



Ministerio de Minas y Energía

RESOLUCION NUMERO 063 DE 19
(12 SEP 2000)

Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y 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 de conformidad con lo previsto en la Ley 143 de 1994, Artículos 11 y 23 literal i), corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del Sistema Interconectado Nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica;

Que según lo establecido en la Ley 143 de 1994, Artículo 23, Literal a), es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, *“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”*;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante la Resolución CREG-024 de 1995, modificada por las Resoluciones CREG-035 y CREG-049 del mismo año, previó un régimen transitorio de asignación de los costos de la generación fuera de mérito;

Que mediante la Resolución CREG-099 de 1996, fueron modificadas las normas relativas a la asignación de los costos de la generación fuera de mérito, estableciendo una división entre restricciones de origen regional y de origen global;

Que mediante la Resolución CREG-112 de 1998, la Comisión de Regulación de Energía y Gas reguló los aspectos comerciales aplicables a las transacciones internacionales de energía, que se realizan en el mercado mayorista de

Qua

Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

electricidad, y asignó a los agentes respectivos el costo de las restricciones con origen en exportaciones de electricidad;

Que dada la complejidad del tema, la Comisión de Regulación de Energía y Gas adelantó, con asesoría externa, un estudio sobre Restricciones de Transmisión y Servicios Complementarios de Generación, con el fin de evaluar la conveniencia de modificar, precisar o complementar las normas expedidas sobre la materia;

Que evaluados los resultados del estudio, se encuentra necesario precisar las normas vigentes en los aspectos relativos a la determinación, asignación y pago de la Generación de Seguridad, de manera que permitan direccionar las señales económicas a los agentes, separar la generación competitiva de la no competitiva y ejercer un control efectivo sobre el comportamiento de los agentes en relación con las ofertas de la Generación de Seguridad;

Que según lo establecido en la Ley 143 de 1994, Artículo 3, Literal c), en relación con el servicio público de electricidad le corresponde al Estado *"regular aquellas situaciones en que por razones de monopolio natural, la libre competencia no garantice su prestación eficiente en términos económicos"*;

Que conforme a lo dispuesto en la Ley 143 de 1994, el Consejo Nacional de Operación expresó sus opiniones sobre los aspectos contenidos en la presente Resolución;

Que mediante la Resolución CREG-038 de 1999 la Comisión sometió a consideración de los agentes y terceros interesados, una propuesta regulatoria sobre los criterios para la definición de las Generaciones de Seguridad, la asignación de las mismas entre los agentes del SIN y las bases sobre las cuales se modificarán las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones;

Que mediante la Resolución CREG-074 de 1999, se establecieron los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modificaron las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Que el gerente del Mercado Mayorista manifestó a la CREG, que durante la realización de las pruebas para el desarrollo y aplicación de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-074 de 1999, se encontraron dificultades que imposibilitan la aplicación de las mismas, que se hace necesario aclarar, tal como se señaló en la Resolución CREG-040 de 2000.

Que en cumplimiento del Decreto 266 de 2000, Artículos 31 y 32, la Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó el Proyecto de Resolución CREG-003, que contiene la propuesta de aclaración de los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y la modificación de las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, establecidos en mediante Resolución CREG-074 de 1999;

Que dentro del plazo previsto para el efecto, se recibieron recomendaciones, solicitudes de corrección y otras observaciones por parte la ANDI (Radicación

ANR

Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

No. 6335), EPSA (Radicación No. 6344), CHIVOR (Radicación No. 6360), ISA (Radicación No. 6373), EEPPI (Radicación No. 6378), ELECTROCOSTA (Radicación No. 6382), CODENSA (Radicación No. 6396), y ACOLGEN (Radicación No. 6411);

Que conforme a lo dispuesto en la Ley 143 de 1994, el Consejo Nacional de Operación expresó sus opiniones sobre los aspectos contenidos en la presente Resolución;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas consideró conveniente efectuar ajustes al texto propuesto en el Proyecto de Resolución CREG-003 de 2000, teniendo en cuenta las observaciones recibidas en el sentido de eliminar la definición de Redespacho por no ser concordante con la establecida en la Resolución CREG-025 de 1995 (Código de Operación); eliminar la definición de Costos de Reconciliación Positiva por Redespachos y en su lugar utilizar la de Costos de Reconciliación Positiva por modificaciones al Programa de Generación, solicitadas por le CND durante la operación; y aclarar que las Reconciliaciones establecidas aplican a los generadores sin asignación de Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 131 del 12 de septiembre de 2000, acordó expedir la reglamentación contenida en la presente Resolución;

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. Definiciones. Para efectos de la presente Resolución y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el mercado mayorista de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones generales:

Activos de Conexión. Son aquellos activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transportador, se conecten físicamente al STN, a un STR, o a un SDL. Siempre que estos activos sean usados exclusivamente por el generador, el usuario o el transportador que se conecta, o exclusivamente por un grupo de usuarios no regulados o transportadores que se conecten, no se considerarán parte del Sistema respectivo.

Área Operativa. Conjunto de Activos de Uso y Activos de Conexión, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad en más de una Sub-Área Operativa, presentan alguna Restricción, que exige generaciones forzadas en el Área y/o limita los intercambios con el resto del SIN. Las Áreas deberán tener activos del SIN no asociados con alguna de las Sub-Áreas contenidas en el Área.

Costos de Reconciliación Positiva por Generaciones de Seguridad. Costos asociados con Generaciones de Seguridad Fuera de Mérito.

Jul

Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Costos de Reconciliación Negativa. Costos asociados con generaciones desplazadas en el despacho real por Generaciones de Seguridad Fuera de Mérito o por Redespachos.

Generación de Seguridad. Generación forzada requerida para suplir las Restricciones Eléctricas u Operativas del SIN.

Generación de Seguridad Fuera de Mérito. Generación forzada requerida para suplir las Restricciones Eléctricas u Operativas del SIN, cuyo precio de oferta es superior al precio de bolsa.

Interconexiones Internacionales. Conjunto de líneas y/o equipos asociados, que tengan como uso exclusivo la importación y/o exportación de energía, con independencia del nivel de tensión de operación.

Operador de Red de STR's y/o SDL's (OR). Es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR's y/o SDL's aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

Restricciones. Limitaciones que se presentan en la operación del SIN, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada (Activos de Uso, Activos de Conexión o Interconexiones Internacionales), o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en Eléctricas y Operativas.

Restricción Eléctrica. Limitación en el equipamiento del SIN, o de las Interconexiones Internacionales, tales como límites térmicos admisibles en la operación de equipos de transporte o transformación, límites en la operación del equipamiento que resulten del esquema de protecciones (locales o remotas), límites de capacidad del equipamiento o, indisponibilidad de equipos.

Restricción Operativa. Exigencia operativa del sistema eléctrico para garantizar la seguridad en Sub-Áreas o Áreas Operativas, los criterios de calidad y confiabilidad, la estabilidad de tensión, la estabilidad electromecánica, los requerimientos de compensación reactiva y de regulación de frecuencia del SIN.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Distribución Local.

DWR

Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

Sub-Área Operativa. Conjunto de Activos de Uso, Activos de Conexión, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad regional, presentan alguna Restricción, que exige generaciones forzadas en la Sub-Área y/o limita los intercambios con el resto del SIN. Ningún Activo de Uso del STN o de Conexión al STN, podrá estar asociado a más de una Sub-Área Operativa.

ARTÍCULO 2o. Asignación de las Generaciones de Seguridad y de los Costos de Reconciliación Positiva. El costo de la generación asociada con Restricciones y Redespachos, exceptuando las Generaciones de Seguridad que suplen la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, será asignado en el siguiente orden:

- a) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de la Generación de Seguridad que haya sido solicitada por un OR, por Restricciones Eléctricas, soporte de tensión, seguridad y calidad en la infraestructura de los STR's y/o SDL's con tensión de operación inferior al Nivel IV, serán asumidos por el OR solicitante.

Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva por Generaciones de Seguridad, asociada con Restricciones Eléctricas y/o requerimientos de soporte de reactivos en la infraestructura de los STR's y/o SDL's en el Nivel IV de tensión, se asignarán al OR correspondiente.

Cuando exista más de un OR asociado con el requerimiento de esta generación forzada, el Costo Horario de Reconciliación Positiva se asignará en proporción a los ingresos por Cargos por Uso de Nivel IV de tensión, aprobados para los respectivos OR's, aplicados a la demanda total de cada uno de ellos.

- b) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, asociada con Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN, se asignarán entre todos los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda.
- c) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, asociada con indisponibilidades en el Despacho Programado, de Activos de Conexión al STN que están incumpliendo con las metas de calidad establecidas en la regulación vigente, se asignarán de la siguiente forma:

STUR

Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Propietario del Activo de Conexión	El Activo de Conexión Sirve a OR's conectados directamente	Sirve OR's y Generador(es) conectados directamente
OR's	Se asigna a los OR's a prorrata de su demanda.	Se asigna a los OR's y Generador(es) a prorrata de su demanda y de su Disponibilidad Comercial, respectivamente.
Generador(es)	No Aplica	Si la Generación de Seguridad es suplida por el Generador(es) o por Generador(es) con vinculación económica con el Generador(es) propietario, se asigna al Generador(es) a prorrata de su Disponibilidad Comercial. Si la Generación de Seguridad no es suplida por el Generador(es) o por Generador(es) con vinculación económica con el Generador(es) propietario, se asigna al OR's a prorrata de su demanda.
OR's compartida con Generador(es)	No Aplica	Se asigna a los OR's y Generador(es) a prorrata de su demanda y de su Disponibilidad Comercial, respectivamente.
Tercero	Se asigna a los OR's a prorrata de su demanda.	Se asigna a los OR's y Generador(es) a prorrata de su demanda y de su Disponibilidad Comercial, respectivamente.

Para determinar la vinculación económica o la relación de beneficiario real, los Generadores informarán antes del primero de octubre de cada año a la CREG el estado de su vinculación económica con otros Generadores. De no hacerlo, la CREG establecerá la vinculación económica con la información disponible.

Cuando el activo de conexión esté cumpliendo con las metas de calidad establecidas en la regulación vigente, los Costos Horarios de Reconciliación Positiva se asignarán entre todos los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda.

- d) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, asociada con el cumplimiento del criterio de confiabilidad (VERPC), se asignarán entre todos los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda.
- e) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad atribuible a consideraciones de estabilidad del STN, se asignarán entre todos los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda.
- f) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, originada en Restricciones cuya eliminación o reducción esté asociada con una Importación de energía, se asignarán al generador que está importando. Si hay más de un agente importador que haga uso de la Interconexión Internacional, se asignarán a prorrata de la importación programada por cada uno de ellos.
- g) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva de una Generación de Seguridad, asociada con Restricciones originadas en exportaciones de energía, serán asignados al comercializador que está exportando. Si hay más de un agente exportador que haga uso de la Interconexión Internacional, se asignarán a prorrata de la demanda comercial internacional horaria programada por cada uno de ellos.
- h) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva por Restricciones, asociados con situaciones declaradas de Condiciones Anormales de Orden Público

OTUR

Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

(CAOP), se asignarán entre todos los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda.

- i) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva, originadas en modificaciones al programa de generación solicitadas por el CND durante la operación, por razones diferentes a salidas forzadas de activos de los STR's y/o SDL's, se asignarán entre los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda. Para determinar la generación redespachada en la operación, no se verificará el criterio de confiabilidad probabilística (VERPC).

Si el Redespacho tiene su origen en salidas forzadas de activos de los STR's y/o SDL's, los Costos Horarios de Reconciliación Positiva correspondientes, se asignarán al agente causante de la generación respectiva.

Cuando exista más de un OR asociado con el requerimiento de esta generación forzada, el Costo Horario de Reconciliación Positiva se asignará en proporción a los ingresos por Cargos por Uso de Nivel IV de tensión, aprobados para los respectivos OR's, aplicados a la demanda total de cada uno de ellos.

Si como consecuencia de la solicitud por parte de un Transportador de Gas, se modifica el programa de generación de una unidad térmica a Gas, se originan sobrecostos para el Sistema Interconectado Nacional, estos sobrecostos serán asumidos por el Transportador que lo solicitó.

- j) Los Costos de Reconciliación Positiva asociados con desviaciones positivas del programa de generación según la reglamentación vigente, se asignarán entre los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda.
- k) Los Costos de Reconciliación Positiva no asociados con las causas establecidas en los literales anteriores, se asignarán entre los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda. En todo caso el ASIC informara a los agentes del Mercado Mayorista el origen de dicha reconciliación.

ARTÍCULO 3o. Asignación de los Costos de Reconciliación Negativa. Por agente se totalizan los Costos Horarios de Reconciliación Positiva y la asignación de los Costos de Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Los Costos Horarios de Reconciliación Negativa se asignan entre dichos agentes, en proporción al total de Costos que se les haya asignado por concepto de Reconciliación Positiva y de AGC.

ARTÍCULO 4o. Las empresas operadoras de STR's y/o SDL's que efectúen inversiones para eliminar o reducir Restricciones que originaban Generaciones de Seguridad, cuyos Costos de Reconciliación Positiva les hubieren sido asignados, podrán solicitar a la CREG modificaciones a sus Cargos por Uso vigentes, con el fin de remunerar adecuadamente tales inversiones, de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG-099 de 1997, o aquellas normas que la modifiquen o sustituyan.

ARTÍCULO 5o. Nuevas Inversiones en STN. Cuando por atrasos en la entrada en operación comercial de un proyecto, atribuible al ejecutor del mismo, no haya

Jul

Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Siendo posible la eliminación prevista de una Restricción, o se presenten Restricciones cuya eliminación hubiera sido posible con la entrada en operación del respectivo proyecto, los Costos Horarios de la Reconciliación Positiva correspondientes, que se presenten con posterioridad a la fecha original de entrada del proyecto, se asignarán al Operador Económico potencial del proyecto respectivo.

Cuando existan dos o más proyectos asociados con la misma Restricción, los Costos Horarios de la Reconciliación Positiva correspondientes, que se presenten con posterioridad a la fecha original de entrada de los proyectos, se asignarán entre los Operadores Económicos potenciales a prorrata del Ingreso Anual.

ARTÍCULO 6o. Reconciliaciones aplicables por concepto de Generaciones de Seguridad (no asociadas con la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia) y Redespachos. Los Costos Horarios de Reconciliación para las plantas que no tienen asignación de AGC se calculan de la siguiente manera:

- Si para un generador su producción real excede a la generación del despacho ideal, la cuenta de éste por reconciliaciones se incrementará con el valor correspondiente a esta diferencia, liquidada así:

$$REC = PR \times (\text{Generación Real} - \text{Generación Ideal})$$

Donde:

$$PR = \text{Min} \left[\text{Máx} (P_{i_t}, P_{o_t}) \right] ; i=1, \dots, 24$$

donde:

P_{i_t} Precio de Bolsa Internacional en la hora t -ésima, cuando las reconciliaciones se causan, total o parcialmente por Generaciones de Seguridad debidas a exportaciones de energía. Precio de Bolsa Doméstico, para todos los demás casos.

P_{o_t} Precio de Oferta del Generador en la hora t -ésima.

- Si para un generador su producción real es inferior a la generación del despacho ideal, la cuenta de éste por reconciliaciones se decrementará con el valor correspondiente a esta diferencia, de la siguiente manera:

$$REC = PR \times (\text{Generación Real} - \text{Generación Ideal})$$

$$PR = P_{o_t}$$

donde:

P_{o_t} Precio de Oferta del Generador en la hora t -ésima.

True

Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Parágrafo 1o. Cuando en alguna de las veinticuatro (24) horas del despacho, un generador resulte con Generación de Seguridad Fuera de Mérito y en ninguna de las 24 horas resulte despachado en mérito, los precios de oferta que haya efectuado para el despacho en mención, deberán permanecer inalterables para los siguientes siete (7) despachos diarios a partir del día en que se verifique que el generador se encuentra en esta condición. Para verificar esta condición se utilizará la primera liquidación realizada por el ASIC para el despacho ideal de cada día de operación. El ASIC informará al CND y a los agentes que les aplique esta condición antes de la hora del cierre de ofertas para el despacho económico siguiente a la publicación de la información del despacho ideal utilizado. Esta disposición no aplica a los generadores cuyo precio de oferta haya sido intervenido en el despacho correspondiente, según lo establecido en la Resolución CREG-018 de 1998 o las normas que la modifiquen, sustituyan o complementen.

Parágrafo 2o. El Comité Asesor de Comercialización remitirá a la CREG trimestralmente, un informe detallado sobre la Generación de Seguridad a la cual le haya sido aplicada la disposición establecida en el Parágrafo anterior. Así mismo, el CND remitirá trimestralmente al Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, una evaluación económica de las inversiones alternativas que permitirían levantar las restricciones asociadas con este tipo de generación, teniendo en cuenta el costo histórico de las mismas.

Parágrafo 3o. Cuando el precio de oferta efectuado por un generador para suplir generación forzada, iguale o supere la señal del "Precio Umbral" (Costo de Racionamiento), el agente generador respectivo, presentará ante la CREG el soporte de costos correspondiente, que deberá responder a la reglamentación vigente en materia de ofertas.

ARTÍCULO 7o. La presente Resolución rige a partir del quinto día hábil posterior a la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. **12 SEP 2000**


CARLOS CABALLERO ARGAEZ
Ministro de Minas y Energía
Presidente


CARMENZA CHAHIN ALVAREZ
Director Ejecutivo

Aut