y la generación real mensual, lo cual será considerado como un menor pago del Cargo por Confiabilidad por parte de la demanda.

Para cada unas de las horas en las cuales el Precio de Bolsa sea superior al Precio de Ejercicio y la planta menor tenga contratos de venta de energía a Precio de Bolsa, de conformidad con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-086 de 1996 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, el precio máximo del contrato será igual al Precio de Ejercicio.

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**Artículo 78. Recaudo y pago del Cargo por confiabilidad a los generadores con Obligaciones de Energía Firme.** Cada planta y/o unidad de generación recaudará mediante sus ventas mensuales de energía una cantidad igual a su generación real multiplicada por el valor del Cargo por Confiabilidad expresado en \$/kWh. Para efectos de determinar el balance de cada generador, el ASIC calculará las siguientes expresiones:

$$VR_{j,m} = GR_{j,m} * VC_m$$
$$VD_{j,m} = \text{Min} \left\{ \sum_h ED_{j,h}, OEFV_{j,h} \right\} * VC_m$$

donde:

- $VC_m$ : Valor del Cargo por Confiabilidad para el mes  $m$ .
- $OEFV_{j,h}$ : Obligación de Energía Firme para la estación de verano del agente  $j$  en la hora  $h$ . Este valor se remplazará por el correspondiente a  $OEFI_{j,h}$  cuando sea el caso.
- $ED_{j,h}$ : Energía Declarada del agente  $j$  en la hora  $h$ , determinada como el mínimo valor entre la disponibilidad declarada por el agente generador y la obligación horaria de energía firme.

El cálculo de las variables  $VR_{j,m}$  y  $VD_{j,m}$  deberá ser realizado por el ASIC para cada una de las horas del día de operación, con independencia de que el Precio de Bolsa supere o no el Precio de Ejercicio.

La diferencia entre  $VR_{j,m}$  y  $VD_{j,m}$  será un saldo a favor o en contra del generador según sea el caso.

**Artículo 79. Actualización anual al valor del Cargo por Confiabilidad:** Para aquellos generadores que optan por Obligaciones de Energía Firme con períodos de vigencia superiores a un año, el valor del Cargo por Confiabilidad será actualizado anualmente haciendo uso del 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).

**Artículo 80. Plantas y/o unidades de generación no despachadas centralmente.** En los casos en los cuales la generación real de estos sea menor a la Energía Firme declarada, el ASIC incrementará la cuenta por pagar del respectivo agente en una cantidad igual a la diferencia entre la Energía Firme mensual y la generación real mensual multiplicada por el valor del Cargo por Confiabilidad.

## CAPITULO VII

### ANILLOS DE SEGURIDAD

**Artículo 81. Objeto.** Los Anillos de Seguridad son un conjunto de mecanismos orientados a facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme. Estos mecanismos son el Mercado Secundario de Energía Firme, las Subastas de Reconfiguración, la Demanda Desconectable Voluntariamente y la Generación de Última Instancia.

110

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiablez en el Mercado Mayorista de Energía.

#### 4.1 MERCADO SECUNDARIO DE ENERGÍA FIRME

**Artículo 82. Objeto.** Mediante este mecanismo un generador que determine que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme podrá negociar con otros generadores con Energía Firme disponible el respaldo de sus compromisos.

**Artículo 83. Participantes.** En el Mercado Secundario de Energía Firme participan exclusivamente los generadores. Los oferentes de este mercado son aquellos generadores que cuentan con Energía Firme no comprometida. Los compradores son los generadores que pueden requerir temporalmente Obligaciones de Energía Firme.

**Artículo 84. Funcionamiento.** Los generadores con Energía Firme no comprometida y que voluntariamente quieran participar en el Mercado Secundario, publicarán la cantidad de energía que ofrecen en el Sistema de Información del Mercado Secundario de acuerdo con el procedimiento que para tal efecto establezca el ASIC.

Los generadores que requieran Energía Firme para cumplir sus Obligaciones de Energía Firme negociarán contratos bilaterales con los generadores oferentes de acuerdo con la regulación contenida en esta resolución.

Las negociaciones de este mercado secundario no modifican ninguna de las condiciones en las cuales los generadores se comprometieron en la Subasta a suministrar la Energía Firme.

**Artículo 85. Contenido de los Contratos de Respaldo de Energía Firme.** La forma, contenido, garantías y condiciones establecidas en los Contratos de Respaldo de Energía Firme podrán pactarse libremente entre las partes. Es obligación de las partes incluir en el contrato la información referente a la identidad de los generadores que intervienen, la cantidad horaria de Energía Firme negociada en el contrato y el período de vigencia del mismo.

**Artículo 86. 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 de acuerdo con el procedimiento que él establezca.

El plazo mínimo para el registro de estos contratos es de tres (3) días calendario anteriores a la fecha en la cual la Energía Firme negociada en este contrato debe entregarse.

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

**Parágrafo 2.** Cuando el Contrato de Respaldo se negocie entre generadores que detenten una relación de control en los términos previstos en la legislación comercial, XM 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 de los demás contratos del mercado secundario.

**Parágrafo 3.** El incumplimiento en la entrega de la Energía Firme pactada en un Contrato de Respaldo será responsabilidad de las partes contratantes y no modificará las acciones previstas por el Regulador en caso de incumplimiento en la entrega de la Energía Firme comprometida por los generadores en la subasta.

**Parágrafo 4.** Cuando un generador negocie en el mercado secundario con varios agentes el respaldo de su Obligación de Energía Firme, el generador adquirente deberá reportar al ASIC

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

el orden en el cual desea le sea verificado el cumplimiento de la misma mediante su respaldo en el secundario. Este orden no debe incluir cantidades parciales de cada contrato de respaldo.

De igual forma, un generador que respalde en el mercado secundario a varios generadores, también reportará al ASIC el orden en el que cubrirá las Obligaciones de Energía Firme que respalda.

En ambos casos el orden reportado no deberá contemplar cantidades parciales de cada contrato de respaldo.

#### 4.2 SUBASTAS DE RECONFIGURACIÓN

**Artículo 87. Objeto.** A través de este mecanismo se ajustan los requerimientos de energía que deben ser cubiertos mediante las Obligaciones de Energía Firme, de acuerdo con los cambios en las proyecciones de demanda de energía.

**Artículo 88. Periodicidad.** Las Subastas de Reconfiguración se llevarán a cabo anualmente, a menos que la Comisión establezca lo contrario.

**Artículo 89. Participantes.** En las Subastas de Reconfiguración para compra de Energía Firme participan como oferentes los generadores con Energía Firme no comprometida. XM participa como el administrador de la Subasta de Reconfiguración y es el encargado de incrementar las Obligaciones de Energía Firme para cubrir la demanda.

En las Subastas de Reconfiguración para la venta de Energía Firme, originadas en la sobreestimación de la demanda asignada en la Subasta, participan como compradores los generadores con Obligaciones de Energía Firme vigentes para el año cuya demanda fue sobreestimada y que estén interesados en eliminar o reducir la Energía Firme asociada a estos compromisos. XM como administrador de la Subasta de Reconfiguración es el encargado de ofertar el excedente de Energía Firme contratado por la demanda.

**Artículo 90. Funcionamiento de una Subasta de Reconfiguración para la Compra de Energía.** Los generadores con Energía Firme no comprometida enviarán a XM, en sobre cerrado y en la fecha que éste determine, la Energía Firme que ofrecen así como el precio en dólares por kilovatio hora correspondiente a su oferta.

El precio resultante de la Subasta de Reconfiguración, al que se remunerarán todas las Obligaciones de Energía Firme transadas en esta subasta, corresponderá a la oferta del último generador asignado de acuerdo con las curvas de oferta y demanda construidas por el Subastador de la Subasta de Reconfiguración de acuerdo con lo establecido en los Artículos 92 y 93 de esta Resolución. La asignación de Obligaciones de Energía Firme deberá garantizar que se minimiza la diferencia entre la oferta y la demanda de energía.

**Artículo 91. Funcionamiento de las Subastas de Reconfiguración para la Venta de Energía.** El generador que desee reducir o eliminar sus Obligaciones de Energía Firme para el año en que se presenta el excedente enviará a XM, en sobre cerrado y en la fecha que éste determine, la Energía Firme que desea comprar así como el precio máximo en dólares por kilovatio hora que está dispuesto a pagar por esta energía.

El precio resultante de la Subasta de Reconfiguración, al que se remunerarán todas las Obligaciones de Energía Firme transadas en esta subasta, corresponderá a la oferta del último generador que adquirió obligaciones de energía firme de acuerdo con las curvas de oferta y demanda construidas por el Administrador de la Subasta de Reconfiguración

*Handwritten mark*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

de acuerdo con lo establecido en los Artículos 94 y 95 de esta Resolución. La asignación de Obligaciones de Energía Firme deberá garantizar que se minimiza la diferencia entre la demanda y la oferta de energía.

**Artículo 92. Función de Demanda de la Subasta de Reconfiguración para la compra de Energía Firme.** La función de Demanda de Energía Firme a emplear en las Subastas de Reconfiguración para la compra de Energía Firme será la misma utilizada en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, salvo la Demanda Objetivo (*D*) de esta curva que corresponderá a la energía adicional que la Comisión ordenó adquirir en esa Subasta de Reconfiguración.

**Artículo 93. Función de Oferta Agregada para la Subasta de Reconfiguración para la compra de Energía Firme.** La Curva de Oferta Agregada para la Subasta de Reconfiguración de compra de Energía Firme corresponde a la que resulte de sumar las ofertas de Energía Firme enviadas por los generadores en sobre cerrado y ordenadas según su precio de menor a mayor.

**Artículo 94. Función de Demanda de la Subasta de Reconfiguración para la venta de Energía Firme.** La Curva de Demanda Agregada para la Subasta de Reconfiguración de venta de energía firme corresponde a la que resulte de sumar las demandas de Energía Firme enviadas por los generadores en sobre cerrado y ordenadas según su precio de mayor a menor.

**Artículo 95. Función de Oferta de la Subasta de Reconfiguración para la Venta de Energía Firme.** En caso de requerirse una Subasta de Reconfiguración para la Venta de Energía Firme, la Comisión establecerá la función de oferta de obligaciones de energía firme para esa subasta en particular.

#### 4.3 DEMANDA DESCONECTABLE VOLUNTARIAMENTE

**Artículo 96. Objeto.** Mediante este mecanismo un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme podrá negociar con usuarios no regulados la reducción voluntaria de la demanda de energía. Esta negociación se efectuará a través de un mecanismo cuyo funcionamiento será definido por la Comisión en resolución aparte.

#### 4.4 GENERACIÓN DE ÚLTIMA INSTANCIA

**Artículo 97. Objeto.** Mediante este mecanismo un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme negociará el suministro de esta energía con el propietario o el representante comercial de un Activo de Generación de Última Instancia.

**Artículo 98. 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 el procedimiento establecido para tal efecto. Este activo será despachado de conformidad con la regulación vigente.

*JRD*



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

## CAPITULO VII

### GARANTIAS

**Artículo 99. Principios.** En general todas las garantías establecidas en esta resolución deberán acoger los siguientes principios:

- Deben cubrir los conceptos que surjan dentro de este mercado a cargo del generador o de otros participantes.
- El administrador designado debe tener la preferencia para obtener de manera inmediata el pago de la obligación garantizada.
- Deben ser otorgadas de manera irrevocable a favor del administrador
- Deben ser líquidas y fácilmente realizables.

Adicionalmente deben especificar:

- Los eventos a garantizar y los riesgos cubiertos
- Los montos de las coberturas o procedimientos para su cálculo en el momento de ejecutar la garantía
- Los mecanismos de ajuste de las garantías, si se requieren.

**Artículo 100. Garantías Exigibles.** Para efectos de respaldar el cobro del Cargo por Confiabilidad, se exigirán según sea el caso, las siguientes garantías:

1. Garantía por la energía firme incremental referente a una declaración de energía firme con una probabilidad asociada entre el 98% y el 95% PSS.
2. Garantía de Ejecución de Nuevos Proyectos
3. Garantía de Ejecución de Proyectos en Construcción
4. Garantía por la energía firme asociada al primer año de operación de una unidad nueva de acuerdo con el IHF empleado para el cálculo de la ENFICC.

**Artículo 101. Reglamento de Garantías.** XM someterá a consideración de la CREG, dentro del mes siguiente a la fecha de entrada en vigencia de esta resolución, un reglamento de las garantías de energía firme que cumpla con los principios establecidos en este capítulo

## CAPITULO VIII

### DISPOSICIONES FINALES

**Artículo 102.** Modifíquese el Artículo 4° de la Resolución CREG-034 de 2001, el cual quedará así:

*“Cuando un generador declare para el despacho horario una disponibilidad igual a cero (0) y la planta y/o unidad de generación sea requerida por el CND para cubrir una generación de seguridad, si la planta y/o unidad de generación se encuentra indisponible y las autoridades competentes determinan que su indisponibilidad no es justificada, el agente será responsable por los perjuicios derivados del racionamiento causado, sin*

*JRD*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

*perjuicio de que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios pueda tomar posesión de la empresa, de conformidad con el Artículo 59.1 de la Ley 142 de 1994."*

**Artículo 103.** Deróguese la Resolución CREG-125 de 2005.

**Artículo 104.** Deróguese la Resolución CREG-018 de 1998.

**Artículo 105. Pruebas de Generación.** Durante la estación de invierno de cada año, las planas y/o unidades térmicas podrán solicitar al CND la programación de una prueba de generación de conformidad con el siguiente procedimiento general:

1. El CND programará las pruebas de generación de que trata este artículo en coordinación con el agente respectivo, considerando los criterios de seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.
2. La duración de la prueba de generación de que trata este artículo no podrá exceder las doce (12) horas consecutivas. Dicha prueba deberá ser declarada ante el CND, según corresponda, como exitosa o no, por el generador que la solicitó. Esta declaración deberá realizarse a más tardar la hora siguiente a la de finalización de la prueba.

**Artículo 106. Reconciliación Positiva por pruebas de generación.** La energía generada resultante de la realización de las pruebas de que trata la presente Resolución que sean declaradas como exitosas, será objeto de Reconciliación Positiva de conformidad con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-034 de 2001, o aquellas que la sustituyan, modifiquen o adicionen, incluyendo las horas de inflexibilidad asociadas a dicha prueba.

**Artículo 107.** Para efectos de establecer el valor de la variable GSA establecida en la Resolución CREG-034 de 2001, se considerará la totalidad de la generación asociada con la prueba, es decir, la generación real.

**Artículo 108.** Los costos horarios de la Reconciliación Positiva asociada con las pruebas de generación de que trata la presente Resolución, serán asignados a los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda comercial, y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación".

La energía generada resultante de las pruebas que sean declaradas como no exitosas será remunerada de conformidad con la regulación vigente a la realización de pruebas solicitadas por el agente, en virtud de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-121 de 1998 o aquellas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

**Artículo 109. Reconciliación Negativa asociada con pruebas de generación:** La Reconciliación Negativa asociada con la realización de las pruebas de generación de que trata la presente Resolución se efectuará de conformidad con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-034 de 2001, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

**Artículo 110.** Las disposiciones contenidas en la presente Resolución no aplican para las pruebas que sean realizadas en virtud de lo establecido en la Resolución CREG-121 de 1998 o aquellas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

JRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**Artículo 111. Vigencia.** Esta Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial, y por ser un acto de trámite, no modifica las normas actualmente aplicables sobre las materias a que ella se refiere.

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, el día



**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
Viceministro de Minas y Energía

Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente



**RICARDO RAMÍREZ CARRERO**  
Director Ejecutivo



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

## ANEXO 1

### PARÁMETROS DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE LA ENFICC

1. Horizonte de análisis: diez (10) años que finalizan en abril del décimo año.
2. Mes en que inicia el estudio: mayo del año del cálculo.
3. Período de resolución (mensual)
4. Criterio de convergencia: Dos (2) desviaciones estándar.
5. Tasa de descuento: Doce por ciento anual (12%)
6. Número de iteraciones (optimización): 60
7. Generación sintética de cien (100) series equiprobables a partir de la serie histórica conocida (Serie Hidrológica Única) hasta el mes de diciembre del año anterior a la fecha de cálculo del valor de la ENFICC.
8. Rezago a utilizar en el modelo autoregresivo ARP: calculado automáticamente por el SDDP.
9. Red de transmisión: no se considera.
10. Plantas y/o unidades de generación existentes.
11. Niveles de embalse: los existentes el treinta (30) de abril del año del cálculo.
12. Sistema autónomo. No incluir interconexiones internacionales.
13. Curvas Guía del embalse declaradas por los agentes y corresponden a las curvas por restricciones ocasionadas por el uso del agua para propósitos diferentes al de generación de energía eléctrica, por ejemplo Control de caudal mínimo garantizado aguas abajo del embalse, agua para consumo humano, riego, navegación, entre otros.
14. Curva escalonada de cinco (5) bloques de energía estacionaria a atender con el mismo factor de carga de la demanda del sistema y sin crecimiento anual.
15. El factor de carga será el reportado por la UPME en sus proyecciones de demanda más recientes.
16. Capacidad disponible: capacidad efectiva de potencia de las plantas hidráulicas y térmicas, afectadas por su respectivo índice de indisponibilidad histórico de salidas forzadas (IHF).
17. Curva de Costos de Racionamiento reportada por la UPME
18. Tipo de moneda para el análisis: dólares
19. Costos de Combustible de gas natural:
  - a. Suministro: serán los correspondientes al Precio Máximo Regulado establecido en la Resolución CREG-023 de 2000, o aquellas que la modifiquen o complementen, de los campos productores donde el generador manifieste que compra su gas.

Para el gas proveniente de campos que tengan régimen de precio libre, los costos serán los que declare cada generador ante la CREG de conformidad con el procedimiento establecido en la presente Resolución.

JRD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

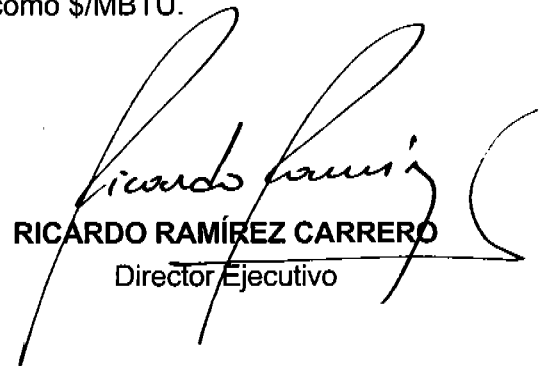
- b. Transporte: serán los correspondientes al cargo variable que remunerare el 50% de la inversión en la Pareja de Cargos Regulados correspondiente al gasoducto o gasoductos utilizados, aprobada por la CREG en desarrollo de la Resolución CREG-001 de 2000.

En caso que el generador compre su gas de más de un campo productor, deberá declarar a la CREG qué proporción del total de gas utilizado proviene de cada uno de ellos, para poder calcular el costo variable ponderado de suministro y transporte.

Los costos de transporte y de suministro se expresan como \$/MBTU, utilizando la Tasa Representativa del Mercado, certificada por la Superintendencia Financiera, y vigente el treinta (30) de abril del año en que se calcula la energía firme; y un poder calorífico único de 1 Mbtu/Kpc.

20. Costos de otros combustibles: los costos de combustible por concepto de suministro y transporte para las plantas que generen con combustibles diferentes al gas natural, serán los que reporte la UPME expresados como \$/MBTU.

  
**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
Viceministro de Minas y Energía  
Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente

  
**RICARDO RAMÍREZ CARRERO**  
Director Ejecutivo

*MD*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

## ANEXO 2

### FORMATOS DE REPORTE DE LA INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA ENFICC

Los siguientes formatos deberán ser diligenciados por los agentes y entregados a la CREG un mes antes de la fecha anunciada para el inicio de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, o para la asignación de energía firme durante el período de transición.

Todas las cifras de estos formatos deberán reportarse con dos decimales de precisión. Los IHF, factores de conversión y eficiencias térmicas con 4 decimales. Los IHF serán calculados con la información disponible hasta el treinta (30) de septiembre del año del cálculo.

#### Formato 2.1. Plantas o Unidades Hidráulicas.

Plantas o Unidades hidráulicas			
Nombre	Capacidad neta (MW)	Eficiencia Planta o Unidad (MW/m <sup>3</sup> /s)	IHF (%)

#### Formato 2.2. Topología de Plantas Hidráulicas

Topología de Plantas Hidráulicas				
Nombre de la Planta	Ríos que aportan a la Planta	Planta a la que le entrega los vertimientos	Planta a la que le entrega los turbinados	Planta a la que le entrega filtraciones (si las posee)

#### Formato 2.3. Plantas o Unidades Térmicas

Plantas o Unidades Térmicas			
Nombre	Capacidad neta (MW)	Eficiencia (U. Comb/MWh)	IHF (%)

#### Formato 2.4. Serie Histórica de Caudales Medios Mensuales de los Ríos del SIN

La serie reportada en este formato debe contener toda la información histórica disponible, ser continua, sin datos faltantes, e incluir la información correspondiente al período definido para el cálculo de la energía firme.

Serie histórica de Caudales históricos medios mensuales de los ríos del SIN			
Río	Año	Mes	M <sup>3</sup> /s

*MS*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

### Formato 2.5. Embalses

Embalses			
Embalse	Mínimo Técnico (Mm <sup>3</sup> )	Máximo Técnico (Mm <sup>3</sup> )	Volumen (Millones m <sup>3</sup> ) de embalse a primero de enero del año T o Volumen (Millones m <sup>3</sup> ) esperado a la fecha de entrada en operación comercial

### Formato 2.6. Curva de Operación del Embalse

Esta curva define los niveles mínimos o máximos mensuales que hay que mantener en el embalse para la operación sin ningún tipo de restricciones. Estas restricciones son ocasionadas por el uso del agua para propósitos diferentes al de generación de energía eléctrica (Caudal mínimo garantizado aguas abajo del embalse, agua para consumo humano, riego, navegación, etc.).

Curva de operación de embalse				
Embalse	Mes	Volumen de espera (Mm <sup>3</sup> )	Curva guía mínima (Mm <sup>3</sup> )	Curva guía máxima (Mm <sup>3</sup> )

### Formato 2.7. Capacidad de Arcos de Descarga

Capacidad de arcos de descarga				
Nombre	Flujo mínimo [m <sup>3</sup> /s]	Flujo máximo [m <sup>3</sup> /s]	Fecha de entrada [mes, año]	Fecha de salida [mes, año]

### Formato 2.8. Capacidad Máxima de Arcos de Generación

Capacidad máxima de arcos de generación		
Nombre	Flujo mínimo (m <sup>3</sup> /s)	Flujo máximo (m <sup>3</sup> /s)

### Formato 2.9. Descargas Máximas Embalses de Bogotá

DESCARGAS MÁXIMAS EMBALSES DE BOGOTÁ	
Embalse	m <sup>3</sup> /s
Sisga	
Tominé	
Neusa	
Chuzá	

*JAD*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confianza en el Mercado Mayorista de Energía.

**Formato 2.10. Capacidad Túneles de Chivor**

CAPACIDAD TUNELES DE CHIVOR	
Túnel	m <sup>3</sup> /s
Tunjita	
Rucio	
Negro	

**Formato 2.11. Demanda de Acueducto y Riego**

Demanda de Acueducto y Riego (m <sup>3</sup> /s)					
Nombre	Año T	Año T+1	Año T+2	Año T+n	Factor de recuperación (%)

  
**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
 Viceministro de Minas y Energía  
 Delegado del Ministro de Minas y Energía  
 Presidente

  
**RICARDO RAMÍREZ CARRERO**  
 Director Ejecutivo

*JRD*



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

**ANEXO 3**

**CONTRATACIÓN DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Los formatos que se presentan a continuación deben diligenciarse para cada uno de los años del Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme que el generador aspira le sea asignada.

a) **Generadores térmicos a gas:** Los generadores térmicos a gas natural, deberán remitir diligenciado y firmado por el representante legal del generador, y dentro de los términos y plazos establecidos en la presente Resolución, los siguientes formatos.

**Formato 3.1. Suministro de gas natural**

ENERGÍA CONTRATADA EN FIRME PARA CADA MES (MBTU)												
Planta y/o Unidad de Generación	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

**Formato 3.2. Transporte de gas natural**

El generador deberá utilizar el factor que permita expresar en MBTU los kpc contratados en firme.

TRANSPORTE DE GAS CONTRATADO EN FIRME PARA CADA MES (MBTU)												
Planta y/o Unidad de Generación	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

b) **Generadores térmicos a carbón y otros combustibles diferentes al gas natural:** Los generadores térmicos a carbón y otros combustibles, deberán remitir diligenciados y firmados por el representante legal del generador, y dentro de los términos y plazos establecidos en la presente Resolución los siguientes formatos.

**Formato 3.3. Suministro de Combustibles diferentes al gas natural**

En el formato 3.3 deberá reportarse la cantidad de energía contratada en firme para cada mes, expresada en MBTU y puesta en planta.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiablez en el Mercado Mayorista de Energía.

ENERGÍA CONTRATADA EN FIRME PARA CADA MES PROCEDENTE DE CARBÓN Y OTROS COMBUSTIBLES DISTINTOS A GAS (MBTU)												
Planta y/o Unidad de Generación	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

**Formato 3.4 Almacenamiento de Combustibles**

En este formato deberá reportarse la cantidad de energía almacenada para cada mes, expresada en MBTU.

ENERGÍA ALMACENADA PARA CADA MES PROCEDENTE DE CARBÓN Y OTROS COMBUSTIBLES DISTINTOS A GAS (MBTU)												
Planta y/o Unidad de Generación	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

Adicionalmente, para el caso de carbón, debe remitirse copia del Plan de Trabajo y Obras y del Registro Minero expedidos por la autoridad minera correspondiente.

En caso de que los contratos de suministro y/o transporte de combustibles no consten por escrito, el agente generador deberá reportar la siguiente información, suscrita por los representantes legales de las partes que intervienen en el respectivo contrato:

**Formato 3.5 Suministro y Transporte de combustibles no Contratados por Escrito**

Fecha de celebración	Fecha de inicio	Fecha de terminación	Cantidad mensual (MBTU)

  
**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
 Viceministro de Minas y Energía  
 Delegado del Ministro de Minas y Energía  
 Presidente

  
**RICARDO RAMÍREZ CARRERO**  
 Director Ejecutivo



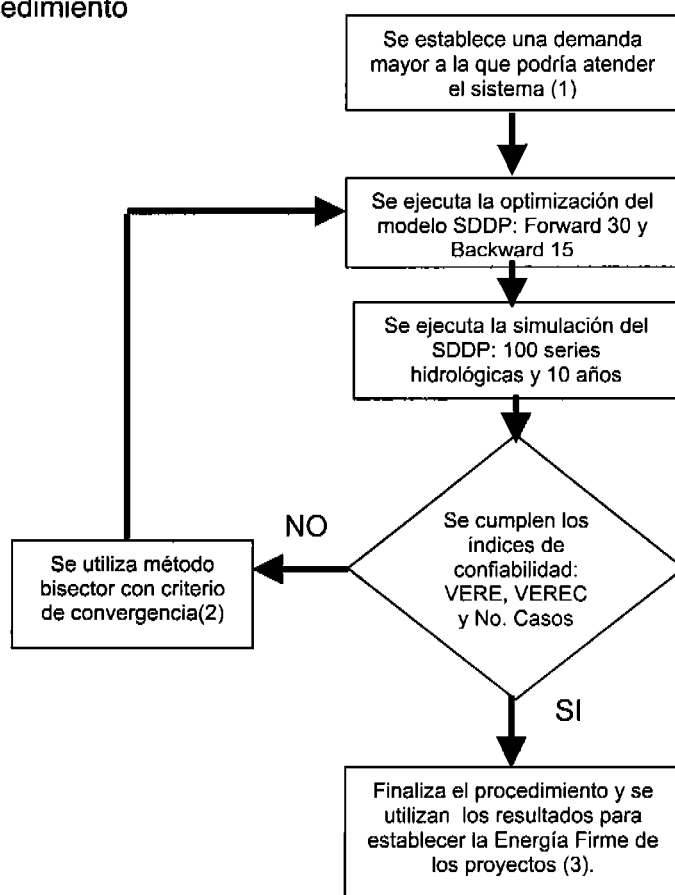
Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

#### ANEXO 4

#### METODOLOGÍA DE AJUSTE

La metodología de ajuste es un proceso iterativo para determinar la demanda estacionaria que atendería el Sistema cumpliendo los índices de confiabilidad establecidos en el SIN (hasta un 5% de casos de déficit en el mes más crítico, VERE menor o igual al 1.5% y VEREC menor o igual al 3%).

#### Procedimiento



(1) Se toma la demanda estimada por la UPME para el año de la subasta, incrementada en un 50%.

(2) La metodología Bisector se aplicará para variar la demanda teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Valores iniciales: cota superior: 1.5 Demanda, tal como se señala en (1). Cota inferior 0.7 Demanda.
- Proceso Iterativo:

JAD

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

$$Dem_i = \frac{Dem_c + Dem_{nc}}{2}$$

donde:

$Dem_i$ : Demanda de energía para la iteración  $i$

$Dem_c$ : Demanda de energía para la última iteración que cumple con los criterios de confiabilidad (VERE, VEREC y número de casos fallidos)

$Dem_{nc}$ : Demanda de energía para la última iteración que no cumple con los criterios de confiabilidad (VERE, VEREC y número de casos fallidos)

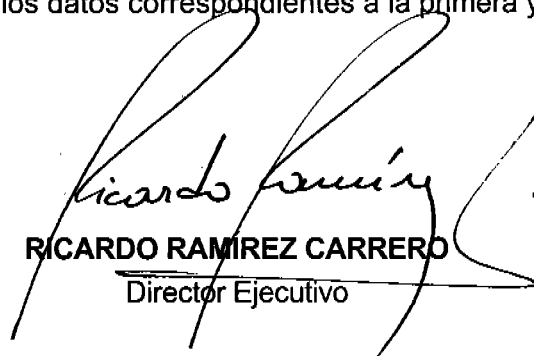
- El proceso de detiene cuando se cumplan una de las siguientes condiciones:
  - a) La diferencia entre las dos demandas seguidas es menor o igual al 0.5%, calculando el porcentaje sobre el último valor; o
  - b) Se han cumplido diez iteraciones. La demanda que se toma será el dato de la última.

(3) Para evitar los problemas de bordes, se eliminan los datos correspondientes a la primera y a la última estación.



**MANUEL MAIGUASHCA OLANO**  
Viceministro de Minas y Energía

Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente



**RICARDO RAMIREZ CARRERO**  
Director Ejecutivo

JAD