



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 100 DE 2019
(30 AGO. 2019)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución *“Por medio de la cual se proponen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones”*

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 Decreto 1260 de 2013

CONSIDERANDO QUE:

Conforme a lo dispuesto por el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso administrativo, así como lo establecido en el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, compilado en el artículo 2.2.13.3.2. del Decreto 1078 de 2015 y el artículo 33 de la Resolución CREG 039 de 2017, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resolución de carácter general que pretenda adoptar.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 940 del 30 de agosto de 2019, aprobó hacer público el proyecto de resolución *“Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones”*

RESUELVE:

Artículo 1. Hágase público el siguiente proyecto de resolución *“Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones”*. Los análisis se presentan en el Documento CREG 063 de 2019.

Artículo 2. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las autoridades competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro de los veinte (20) días hábiles

[Firma]

[Firma]

Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución *"Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones."*

siguientes a la publicación del proyecto en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Artículo 3. 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 2.2.13.3.3 del Decreto 1078 de 2015.

Artículo 4. La presente resolución no deroga disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

Artículo 5. Contra la presente resolución no procede ningún recurso.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá DC, a 30 AGO. 2019



MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Director Ejecutivo



Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución *"Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones."*

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones

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, 2253 de 1994 y 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante la Resolución CREG 034 de 2019, publicó el proyecto: *"Por medio de la cual se proponen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones"*.

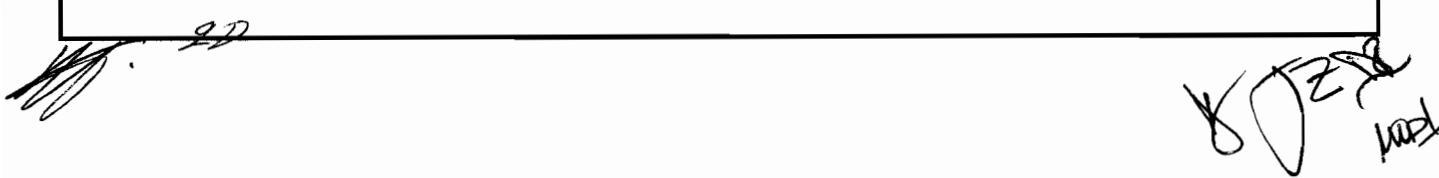
Dado los comentarios a las reglas previstas ante las desviaciones de las predicciones de la demanda de energía eléctrica, propuestas en la Resolución CREG 034 de 2019, la Comisión encontró conveniente publicar para comentarios una nueva propuesta sobre el tema. Los análisis de los comentarios remitidos y la nueva propuesta están presentados en la Documento CREG 063 de 2019.

La Resolución CREG 063 de 2000 establece los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las generaciones de seguridad y otras disposiciones en materia de reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

En los informes de restricciones del SIN elaborados por el CND se observa que, dentro de las principales causas de las generaciones de seguridad fuera de mérito, se encuentran el mantenimiento de activos en el SIN y el atraso de proyectos de expansión.

La información histórica de mantenimientos en los activos del STN y STR demuestra que la mayoría de estos se están ejecutando durante las horas del día, horas en las que el sistema presenta mayor demanda.

La información histórica de mantenimientos en los activos del STN y STR demuestra que es frecuente que se presenten retrasos en la duración real de ejecución de mantenimientos con respecto a la duración programada.



Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución *"Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones."*

Es necesario revisar la forma como se asignan las restricciones, con el propósito de encaminarlas mucho más hacia los agentes que están relacionados con la causa que las origina.

Dentro del marco regulatorio de las reglas de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollan las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, definido en la Resolución CREG 080 de 2019, los agentes del Sistema Interconectado Nacional, SIN: generadores, comercializadores, transmisores nacionales, distribuidores de los sistemas de transmisión regional y sistemas de distribución local, CND, ASIC y LAC, les aplicará las reglas de comportamiento según corresponda en cuanto a su participación en las restricciones del Sistema Interconectado Nacional.

Así mismo, bajo el marco regulatorio de las reglas de comportamiento de mercado, se desarrollará en la presente resolución, los comportamientos prohibidos para los agentes que les aplica la regulación sobre las restricciones del SIN establecidas o que se establezcan bajo el Reglamento de Operaciones, reglamento que se encuentra definido en el artículo 11 de la Ley 143 de 1994.

RESUELVE:

CAPÍTULO I PREDICCIONES DE DEMANDA

Artículo 1. .Modificación del subtítulo -Demanda- del numeral 3.1 "Información Básica" del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995. El subtítulo "Demanda" del numeral 3.1 "Información Básica" del anexo denominado Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

"Demanda:

La predicción horaria de la demanda para el Despacho Económico se efectúa teniendo en cuenta lo siguiente:

- a. La debe efectuar el comercializador con demanda en un área operativa, y para cada una de las áreas en las que tenga demanda.*
- b. La predicción debe reportarse para cada una de las 24 horas del día de la operación, especificando la demanda para usuarios regulados y demanda para usuarios no regulados.*
- c. La predicción debe remitirse al CND antes de la 8:00 horas del día anterior a la operación.*
- d. En caso de que el comercializador no remita la predicción, se asume la predicción del CND como la predicción del comercializador.*
- e. La demanda por área operativa la calcula el CND, agregando las predicciones reportadas por los comercializadores del área.*

Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones."

- f. El comercializador tendrá la opción de actualizar la proyección reportada para el día de operación, para el período comprendido entre las 12:00 y las 24:00 horas. Dicha actualización la debe remitir al CND antes de las 8:00 horas del día de operación. Con dicha información el CND actualizará el despacho económico.
- g. La metodología y los modelos para la predicción de demanda serán definidos por cada comercializador.
- h. Las empresas distribuidoras deben suministrar diariamente al CND la curva de carga diaria con resolución horaria, y cada 15 minutos en los períodos de punta."

Artículo 2. Pagos por desviaciones en las predicciones horaria de demanda.

"El ASIC determinará diariamente las desviaciones a la predicción horaria de demanda para cada comercializador y por mercado, regulado y no regulado, y estimará el pago de desviaciones a cargo de cada comercializador.

Para lo anterior, el ASIC aplicará el siguiente procedimiento:

- a. El día de operación se considera en dos (2) tramos. El tramo 1 comprende el período entre las 0:00 y las 12:00 horas, y el tramo 2 comprende el período entre las 12:00 y las 24:00 horas.
- b. La desviación por tramo de la predicción para cada comercializador y por mercado, se determina aplicando la siguiente ecuación:

$$\text{Desviación}_{i,m} = \max. \left(0, \frac{|D_{p,i,m} - D_{r,i,m}|}{D_{r,i,m}} \times 100 - 4\% \right)$$

Donde:

$ D_{p,i,m} - D_{r,i,m} $	Diferencia absoluta
$D_{p,i,m}$	Predicción de demanda en kWh del comercializador i para el mercado m para el tramo
$D_{r,i,m}$	Demanda real en kWh del comercializador i para el mercado m para el tramo

- c. Determinar la cantidad desviada por tramo en kWh del comercializador i para el mercado m, como el producto entre la desviación y la demanda real.
- d. La desviación del día de operación del comercializador i para el mercado m, corresponde a la suma de las desviaciones en kWh de los dos (2) tramos del día.
- e. El CND deberá hacer una valoración de los costos de las reconciliaciones positivas por desviaciones de la demanda que superen el umbral del +/- 4%. El CND deberá proponer a la CREG la metodología que aplicará para

Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones."

identificar los costos señalados anteriormente. El plazo para hacer la propuesta será de un mes después de publicada la resolución en el diario oficial. Una vez la CREG apruebe dicha metodología, la publicará por Circular.

- f. *Los costos de las reconciliaciones identificados en el literal e. se asignarán a los comercializadores desviados a prorrata de las desviaciones de los comercializadores por mercado.*

El valor de las desviaciones por comercializador para atender mercado regulado solo será trasladable a la componente de restricciones del CU hasta un porcentaje β . El traslado del valor de las desviaciones por el comercializador para el mercado no regulado será acordado entre las partes.

- g. *La diferencia entre los costos de las desviaciones del SIN hasta el 4%, se asignarán a los comercializadores a prorrata de la demanda comercial y se traslada a la componente de restricciones del CU.*

El recaudo que haga el ASIC por las desviaciones en las predicciones de demanda para el día d del mes m , se aplicarán como alivio al costo de las restricciones del mes m ."

CAPÍTULO II

ACTIVOS DE TRANSPORTE

Artículo 3. Modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 063 de 2000, el cual quedará así:

Artículo 2. 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 así:*

- a) *Los costos horarios de reconciliación positiva de la generación de seguridad requerida por restricciones eléctricas, soporte de tensión, seguridad y calidad, o requerimientos de soporte de reactivos en la infraestructura de un STR, se asignarán al agente responsable de los activos causantes de esta reconciliación. Cuando estos requerimientos se presenten en la infraestructura de un SDL, tales costos se asignarán al OR responsable del mercado de comercialización donde están estos activos.*

Cuando exista más de un agente asociado con esta generación forzada, el costo horario de reconciliación positiva se asignará a cada uno en proporción a la demanda del respectivo mercado de comercialización referida a 220 kV, y no considerará la demanda de usuarios conectados directamente al STN.

AM

JZ

Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones."

- b) Los costos horarios de reconciliación positiva de una generación de seguridad asociada a límites en la operación por esquema de protecciones e indisponibilidad de equipos en el STN, se asignarán a los agentes que representen estos activos.

Cuando exista más de un agente asociado con esta generación forzada, el costo horario de reconciliación positiva se asignará a cada uno de ellos, en proporción al ingreso mensual regulado que cada uno reciba para remunerar dichos activos.

- c) Los costos horarios de reconciliación positiva de la generación de seguridad que se ocasionen en el sistema por mantenimientos ejecutados en activos del STN, el STR o el SDL, que hayan requerido la desenergización de activos y que hayan sido realizados fuera del rango horario comprendido entre las 22:00 horas de un día y las 6:00 horas del día siguiente, se asignarán al agente responsable del activo en mantenimiento. Estos costos se estimarán de la siguiente forma:

$$CRM_{j,u,h} = FA_{j,u} * CTRM_{j,u,h}$$

Donde:

$CRM_{j,u,h}$: Costo de las reconciliaciones positivas de las generaciones de seguridad a asignar al agente j, por el mantenimiento del activo u, en la hora h.

$FA_{j,u}$: Factor de asignación aplicable al agente j, por el mantenimiento del activo u. El valor de este factor varía dependiendo del cumplimiento de la duración prevista en la programación, así: i) 0,5 si no se supera la duración programada, ii) 0,8 si la duración se supera hasta en una hora, o iii) 1 si la duración se supera en más de una hora.

$CTRM_{j,u,h}$: Costo total de las reconciliaciones positivas de las generaciones de seguridad ocasionadas en el sistema por el mantenimiento del activo u de responsabilidad del agente j, en la hora h.

La variable $CTRM_{j,u,h}$ es calculada por el CND con base en la siguiente fórmula:

$$CTRM_{j,u,h} = RconM_{j,u,h} - RsinM_{j,u,h}$$

Donde:

$RconM_{j,u,h}$: Costo real de las reconciliaciones positivas de las generaciones de seguridad necesarias en el sistema durante la hora h, en la que se estaba ejecutando el mantenimiento del activo u de responsabilidad del agente j.

$RsinM_{j,u,h}$: Costo estimado de las reconciliaciones positivas de las generaciones de seguridad que se habrían presentado en el sistema si hubiese estado en operación el activo u de responsabilidad del agente j, en la hora h.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones."

Para la estimación de la variable $R_{sinM_{j,u,h}}$ el CND deberá correr flujos de carga para cada una de las horas del mantenimiento, en los cuales se modele el sistema con las condiciones de topología y demanda reales, con excepción del activo u , el cual deberá simularse en operación para estimar el valor de las reconciliaciones positivas con esta condición.

Adicionalmente, el CND simulará la operación del sistema para cada hora en la que se realizó el mantenimiento del activo u , considerando la condición real del sistema, e incluyendo en operación los proyectos de expansión que se encuentren retrasados y que afecten el área o sistema, con el propósito de determinar si, estando esta expansión en funcionamiento, se hubiese evitado la reconciliación positiva.

En caso afirmativo, al agente responsable de la expansión retrasada se le asignarán los costos horarios de reconciliación positiva de la generación de seguridad que se obtienen de aplicar la siguiente fórmula:

$$CRRest_{j,u,h} = CTRM_{j,u,h} - CRM_{j,u,h}$$

Donde:

$CRRest_{j,u,h}$: Costo restante de las reconciliaciones positivas de las generaciones de seguridad ocasionadas en el sistema por el mantenimiento del activo u de responsabilidad del agente j , en la hora h .

Se entenderá que un proyecto de expansión está retrasado cuando no haya entrado en operación comercial en: i) la fecha de puesta en operación, definida en los documentos de selección o la modificada por el Ministerio de Minas y Energía, en caso de ser construido a través de un proceso de selección o ii) el mes y año identificado por la UPME, en el caso de expansiones realizadas por los agentes responsables del sistema. Para tal fin, la UPME publicará el listado de proyectos retrasados en el SIN que haya identificado, con base en sus análisis y la información de proyectos que tenga disponible sobre cada nivel de tensión.

Cada agente es responsable de la expansión retrasada del sistema que opera. No obstante, en el caso de un proyecto retrasado que haya sido adjudicado a través de un proceso de selección, ese agente solo será responsable de la expansión retrasada hasta la fecha de puesta en operación prevista para el proyecto. En el caso de proyectos del STN, un agente es responsable de la expansión retrasada a partir del momento en que se incumpla la fecha de entrada en operación comercial del respectivo proyecto.

Un agente deja de ser responsable de la expansión retrasada, si el respectivo proyecto está finalizado y no puede entrar en operación comercial, únicamente, porque no ha entrado en operación comercial otro proyecto.

Si en la simulación de la operación del sistema para cada hora en la que se realizó el mantenimiento del activo u , incluyendo los proyectos de

Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones."

expansión retrasados, no cambia la necesidad de generación de seguridad fuera de mérito del sistema, el costo restante de las reconciliaciones positivas, $CR_{Rest,j,u,h}$, se asignará a los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda.

- d) 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:

Propietario del activo de conexión	El activo de conexión sirve a OR conectados directamente	Sirve a OR y a generador(es) conectados directamente
OR	Se asigna a los OR a prorrata de su demanda.	Se asigna a los OR 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 situación de control 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 situación de control con el generador(es) propietario, se asigna a los OR a prorrata de su demanda.
OR, compartida con generador(es)	No Aplica	Se asigna a los OR y generador(es) a prorrata de su demanda y de su Disponibilidad Comercial, respectivamente.
Tercero	Se asigna a los OR a prorrata de su demanda.	Se asigna a los OR y generador(es) a prorrata de su demanda y de su Disponibilidad Comercial, respectivamente.

De acuerdo con lo dispuesto en el numeral 4 del artículo 45 del Decreto 2153 de 1992, se entiende como situación de control la posibilidad de influenciar directa o indirectamente la política empresarial, la iniciación o terminación de la actividad de la empresa, o la disposición de los bienes o derechos esenciales para el desarrollo de la misma. Así mismo, hay situación de control en la relación entre la matriz y sus subordinadas (filiales y subsidiarias) en los términos señalados en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio. Esta definición se afectará en la medida en que las disposiciones enunciadas se modifiquen, sustituyan o deroguen.

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.

- e) 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.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones."

- f) 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.
- g) 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.
- h) 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.
- i) Los costos horarios de reconciliación positiva por restricciones, asociados con situaciones declaradas de Condiciones Anormales de Orden Público, CAOP, se asignarán entre todos los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda.
- j) 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 o SDL, 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 o SDL, 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 al ingreso por del nivel de tensión 4, aprobado para los respectivos OR.

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 sobre costos para el Sistema Interconectado Nacional, estos sobre costos serán asumidos por el Transportador que lo solicitó.

- k) 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.
- l) 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

Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución *"Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones."*

informara a los agentes del Mercado Mayorista el origen de dicha reconciliación.

Artículo 4. Para el caso de proyectos realizados a través procesos de selección, la asignación del costo restante de las reconciliaciones positivas, $CRRest_{j,u,h}$, de que trata el literal c) del artículo 2 de la Resolución CREG 063 de 2000, solo aplicará a los agentes responsables de proyectos adjudicados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 5. Periodicidad de los planes de mantenimiento. El tercer inciso del numeral 2.1.1.4 del Código de Operación, que hace parte del Código de Redes, adoptado mediante la Resolución CREG 025 de 1995, adicionado con la Resolución CREG 065 de 2000, quedará así:

"En cualquier momento las empresas podrán ingresar al sistema de información para consignar y/o modificar, de ser posible, la programación de los mantenimientos de sus equipos de transporte. El horizonte es de veinticuatro (24) meses contados a partir de la fecha de ingreso al sistema de información, para los primeros tres (3) meses es obligatorio el reporte del programa de mantenimiento por parte de las empresas, para los meses comprendidos entre el cuarto y el sexto, el reporte es informativo y para el resto del horizonte, dieciocho (18) meses, dicho reporte será opcional".

Parágrafo. Cuando en la regulación vigente se haga alusión al plan semestral de mantenimiento, se debe entender que se hace referencia al plan trimestral de carácter obligatorio que se modifica con este artículo.

Artículo 6. Regla de mantenimientos eficientes. El agente responsable de la programación y ejecución de mantenimientos que requieren desenergización de los activos, debe procurar realizar de manera simultánea el mantenimiento de todos aquellos activos que quedan fuera de operación cuando alguno de ellos salga a mantenimiento.

Artículo 7. Se deroga el artículo 5 de la Resolución CREG 063 de 2000.

Artículo 8. Costos de soluciones temporales. Si para mitigar problemas del sistema, causados por la falta o insuficiencia de redes, se autoriza y se ponen en operación activos de carácter temporal, los costos de estos activos serán asumidos por el agente responsable de la falta o insuficiencia de la red.

En el caso del STN, a partir de la fecha prevista para la entrada en operación comercial del proyecto de construcción de red o de la fecha modificada por el Ministerio de Minas y Energía, cuando hubiere lugar a ello, los costos serán asumidos por el TN que tenga a su cargo ampliaciones o expansiones del sistema, cuando estas no hayan entrado en operación.

En el caso de los STR, a partir de la fecha prevista por la UPME para la entrada en operación del proyecto de construcción de red, los costos serán asumidos por el OR responsable del sistema donde se requiere la expansión, cuando esta no haya entrado en operación. Si en este último caso, la red está siendo construida por un tercero, este asumirá los costos de la solución temporal a partir de la

Handwritten signature and initials.

Handwritten signature and initials.

Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución *"Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones."*

fecha en que se comprometió a poner en operación la red o de la fecha modificada por el Ministerio de Minas y Energía, cuando hubiere lugar a ello.

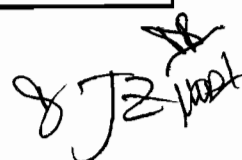
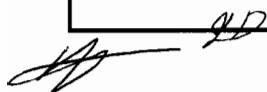
Artículo 9. Transición. El CND tendrá un plazo de 6 meses para realizar la implementación y adecuación de los sistemas y aplicativos requeridos para el cumplimiento de las disposiciones contenidas en los artículos 3 y 5 de la presente resolución. Este plazo será contado a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta resolución.

La asignación de las reconciliaciones positivas de las reglas modificadas en los literales a) y b) del artículo 2 de la Resolución CREG 063 de 2000 será del 50% para el primer año, que inicia después de transcurrido el plazo previsto en el párrafo anterior, y 100% a partir del segundo año.

CAPÍTULO III COMPORTAMIENTOS PROHIBIDOS

Artículo 10. Comportamientos prohibidos. Los comportamientos prohibidos que se definirán a continuación, les aplicarán a los siguientes agentes en cuanto a su participación en las restricciones del SIN, según corresponda: generadores, comercializadores, transmisores nacionales, distribuidores de los sistemas de transmisión regional y sistemas de distribución local, CND, ASIC y LAC.

1. Afectar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional o la adecuada prestación de la entrega de energía a los usuarios finales.
2. Programar, operar o despachar unidades de generación de forma que cree congestión artificial, entendida como la congestión que se crea cuando, ante múltiples y previsibles opciones para la programación, operación y despacho de una unidad de generación, el agente selecciona la opción que no es la más económica, que exacerbe la congestión en la red y que resulta en un pago para un agente generador por la congestión causada.
3. Ofertar productos o servicios al mercado que no puede o no proveerá si es seleccionado.
4. Registrar o declarar contratos que no reflejen de forma adecuada las condiciones del mercado o los riesgos asociados a dicha transacción.
5. Manipular los precios del mercado.
6. Manipular la disponibilidad de energía eléctrica o la capacidad de la unidad de generación
7. No ofrecer al mercado toda la energía que una unidad de generación es capaz de producir, excepto cuando parte de la energía se usa para consumo propio.
8. Declarar información incorrecta sobre la indisponibilidad de las unidades de generación.



Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "*Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones.*"

9. Entregar información de los parámetros técnicos de las redes al CND, que no correspondan con la realidad operativa de los mismos.

Artículo 11. Vigencia. Esta resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firmas del proyecto,



MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Director Ejecutivo

