

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 086 DE 2025

(04 ABR.2025)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión No. 1379 del 04 de abril de 2025, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución durante veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG, en aplicación a lo dispuesto el numeral 73.17 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994, el Decreto 05 de 2025 y la Resolución 105 003 del 14 de septiembre de 2023.

Se invita a los agentes, a los usuarios, a las autoridades locales municipales y departamentales competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y demás interesados, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro del plazo establecido.

Los interesados podrán dirigir sus comentarios al director ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, al correo electrónico creg@creg.gov.co, identificando el mensaje con el siguiente asunto: "Comentarios sobre desviaciones del programa de generación plantas variables".

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

"Por la cual se hacen modificaciones al Reglamento de Operación para el tratamiento de las desviaciones del programa de generación de plantas variables y las desviaciones del programa de demanda y se dictan 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 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:



El artículo 4 de la Ley 143 de 1994, señala que 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.

El artículo 20 de la Ley 143 de 1994, 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.

Para el cumplimiento del objetivo señalado, en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, se le atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, entre otras, las funciones de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía y establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, teniendo en cuenta los conceptos del Consejo Nacional de Operación.

De acuerdo con lo establecido en el literal “c” del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, le corresponde a la CREG establecer el Reglamento de Operación, para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

Mediante Resolución CREG 024 de 1995 se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

Mediante Resolución CREG 025 de 1995 se estableció el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional que contiene los reglamentos de Código de Planeamiento, Código de Conexión, Código de Medida y Código de Operación.

La Resolución CREG 080 de 1999 reglamenta las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN.

La Resolución CREG 060 de 2019, incluyó el proceso de cálculo de desviaciones de plantas de generación variable (plantas eólicas, solares fotovoltaicas y plantas filo de agua, que son despachadas centralmente).

A partir de reuniones y comunicaciones recibidas de parte de los agentes que desarrollan, operan o financian proyectos de plantas solares fotovoltaicas



(Radicados CREG E2024008465, E2024011483, E2024002671, E2024000039, E2024007210, E2024008369, E2024000216), se ha podido identificar el impacto de las desviaciones y/o su pago correspondiente establecido en la Resolución CREG 060 de 2019.

De acuerdo con el informe entregado por XM S.A E.S.P., en su calidad de Centro Nacional de Despacho (CND), sobre la operación del SIN, en el marco de la reunión N°184 de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética (CAC SSE) realizada el 10 de abril de 2024, se recomendó que a las plantas variables le fueran flexibilizados los cobros por desviaciones previstos en la Resolución CREG 060 de 2019, durante el periodo del Fenómeno de El Niño. Así mismo, en la reunión CAC SSE N°186 del 17 de abril de 2024 se hizo énfasis en la necesidad de tener más oferta de generación. Para este fin, la CREG expidió la Resolución CREG 101 040 de 2024, en la cual se establecieron medidas transitorias para aumentar la oferta de energía ante el Fenómeno del Niño, entre las cuales se encontraba la flexibilización de la regla de desviaciones de plantas de generación variable de que trata la Resolución CREG 060 de 2019.

Mediante el Proyecto de Resolución CREG 701 052 de 2024, la CREG propuso expedir medidas transitorias para continuar con la flexibilización propuesta respecto de la regla de desviaciones en la Resolución CREG 101 040 de 2024, esto mientras se analiza al interior de la CREG una tolerancia máxima de desviación y pago asociado que sean acordes al caso colombiano.

Conforme al Decreto 1074 de 2015 y la Resolución SIC 44649 de 2010, la CREG dio respuesta al cuestionario adoptado por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia del anterior acto administrativo. El resultado del análisis al resolver el cuestionario se tiene que el proyecto da un trato diferenciado a unas tecnologías, lo que podría incidir en la libre competencia, razón por la cual, mediante radicado CREG S2024004702 del 4 de julio de 2024, la CREG remitió para concepto de la SIC el proyecto de resolución "Por la cual se establecen medidas transitorias sobre las desviaciones de las plantas variables", ajustado a partir de los comentarios recibidos.

Mediante la comunicación con radicado SIC 24-282757 y CREG E2024011192, la SIC emitió respuesta a la solicitud de concepto, manifestando:

"En primer lugar, esta Superintendencia considera que la regla descrita tiene un fundamento constitucionalmente admisible...

...En segundo lugar, la regla descrita estaría fundamentada tanto en las razonables preocupaciones advertidas por las plantas de generación variable, como por la necesidad de diversificar la matriz de generación,



y sumado al hecho de que las condiciones de los embalses —insumo esencial para las plantas de generación hidráulica— aún están en proceso de recuperación...

...En tercer lugar, esta Superintendencia observa que la medida regulatoria sería proporcional y los beneficios derivados de la misma podrían ser superiores a las restricciones derivadas del trato diferenciado."

Adicionalmente, en el mismo concepto recomienda lo siguiente:

"Por las razones expuestas, se recomienda a la CREG:

- En relación con el parágrafo del artículo 1 del proyecto: Surtir el trámite de abogacía de la competencia frente al proyecto de acto administrativo que establezca la variación en la fórmula de cálculo de las desviaciones y su pago correspondiente.*
- En relación con el artículo 3 del proyecto: Abstenerse de prorrogar la vigencia de la medida contenida en su artículo 1. Cualquier eventual extensión debe estar debidamente justificada en datos que le otorguen una robustez técnica y económica, así como por resultados concretos y avances significativos en la implementación de la variación definitiva en la fórmula de cálculo de las desviaciones y su pago".*

Luego de lo anterior, mediante Resolución CREG 101 047 de 2024, la CREG acordó expedir medidas transitorias para continuar con la flexibilización propuesta respecto de la regla de desviaciones en la Resolución CREG 101 040 de 2024, esto mientras se analiza al interior de la CREG una tolerancia máxima de desviación y pago asociado que sean acordes al caso colombiano. En respuesta a la SIC, la Comisión incluye en los considerandos de la anterior resolución que *Se acepta la recomendación y se enviará la propuesta definitiva que la CREG establezca con nuevas reglas de desviaciones conforme a los análisis y decisiones que tome la Comisión a partir de los resultados del estudio de desviaciones de plantas variables.*

Así mismo, mediante la Resolución CREG 101 061 de 2024, la CREG acordó ampliar hasta el 30 de abril del 2025 las medidas transitorias para continuar con la flexibilización propuesta respecto de la regla de desviaciones en la Resolución CREG 101 047 de 2024; esto justificado con la expedición del Documento 901 142 de 2024 adjunto a la Circular CREG 088 de 2024, en el cual se presentaron las principales conclusiones del estudio desarrollado por consultores del BID para la CREG, así como las alternativas planteadas por la CREG para determinar el cálculo y pago por las desviaciones de las plantas



variables. El plazo anterior se encuentra en análisis de una nueva ampliación con la finalidad de establecer las reglas definitivas para el mercado.

Al respecto, sobre el Documento 901 142 de 2024 se recibieron los comentarios de los siguientes interesados, indicando su radicado: Total Energies (E2024015151), EPM (E2024018701), ECOPETROL (E2024018744), ISAGEN (E2024018812), XM (E2024018831), CELSIA (E2024018832), ZELESTRA (E2024018836), ACOLGEN (E2024018838), ENEL (E2024018840) y SER Colombia (E2024018850).

XM S.A. E.S.P. envía mediante radicado CREG E2025000005 una propuesta para la operación de los recursos variables mediante la implementación de un mecanismo que ajusta el programa del despacho y redespacho en tiempos más cercanos a la operación, denominado *Despacho Económico de Operación En Tiempo Real (DEOTR)*.

Relacionado con lo anterior, mediante radicado CREG E2023007578 XM S.A. E.S.P. presenta una propuesta regulatoria que permita la adopción de la contratación, administración, soporte y mantenimiento de todos los canales de comunicaciones hacia el CND por parte de los agentes, esto para la coordinación del despacho y otros aspectos operativos.

En el Documento Soporte CREG 901 177 de 2025 que acompaña esta resolución se da respuesta a los comentarios recibidos.

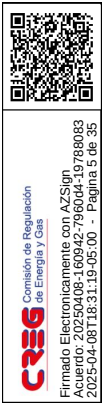
RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. La presente resolución modifica y adiciona reglas al Reglamento de Operación a que se refieren las Leyes 142 y 143 de 1994, en particular, para el tratamiento de las desviaciones del programa de generación y las desviaciones de las proyecciones de la demanda, teniendo en cuenta la programación integral de todos los recursos del Sistema Interconectado Nacional.

Artículo 2. Adiciónese la definición de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) al artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1995 y al numeral 1.3 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995. Adiciónese la definición de *Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE)* al artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1995 y al numeral 1.3 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 así:

Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE):

Son aquellos recursos de energía definidos por la Ley 1715 de 2014 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.



Artículo 3. Adiciónese la definición de Planta Filo de Agua al artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1995 y al numeral 1.3 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995. Adiciónese la definición de *Planta Filo de Agua* al artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1995 y al numeral 1.3 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 así:

Plantas Filo de Agua:

Corresponde con la misma definición de que trata la Resolución CREG 060 de 2019 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.

Artículo 4. Adiciónese la definición de Planta de Generación Variable Despachada Centralmente o Generación Variable al artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1995 y al numeral 1.3 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995. Adiciónese la definición de *Planta de Generación Variable Despachada Centralmente o Generación Variable* al artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1995 y al numeral 1.3 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 así:

Planta de Generación Variable Despachada Centralmente o Generación Variable:

Corresponde con la misma definición de que trata la Resolución CREG 060 de 2019 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.

Artículo 5. Modifíquese la definición de Planta de Generación Variable Despachada Centralmente o Generación Variable de que trata el artículo 2 de la Resolución CREG 060 de 2019. La definición de *Planta de Generación Variable Despachada Centralmente o Generación Variable* de que trata el artículo 2 de la Resolución CREG 060 de 2019 quedará así:

Planta de Generación Variable Despachada Centralmente o Generación Variable. *Se considerará planta de generación variable: las plantas eólicas, solares fotovoltaicas, plantas filo de agua, y las plantas que usen Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) conforme a la definición de la Resolución CREG 024 de 1995, todas las anteriores que sean despachadas centralmente.*

No hacen parte de esta definición: i) las plantas FNCE que usen biomasa o plantas geotérmicas o aquellas que sean similares o con el mismo principio de funcionamiento de una planta térmica; y ii) plantas hidráulicas que sean diferentes a una planta filo de agua.

Artículo 6. Modifíquese el numeral 2 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:



2. PLANEAMIENTO OPERATIVO.

El planeamiento operativo se fundamenta en el siguiente principio:

- *La planeación de la operación de los recursos disponibles de generación y transmisión debe hacerse en forma integrada, con el objetivo de minimizar los costos de operación del sistema, y procurando atender la demanda con los niveles de seguridad, confiabilidad y calidad de servicio definidos en este código.*

Para realizar el Planeamiento Operativo se efectúa una descomposición funcional y temporal. La descomposición funcional considera el Planeamiento Operativo Energético y el Planeamiento Operativo Eléctrico. La descomposición temporal establece un Largo Plazo de 5 años, un Mediano Plazo de 5 semanas, un Despacho Económico de 24 horas, un Redespacho de una hora y un mecanismo de Despacho Económico de Operación en Tiempo Real (DEOTR) también de una hora.

El mecanismo de DEOTR se considera una versión final del programa de Redespacho para mejorar sus resultados.

El Planeamiento Operativo Energético de largo y mediano plazo tienen carácter indicativo, mientras el Planeamiento Operativo Eléctrico, el Despacho económico, el Redespacho y el mecanismo de DEOTR tienen carácter obligatorio.

Artículo 7. Modifíquese el numeral 2.2.3.3 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.2.3.3 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

2.2.3.3 MUY CORTO PLAZO.

El objetivo es analizar la seguridad del programa de redespacho con los criterios de calidad y seguridad definidos en Numeral 2.2.2, por medio de:

- *Selección de contingencias de transmisión y generación.*
- *Evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante contingencias.*
- *Toma de acciones correctivas.*
- *Monitoreo de la reserva rodante del sistema y toma de acciones para mantenerla.*

Informe de resultados:



El CND pone a disposición de las empresas información referente al análisis eléctrico de muy Corto Plazo, como respaldo al Despacho Económico horario. Esta información es la siguiente:

- Evaluación de límites de intercambios, generaciones mínimas y restricciones eléctricas.*
- Análisis de estudios específicos que afectan la operación del SIN.*
- Estrategias para el control de voltaje.*
- Recomendaciones de ajustes al Despacho Económico horario.*

La información y resultados del Redespacho se usarán y tendrán en cuenta en el mecanismo de Despacho Económico de Operación en Tiempo Real (DEOTR). Así mismo, el CND pondrá a disposición de las empresas con base en los mismos lineamientos de información del Redespacho anterior, u otros que considere adicionales, la información que se modifique de la programación de los recursos despachados debido al mecanismo de DEOTR.

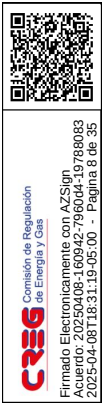
Artículo 8. Modifíquese el subtítulo “Demanda” del numeral 3.1 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 3.1 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

Demanda:

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

- a) Deberá efectuarse por el comercializador con demanda en un Mercado de Comercialización, y para cada uno de los mercados de comercialización en los que tenga demanda. Para cada mercado de comercialización, el comercializador reportará al CND el Operador de Red asociado.*
- b) La proyección de demanda deberá 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.*

En caso de usuarios no regulados, es responsabilidad de estos informar al agente comercializador que los representa de los anteriores pronósticos. Cada agente comercializador deberá informar a sus usuarios no regulados sobre este mecanismo para que coordinen cómo realizar los pronósticos. En caso de que acuerden que los pronósticos de demanda los realice el



comercializador podrán acordar entre las partes un valor por la prestación de dicho servicio.

- c) La proyección de demanda del comercializador deberá remitirse al CND antes de las 8:00 horas del día anterior a la operación. La proyección deberá incluir los consumos de los tipos de usuarios: regulados y no regulados.*
- d) En caso de que el comercializador no remita la proyección de su demanda, se asume la proyección del CND como la proyección del comercializador para conformar la demanda del mercado de comercialización de que trata el literal f). Para este caso sin remisión de proyección de demanda del comercializador, la demanda que se considerará para la verificación de las desviaciones de demanda será el último pronóstico entregado, de acuerdo con el tipo de día: ordinario, sábado y domingos o festivos. En caso de persistir falta de información, se usará la que proyecte el CND.*
- e) La proyección de demanda semanal del CND deberá publicarse a más tardar el día miércoles anterior a cada semana, la cual inicia el día lunes y finaliza el domingo, para lo cual deben proyectar y publicar los valores de demanda para los 24 períodos horarios de cada día.*
- f) La demanda por área operativa o por mercado de comercialización la calcula el CND, que incluye los factores de pérdidas para referir al STN, agregando las predicciones reportadas por los comercializadores de cada mercado de comercialización.*
- g) El comercializador deberá actualizar y declarar la proyección por franjas horarias conforme se especifica en la etapa de Redespacho.*
- h) La metodología y los modelos para la predicción de demanda serán definidos por cada comercializador.*

El CND definirá su propia metodología y modelos para la proyección y predicción de demanda que pondrá a disposición de cualquier interesado por medio de su publicación en la página de internet.

- i) Los operadores de red deberán reportar al CND los factores de distribución de potencia activa y factores de potencia de cada una de las barras equivalentes utilizadas para la construcción del escenario de demanda en el modelo eléctrico del despacho económico. Los factores deben ser horarios por tipo de día de la semana.*





El anterior reporte se debe remitir al CND todos los martes antes de las 8:00 horas, y en caso de presentarse modificaciones que afecten la ejecución del despacho económico se deberán informar antes de las 8:00 horas del día correspondiente.

Adicionalmente, con la periodicidad antes indicada, los operadores de red deben suministrar al CND para los períodos de punta la distribución o curva de carga de la demanda en períodos de 15 minutos.

El Consejo Nacional de Operación (C.N.O.) deberá definir mediante acuerdo el procedimiento para que los operadores de red y los comercializadores realicen la desagregación de las demandas para el modelo eléctrico utilizado por el CND, teniendo en cuenta la información de los factores de distribución en las barras y sus respectivos factores de potencia”.

Artículo 9. Modifíquese el artículo 34 de la Resolución CREG 060 de 2019. El artículo 34 de la Resolución CREG 060 de 2019 quedará así:

ARTÍCULO 34. ADICIONAR COMO CAUSAL DE REDESPACHOS LOS CAMBIOS DE DISPONIBILIDAD DE PLANTAS DE GENERACIÓN VARIABLE. *Adiciónese al numeral 4.1 Causas de Redespacho del Código de Operación (Código de Redes - Resolución CREG 025 de 1995), la siguiente causal de redespacho:*

- Cambios en los pronósticos de producción de las plantas de generación variable conforme a su definición en la Resolución CREG 060 de 2019, siempre que estos correspondan a cambios en la disponibilidad de su recurso energético primario. Esta causal podrá ser invocada de forma horaria por la misma planta de generación variable y podrá ser usada cada 30 minutos durante la operación para aplicación del mecanismo de Despacho Económico de Operación en Tiempo Real (DEOTR).

Artículo 10. Adiciónese nuevas causales de redespacho al numeral 4.1 del Anexo Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995. Adiciónese al numeral 4.1 del Anexo Código de Operación Resolución CREG-025 de 1995 las siguientes causales de redespacho:

- Cambios en los pronósticos de producción de las plantas de Generación Variable, todas despachadas centralmente conforme la regulación vigente, siempre que estos correspondan a cambios en la disponibilidad de su recurso energético primario. Esta causal podrá ser invocada de forma horaria por el tipo plantas relacionadas anteriormente en este inciso y cada 30 minutos durante la operación para aplicación del mecanismo Despacho Económico de Operación en Tiempo Real (DEOTR).

- Cambios en los valores de Racionamiento Programado, Limitación de Suministro, mecanismo Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) y programa de Respuesta de la Demanda RD programados en el despacho.
- Cambios en los pronósticos de consumo de la demanda presentados por los agentes.
- Cambios en las expectativas de cumplimiento de las pruebas autorizadas de plantas de generación del SIN.
- Revaluación de las reservas requeridas para garantizar la operación segura, confiable y económica del sistema, debido a desviaciones significativas de pronósticos de generación o de demanda en la operación de tiempo real.

Artículo 11. Modifíquese el numeral 4.2 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995. El Numeral 4.2 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

4.2 CRITERIOS PARA EFECTUAR EL REDESPACHO Y EL MECANISMO DE DESPACHO ECONÓMICO DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (DEOTR).

4.2.1 Criterios para efectuar el Redespacho

Para efectuar el Redespacho se aplican los mismos criterios y procedimientos que se usan en el Despacho Económico horario.

Toda modificación al programa de despacho horario mayor o igual a 5 MW es efectuada por el CND con base en la información suministrada por las empresas generadoras, comercializadoras o distribuidoras por intermedio del CRD respectivo o directamente al CND.

El programa de Redespacho se calculará de forma independiente al Despacho económico de operación en tiempo real (DEOTR).

4.2.2 Criterios para el mecanismo de Despacho Económico de Operación en Tiempo Real (DEOTR)

El mecanismo de Despacho Económico de Operación en Tiempo Real (DEOTR) corresponde a un ajuste del programa de generación para todos los recursos despachados en el Redespacho (hidráulicos, térmicos, solares, eólicos, entre otros), esto, con motivo de la información y cambios de cada treinta (30) minutos que suministren los agentes para las Plantas de Generación Variable.

El mecanismo de DEOTR obedece a un problema de optimización en que se selecciona aquella capacidad remanente de todos los recursos



despachados en el Redespacho y se minimizan las desviaciones respecto de dicha instancia; esto, garantizando una operación segura, confiable y económica.

La función objetivo de la asignación de energía en este mecanismo debe estar en función de las ofertas de precio realizadas para el día operativo.

Las modificaciones en los programas de generación realizadas mediante este esquema son de carácter obligatorio y se entenderán como modificaciones a la generación programada solicitadas por el CND durante la operación e incluidas en la variable ΔG_p de que trata la Resolución CREG 064 de 2000.

El DEOTR entrega un programa de generación cinco-minutal para una ventana de una (1) hora de operación.

En la asignación de uso de capacidad remanente se deben tener en cuenta:

- a) Todo recurso despachado o en servicio y con capacidad remanente, es sujeto de modificaciones de su programa de generación, tanto para aumentar como para disminuir generación, independiente de la velocidad de toma de carga de este recurso o del recurso primario que utilice.*
- b) Si se requiere subir generación: se utilizarán, en orden de mérito, los recursos con disponibilidad de energía con el menor precio de oferta, teniendo en cuenta las características técnicas reportadas.*
- c) Si se requiere bajar generación: se utilizarán, en orden inverso de mérito, los recursos despachados en el redespacho con el mayor precio de oferta, con capacidad remanente para bajar, teniendo en cuenta las características técnicas reportadas.*
- d) En caso de ofertas iguales, se usará el mismo proceso de desempate que se aplica en el despacho económico.*
- e) En cualquier caso, el CND debe tener en cuenta la existencia de las restricciones que hubiera lugar para garantizar que este programa de generación sea factible, confiable y económico.*

El CND deberá definir matemáticamente el problema de optimización e implementarlo teniendo en cuenta los lineamientos previstos en este código.

Artículo 12. Modificación del numeral 4.3 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el



artículo 35 de la Resolución CREG 060 de 2019. El Numeral 4.3 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

4.3 REQUERIMIENTOS Y TIEMPOS PARA EL ENVÍO Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN PARA EFECTUAR EL REDESPACHO Y EL MECANISMO DE DESPACHO ECONÓMICO DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL, Y CRITERIOS DE OPERACIÓN.

4.3.1 Requerimientos para intercambio de información en el Redespacho

La información para el redespacho la suministran los agentes generadores al menos una hora (1 hora) antes de iniciar la vigencia de la modificación.

El CND informa a las empresas generadoras y CRD, al menos con veinte (20) minutos de anticipación de iniciar la vigencia de la modificación, a través de la transmisión electrónica, digital, remota y automática de datos que este haya establecido como medio principal, las modificaciones al programa de generación de las unidades, y si se presentan, los cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas. Estos cambios informados por el CND serán determinados desde la hora i en que inicia la vigencia de la modificación hasta el último periodo del día de la operación.

El CND definirá el medio alternativo en caso de falla o indisponibilidad del medio principal, así como la actualización de los requerimientos técnicos, mecanismos de comunicación, de ciberseguridad u otros necesarios tanto del medio principal como el de respaldo. Dichos requerimientos deberán alinearse con los solicitados en el DEOTR. Esto deberá implementarse y aprobarse en un Acuerdo del Consejo Nacional de Operación (C.N.O.).

En el caso de los agentes comercializadores, estos deberán declarar su pronóstico de demanda para ser utilizada en el programa del Redespacho para cada una de las horas correspondientes del día de la operación y por franjas horarias. La declaración se debe suministrar al menos una hora (1 hora) antes de iniciar la vigencia del Redespacho de la siguiente forma:

- a) Hasta las 11 pm del día antes de la operación declararán el pronóstico de demanda que aplicará en el día de la operación para la franja horaria comprendida entre las 12 am y el restante número de periodos de operación del día.*
- b) Hasta las 7 am del día de la operación declararán el pronóstico de demanda que aplicará en el día de la operación para la franja*





horaria comprendida entre las 8 am y el restante número de periodos de operación del día.

- c) Hasta las 3 pm del día de la operación declararán el pronóstico de demanda que aplicará en el día de la operación para la franja horaria comprendida entre las 4 pm y el restante periodos número de operación del día.*

Las declaraciones anteriores corresponden a la demanda completa del comercializador, es decir, incluye demanda regulada y no regulada.

En caso de usuarios no regulados, es responsabilidad de estos informar al agente comercializador que los representa de los anteriores pronósticos. Cada agente comercializador deberá informar a sus usuarios no regulados sobre este mecanismo para que coordinen cómo realizarlos. En caso de que acuerden que los pronósticos los realice el comercializador podrán acordar entre las partes un valor por la prestación dicho servicio.

La actualización de los pronósticos de la demanda la deben remitir al CND los agentes comercializadores con los criterios técnicos, electrónicos, automáticos y digitales que defina el CND. Esto deberá definirse y aprobarse en un Acuerdo del Consejo Nacional de Operación (C.N.O.).

En caso de que el comercializador no remita la proyección de su demanda, se asume la proyección del CND como la proyección. En estos casos, el CND deberá llevar un registro mensual de las desviaciones presentadas teniendo en cuenta una cuantificación del costo de dichas desviaciones para el sistema, identificando a los agentes incumplidos. El CND deberá hacer una valoración de los costos de dichas desviaciones teniendo en cuenta lo definido en el numeral 1.1.5 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995.

4.3.2 Requerimientos de intercambio de información en el mecanismo de Despacho Económico de Operación en Tiempo Real (DEOTR)

La información para aplicar el mecanismo de Despacho Económico de Operación en Tiempo Real (DEOTR) la suministran los agentes cada 30 minutos para sus Plantas de Generación Variable así:

- a) Suministran información en el minuto 00 de cada periodo i del día de operación para ser aplicado a partir de transcurridos treinta (30) minutos después de dicha declaración y con duración de una hora con granularidad de cada cinco minutos. Con esto, la declaración*



entra en vigencia desde el minuto 30 del periodo i del día operativo hasta el minuto 30 del siguiente periodo de operación.

También podran declarar la información de disponibilidad con granularidad horaria, para lo cual se asume que operarán cada cinco minutos con el mismo valor declarado durante el periodo definido en el inciso anterior.

La información declarada para el periodo 23 del día operativo i se tiene en cuenta para el primer periodo del día operativo $i+1$.

- b) Suministran información en el minuto 30 de cada periodo i del día de operación para ser aplicado a partir de transcurridos 30 minutos después de dicha declaración y con duración de una hora con granularidad de cada cinco minutos. Con esto, la declaración entra en vigencia desde el minuto 00 del periodo $i+1$ del día operativo hasta el minuto 60 del mismo periodo de operación.*

También podran declarar la información de disponibilidad con granularidad horaria, para lo cual se asume que operarán cada cinco minutos con el mismo valor declarado durante el periodo definido en el inciso anterior.

La información declarada para periodo 23 del día operativo i se tiene en cuenta para el primer periodo del día operativo $i+1$.

- c) Los literales a) y b) anteriores se deben usar para cada periodo i del día de la operación.*
- d) En caso de que el agente no realice la declaración de disponibilidad de cada 30 minutos, el CND utilizará la misma del Redespacho.*
- e) Cuando se traslape una declaración de disponibilidad en el periodo i del día operativo debido a las declaraciones de los literales a) o b) anteriores, el CND tendrá en cuenta la última declaración realizada. En última instancia, de no tenerse una declaración, se usará la misma declaración con la cual se efectuó el Redespacho.*

El CND debe enviar a todas las empresas generadoras y CRD, como resultado de aplicar el problema de optimización del DEOTR, y máximo veinte (20) minutos después de que los agentes han suministrado los cambios de su programa de generación conforme a los literales a) y b) anteriores, el nuevo programa de generación que se aplicará a todos los recursos despachados (hidráulicos, térmicos, solares, eólicos, entre otros) para una ventana de una hora dividida en granularidad de cinco

(5) minutos conforme a lo indicado en los literales anteriores. El envío de esta información es remota y automática.

Finalmente, el CND deberá enviar los pronósticos propios de generación que este realiza a cada Planta de Generación Variable de forma independiente. El CND también enviará sus propios pronósticos de demanda a los agentes comercializadores. Esto es solo a modo de información para complemento y/o análisis de los pronósticos que los mismos agentes realizan sobre sus plantas y demanda. El pronóstico enviado por el CND será con frecuencia de cada media hora, para lo cual el cálculo deberá estar terminado en los minutos 20 y 50 de cada hora de operación, y enviado en los minutos 00:00 y 30:00 de cada hora de operación con granularidad de cinco minutos y para las siguientes dos horas. El CND deberá definir el mecanismo para el envío de esta información de forma remota y automática. Esto deberá definirse y aprobarse en un Acuerdo del Consejo Nacional de Operación (C.N.O.).

En cuanto a los valores de demanda a usarse en el DEOTR, se usarán los declarados en el Redespacho con los criterios allí establecidos.

4.3.3 Requisitos técnicos y de infraestructura para el intercambio de información y comunicaciones para aplicar el DEOTR

La información del numeral 4.3.2 anterior será transmitida por los medios electrónicos definidos por el CND. Para esto el CND deberá definir para la infraestructura de comunicaciones y el intercambio de información: i) Los mecanismos de comunicaciones principales y de respaldo para el envío y recepción de información, ii) Los requisitos y características técnicas, iii) las pruebas para operar y pruebas periódicas, iv) mecanismo ante fallas, v) caracterizar y definir la recepción de consignas por el medio alterno dispuesto por el CND, vi) requisitos de ciberseguridad, y vii) en general todos los requerimientos para llevar a cabo el mecanismo. Esto deberá implementarse y aprobarse en un Acuerdo del Consejo Nacional de Operación (C.N.O.).

Los agentes deberán permitir el acceso a sus instalaciones del operador que contrate el CND para la instalación de los servicios a que haya lugar para poder implementar el mecanismo y aplicar lo anterior en cumplimiento del artículo 10 de la Resolución CREG 080 de 1999.

El CND deberá realizar un reporte a la Superintendencia de Servicios Públicos de aquellos agentes que obstruyan o dilaten la anterior implementación, bajo la causal de que podrían poner en riesgo la operación segura, confiable y económica del sistema.



4.3.4 Operatividad de la información recibida y criterio de operación del DEOTR

Será una obligación que todos los recursos habilitados para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, así como los recursos despachados centralmente y nuevas plantas despachadas centralmente que entren a operar, sean integrados a la función de control automático de generación del CND, y puedan así recibir consignas de generación de forma automática en los ciclos de ejecución de esta función y de acuerdo con la disponibilidad y las características técnicas declaradas.

Lo anterior no corresponde a la prestación del servicio de AGC y únicamente tiene el alcance de facilitar y agilizar el envío de consignas automáticas de operación de cada cinco minutos para cumplir con el programa DEOTR, y para que el CND pueda realizar una coordinación eficiente de los recursos en el sistema usando los mismos canales de comunicación del AGC.

La integración a la función de control automático de generación por medio de AGC no será objeto de remuneración, ni de las exigencias técnicas de desempeño consideradas en la reglamentación actual para la prestación de dicho servicio. No obstante, si la planta participa en el mecanismo de regulación secundaria de frecuencia para su prestación efectiva, entonces le aplicará lo definido en la reglamentación actual para la remuneración y prestación de tal servicio.

Así mismo, las consignas de operación enviadas de forma automática por el CND, en la modalidad del DEOTR, respetarán las características técnicas reportadas por el agente (velocidad de toma de carga y descarga, zonas prohibidas, mínimo técnico, disponibilidad declarada, entre otras características).

En cualquier caso, para corregir las desviaciones que se presenten en tiempo real del programa de generación entre los bloques de cinco minutos establecidos o ante desviaciones del programa de demanda, seguirá operando el Control Automático de Generación (AGC), el cual tomará el control, guiará los cambios de generación y activará las reservas secundarias del sistema en las plantas que tengan asignación de las mismas, balanceando las diferencias entre la generación y la demanda para mantener la frecuencia y los intercambios internacionales en sus valores programados.

Así mismo el CND podrá, para poder coordinar cualquier situación que se presente durante la operación en tiempo real que comprometa los criterios de seguridad, confiabilidad, calidad y economía establecidos y



que no puedan ser administrados mediante los mecanismos propuestos, autorizar plantas por fuera de los programas establecidos conforme a lo indicado en el numeral 5.2 del Anexo Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995.

4.3.4 Relación del DEOTR con las reglas comerciales del mercado de energía mayorista

Aunque el programa de generación tenga una coordinación de la operación mediante ordenes cinco-minutales, para efectos de aplicación las reglas comerciales en el Mercado de Energía Mayorista que precisen de la medición horaria en la frontera comercial de generación, se continuará usando el registro horario de dichas fronteras de generación sin necesidad de tener registros cinco-minutales en las mismas.

Así mismo, para efectos de liquidación, cobro de desviaciones y todos los aspectos de la reglamentación que hagan referencia al programa de generación del Redespacho, se seguirá usando ese mismo termino, pero con el tratamiento matemático definido en el numeral 1.1.5 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995 que se encuentra en función del programa final de redespacho o DEOTR.

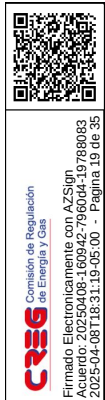
Artículo 13. Modifíquese el numeral 5.2 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por la Resolución CREG 76 de 2009. El Numeral 5.2 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

5.2 COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL.

La coordinación en tiempo real seguirá los siguientes lineamientos:

- a) El CND realizará la coordinación en tiempo real de la operación de los recursos de generación y transmisión del SIN, incluyendo las interconexiones internacionales. Para ello el CND coordinará la ejecución de las maniobras directamente o a través de los demás agentes del SIN.*
- b) El CND realizará la supervisión de los Activos de Uso del STN y de Conexión al STN, de las interconexiones internacionales a nivel de tensión igual o superior al IV y de las unidades de generación del SIN despachadas centralmente, y las no despachadas centralmente que se requieran, según su criterio.*
- c) Las empresas generadoras operarán sus unidades siguiendo el Despacho Económico horario, el Redespacho y el mecanismo del DEOTR si se presentan modificaciones.*





d) Cuando se presenta un desbalance entre la carga y la generación del sistema, el AGC corregirá la desviación de frecuencia dentro de su margen de regulación.

Posteriormente, el CND determinará si hay unidades o plantas que presentan desviaciones del programa. Si es así y estas pueden volver al programa, el CND solicitará o enviará la orden automática a las unidades o plantas para ajustarse al mismo.

Si con estas acciones el margen de regulación no se restablece, el CND solicitará y enviará la orden automática de variación en la generación de unidades o plantas para que asuman la desviación, teniendo en cuenta los precios ofertados a la Bolsa de Energía de las plantas despachadas en el proceso de optimización, iniciando con la de menor precio, si existe disponibilidad en estas plantas (capacidad remanente) y las características técnicas lo permiten.

En caso de requerirse disponibilidad adicional se seleccionará de acuerdo con el precio ofertado a la Bolsa de Energía, iniciando con la de menor precio no despachada.

La instrucción dada por el CND a los generadores contiene explícitamente la hora a partir de la cual se debe modificar la generación, la nueva generación en MW y la causa por la cual se modifica el programa de generación. La unidad o planta se señala como reguladora.

Si se requiere bajar generación se utilizarán, en orden inverso de mérito, los recursos despachados con el mayor precio ofertado con capacidad remanente para bajar, teniendo en cuenta las características técnicas reportadas.

Se deberán tener en cuenta en las autorizaciones que deben minimizarse las desviaciones sobre el programa asignado en el mecanismo del DEOTR.

Artículo 14. Modifíquese el numeral 1.1.5 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, modificado por el artículo 30 de la Resolución CREG 060 de 2019. El Numeral 1.1.5 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995 quedará así:

1.1.5 Proceso de cálculo de pago de desviaciones

El proceso de cálculo de pago de desviaciones se realiza diariamente para cada uno de los períodos horarios, aplicándose a los generadores que no se definan para la hora en proceso como reguladores del sistema.

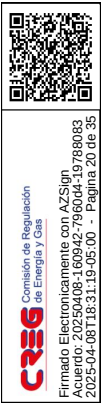
El proceso de cálculo de valores indicativos de costos por desviaciones del programa de demanda se realiza diariamente para cada uno de los períodos horarios, aplicándose a todos los agentes los comercializadores conforme las reglas de este anexo.

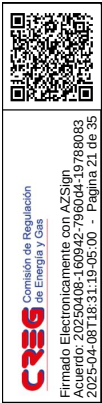
Debe tenerse en cuenta que el programa de generación de Redespacho a usarse en las reglas comerciales del Mercado Mayorista de Energía (MEM) es el que corresponde con el siguiente tratamiento matemático:

$$\begin{aligned} Grp_{comercial\ i,j} &= Grp_{i,j} + [\Delta GDEO_{i,j}^{SU} - \Delta GDEO_{i,j}^{BA}] \\ &+ [\Delta GAUT_{i,j}^{SU} - \Delta GAUT_{i,j}^{BA}] + \Delta GLFC_{i,j} \end{aligned}$$

Donde:

<i>Grp comercial_{i,j}</i>	<i>Programa de generación del Redespacho para reglas comerciales en el MEM, asignado al recurso i en el periodo j, en MWh.</i>
<i>Grp_{i,j}</i>	<i>Programa de generación establecido en el Redespacho horario para el recurso i en el periodo j en MWh, conforme a los numerales 4.2.1 y 4.3.1 del Anexo Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995.</i>
<i>ΔGDEO_{i,j}^{SU}</i>	<i>Delta para subir generación total en la hora respecto al programa establecido en el Redespacho (Grp_{i,j}) , y que fue asignado en el mecanismo de DEOTR conforme a los numerales 4.2.2 y 4.3.2 del Anexo Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995 (en adelante DEOTR) al recurso i en el periodo j, obtenido como el promedio de los deltas cinco minútales para subir generación de la hora respectiva, en MWh.</i>
<i>ΔGDEO_{i,j}^{BA}</i>	<i>Delta para bajar generación total en la hora respecto al programa establecido en el Redespacho (Grp_{i,j}), asignado en el mecanismo de DEOTR al recurso i en el periodo j, obtenido como el promedio de deltas cinco minútales para bajar generación en la hora respectiva, en MWh</i>
<i>ΔGAUT_{i,j}^{SU}</i>	<i>Delta para subir generación total en la hora respecto al DEOTR, asignado al recurso i, en el periodo j, durante la operación real del sistema en MWh. Corresponde con una autorización en tiempo real conforme al numeral</i>





5.2 del Anexo Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995.

$\Delta GAUT_{i,j}^{BA}$ Delta para bajar generación total en la hora respecto al DEOTR, asignado al recurso i , en el periodo j , durante la operación real del sistema en MWh. Corresponde con una autorización en tiempo real conforme al numeral 5.2 del Anexo Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995.

$\Delta GLFC_{i,j}$ Energía activada automáticamente por la función de control de generación del CND, asociada a la coordinación de cambios de programa en los recursos y/o a la activación de la regulación secundaria de frecuencia.

En adelante cuando se use el termino programa de Redespacho para cualquier regla comercial en el MEM, se entenderá que corresponderá al cálculo anterior como resultado de la variable $Grp\ comercial_{i,j}$. El CND informará al ASIC y a los agentes del calculo de la anterior variable para cada planta, esto en los términos, medios y plazos que el mismo defina. Para el proceso de cálculo de pago por desviaciones horarias de generadores, se definirá cuál es la franja de tolerancia horaria de desviación de cada planta o unidad, así:

a. Franja de tolerancia horaria para las plantas o unidades de generación diferentes a la de generación variable.

Se calculará el porcentaje de desviación horaria de las plantas o unidades de generación como el valor absoluto de la diferencia de su despacho programado horario o el redespacho, según corresponda, y su generación real horaria, sobre su despacho programado horario o el redespacho, según corresponda.

Para aquellas plantas o unidades de generación diferentes a las plantas de generación variable, su franja de tolerancia de desviación horaria será del cinco por ciento (5 %).

En caso de que una planta tenga despacho programado diario o redespacho igual a cero (0), y presente generación real diaria diferente de cero (0), se entiende que la desviación horaria es mayor al 5%.

El pago por desviaciones se aplicará siguiendo el procedimiento definido en el Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995.

b. Franja de tolerancia horaria para las plantas de generación variable.

b.1 Desviación del programa de generación del despacho o Redespacho

Se calculará el porcentaje de desviación horaria de las plantas como el valor absoluto de la diferencia de su despacho programado horario o el redespacho, según corresponda, y su generación real horaria, sobre su despacho programado horario o el redespacho, según corresponda.

Para plantas de generación variable, su franja de tolerancia de desviación horaria será clasificada para las siguientes divisiones en cada hora:

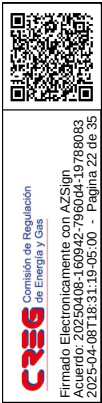
- i. Primera franja de desviación: para plantas de generación variable que tengan una desviación horaria en un valor menor o igual al 5%, no se les considerará desviación.*
- ii. Segunda franja de desviación: mayor al cinco por ciento ($>5\%$) y menor o igual al quince por ciento ($\leq 15\%$);*
- iii. Tercera franja de desviación: mayor al quince por ciento ($>15\%$) y hasta el treinta ($\leq 30\%$); y*
- iv. Cuarta franja de desviación: mayor al treinta por ciento ($>30\%$).*

En caso de que una planta tenga despacho programado diario o redespacho igual a cero (0), y presente generación real diaria diferente de cero (0), se entiende que la desviación horaria es del 100%.

El pago por desviaciones teniendo en cuenta las divisiones anteriores desde la segunda a la cuarta división se aplicarán siguiendo el procedimiento definido en el Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995.

b.2 Caso especial de excepción de la franja de tolerancia horaria para la planta de generación variable Filo de Agua.

No le aplicará la franja de tolerancia horaria a la planta filo de agua que se encuentre aguas abajo de una planta hidráulica con embalse de regulación de caudales mayor a un día, y se den los siguientes casos:



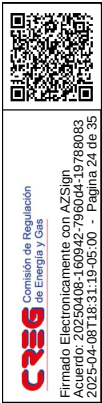


- i. *Para el día d del proceso de cálculo de desviación, si la planta hidráulica con embalse de regulación de caudales mayor a un día, se programó como regulador del sistema, o*
- ii. *El CND modificó en tiempo real la generación programada de la planta hidráulica con embalse de regulación de caudales mayor a un día.*

c. Pago por desviaciones de las plantas o unidades de generación diferentes a la de generación variable

Para aquellas plantas o unidades de generación que les aplique la franja de tolerancia horaria de desviación, si se verifica que su generación real respecto a la del despacho programado (de aquí en adelante entendido para este numeral como el resultado del despacho económico o redespacho, según corresponda), para la hora en proceso, es mayor o menor a la permitida por la franja de tolerancia definida en literal a del presente numeral, se afectarán sus transacciones comerciales por pago de desviaciones de la siguiente manera:

- c.1** *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de desviaciones a la Bolsa de Energía, el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva.*
- c.2** *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial de transacciones internacionales de electricidad (TIE), y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de desviaciones a la Bolsa de Energía, el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales de electricidad (TIE), en la hora respectiva.*
- c.3** *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial*



internacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de desviaciones a la Bolsa de Energía, el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.

c.4 *Si la planta de generación o la unidad, no aparece en el despacho ideal y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de desviaciones a la Bolsa de Energía, el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.*

c.5 *El dinero que horariamente se determine en la Bolsa de Energía por pago de desviaciones, se asignará a los comercializadores a prorrata de su participación en la demanda nacional total para alivio de la cuenta de restricciones.*

d. Pago por desviaciones de las plantas o unidades de generación variable

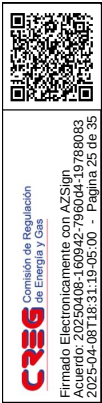
d.1 Determinación del precio por concepto de desviaciones

Para las franjas de desviación de que trata el literal b.1 se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento y precio para el pago por concepto de desviaciones horarias para cada franja:

d.1.1 Procedimiento para obtener un precio unitario de referencia

Se realizará el procedimiento a continuación para la determinación de un precio promedio horario mensual de referencia para el agente que represente plantas variables:

- i. Se determina el valor del costo del servicio de AGC por agente aplicando el artículo 5 de la Resolución CREG 064 de 2000, esto para el agente representante de la planta o unidad de generación variable. En este cálculo se tiene en cuenta todas las plantas o unidades de generación despachadas centralmente indiferentemente de la tecnología.*



Para el cálculo anterior se tendrá en cuenta que el valor de la sumatoria del Servicio de AGC del sistema, calculado conforme el artículo 4 de la Resolución CREG 064 de 2000, se distribuye en proporción a la generación programada del redespacho del agente. Para lo anterior y al usarse lo establecido en el artículo 5 de la Resolución CREG 064 de 2000, los costos de Reconciliación Negativa no serán acreditados de acuerdo con lo establecido en la reglamentación vigente para el alivio del costo total de AGC del sistema.

- ii. Se distribuirá el costo del servicio de AGC anterior y por agente en proporción de la generación programada del Redespacho de cada una de las plantas despachadas centralmente que represente el agente generador (indiferentemente de su tecnología). Se obtiene a partir de lo anterior el costo del servicio de AGC de cada planta o unidad de generación de forma independiente que representa el agente generador.*

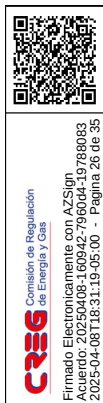
Se identifica a partir de lo anterior el costo del servicio de AGC para la planta o unidad de generación variable asociada al agente generador y a la cual se le va a calcular el pago por desviaciones.

- iii. Se calcula el precio unitario de referencia como la relación entre el costo del servicio de AGC encontrado en el literal anterior y la generación programada en el Redespacho; lo anterior para la planta o unidad de generación variable asociada al agente y a la cual se le va a calcular el pago por desviaciones.*
- iv. Los cálculos de los literales i a iii se realizan horariamente y para los últimos tres meses anteriores al mes m de cálculo de la respectiva desviación, es decir, para los meses $m-1$, $m-2$ y $m-3$.*

A partir de lo anterior se determina el precio promedio horario de del servicio de AGC para cada uno de los últimos tres meses anteriores, obteniendo como resultado tres valores de precio promedio horario mensuales, valores que serán usados como referencia para el pago por concepto de desviaciones conforme a los siguientes literales.

Como nota aclaratoria el procedimiento aquí descrito no está modificando lo regulado en la Resolución CREG 064 de 2000.

d.1.2 Precio por concepto de desviaciones en la segunda franja de desviación



El precio para las plantas o unidades de generación variable que cuyo cálculo de desviación horario se encuentre en la segunda franja de desviación corresponderá al valor mínimo de los tres valores promedio encontrados en el literal iv del literal d.1.1.

d.1.3 Precio por concepto de desviaciones en la tercera franja de desviación

El precio para las plantas o unidades de generación variable que cuyo cálculo de desviación horario se encuentre en la tercera franja de desviación corresponderá al valor promedio de los tres valores promedio encontrados en el literal iv del literal d.1.1.

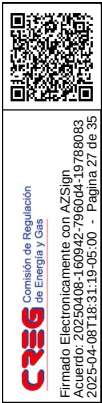
d.1.4 Precio por concepto de desviaciones en la cuarta franja de desviación

El precio para las plantas o unidades de generación variable que cuyo cálculo de desviación horario se encuentre en la cuarta franja de desviación corresponderá al valor máximo de los tres valores promedio encontrados en el literal iv del literal d.1.1.

d.2 Pago por desviaciones de las plantas o unidades de generación variable

Identificando para la hora respectiva la franja de tolerancia en la cual se encontró la planta o unidad de generación variable conforme al literal b.1 y usando el precio de referencia por concepto de desviaciones asociado a dicha franja conforme al literal d.1, se calcula el valor de las siguientes liquidaciones de las desviaciones horarias:

- i. Si la planta de generación variable, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado o redespacho para la hora en proceso, se le calcula una liquidación horaria del valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado o redespacho, multiplicado por el precio de referencia asociado a la franja de desviación en que se encuentre la planta conforme a los literales d.1.2, d.1.3 y d.1.4.*
- ii. Si la planta de generación variable, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial de transacciones internacionales de electricidad (TIE) y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado o redespacho para la hora en*



proceso, se le calcula una liquidación horaria del valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado o redespacho, multiplicado por el precio de referencia asociado a la franja de desviación en que se encuentre la planta conforme a los literales d.1.2, d.1.3 y d.1.4.

- iii. Si la planta de generación variable, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado o redespacho para la hora en proceso, se le calcula una liquidación horaria del valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado o redespacho, multiplicado por el precio de referencia asociado a la franja de desviación en que se encuentre la planta conforme a los literales d.1.2, d.1.3 y d.1.4.*

d.3 Uso del dinero recaudado

El dinero que horariamente se determine en la Bolsa de Energía por pago de desviaciones, se asignará a los comercializadores a prorrata de su participación en la demanda nacional total para alivio de la cuenta de restricciones.

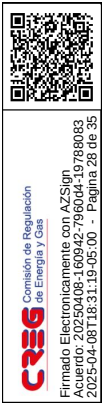
e. Calculo indicativo del costo de las desviaciones del pronóstico de la demanda

El CND y ASIC determinarán la proyección de demanda ajustada por hora para cada comercializador i por mercado de comercialización j y tipo de usuario u, aplicando la siguiente ecuación:

$$PDA_{i,j,u} = PD_{i,j,u} - ENS_{i,j} \times \frac{PD_{i,j,u}}{PD_{i,j,ut}}$$

Donde:

- i* Comercializador
- j* Mercado de comercialización
- u* Tipo de usuario: regulado o no regulado
- ut* Total de usuarios: regulados + no regulados
- PDA* Proyección de demanda ajustada en kWh



PD *Proyección de demanda en kWh. Corresponde a la demanda usada en el despacho económico o redespacho según corresponda.*

ENS *Energía no suministrada en kWh*

La desviación horaria de la predicción para cada comercializador y por mercado, se determina aplicando la siguiente ecuación:

$$DPD_{i,j,u} \% = \text{máx.} \left(0, \frac{|PDA_{i,j,u} - DR_{i,j,u}|}{DR_{i,j,m}} \times 100 - 5\% \right)$$

Donde:

- | | |
|------------------------------|---|
| <i>i</i> | <i>Comercializador</i> |
| <i>j</i> | <i>Mercado de comercialización</i> |
| <i>u</i> | <i>Tipo de usuario: regulado o no regulado</i> |
| <i>DPD</i> | <i>Desviación proyección de demanda %</i> |
| <i>PDA</i> | <i>Proyección de demanda ajustada en kWh</i> |
| <i>DR</i> | <i>Demanda real en kWh</i> |
| $ PDA_{i,j,u} - DR_{i,j,u} $ | <i>Valor absoluto de la diferencia entre la proyección y la demanda real.</i> |

El CND y ASIC publicarán mensualmente en su página de internet un seguimiento al programa de pronósticos de la demanda que realizan los agentes comercializadores y que es declarado para el despacho económico y el redespacho. Así mismo publicarán cada uno de los indicadores anteriores. Lo anterior se publicará por agente comercializador identificando el pronóstico para demanda regulada y no regulada y en cuánto se encuentran las desviaciones de esos programas.

Finalmente, el CND y ASIC determinarán una metodología de estimación del costo que producen las desviaciones del pronóstico de demanda que se usan en el despacho económico, el redespacho y el DEOTR, esto para el sistema. Dicha metodología se enviará a la Comisión para su aprobación mediante Circular. Los costos anteriores

también serán publicados una vez el CND tenga implementada la metodología de estimación de costos.

Artículo 15. Modifíquese el numeral 2.1.2 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, modificado por el artículo 31 de la Resolución CREG 060 de 2019. El numeral 2.1.2 del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995 quedará así:

2.1.2. Los comercializadores deben presentar la información de curvas típicas de demanda a nivel horario en la forma solicitada por el Administrador del SIC, cada vez que se presenten cambios significativos o cuando se efectúen nuevas mediciones. También deberán suministrar y declarar toda la información que se solicita en el despacho económico y redespacho para proyecciones de demanda.

Artículo 16. Modifíquese el aparte “Cálculo de la desviación” del Anexo A-5 de la Resolución CREG 024 de 1995, modificado por el artículo 13 de la Resolución CREG 112 de 1998 y el artículo 32 de la Resolución CREG 060 de 2019. El aparte “Cálculo de la desviación” del Anexo A-5 de la Resolución CREG 024 de 1995, quedará así:

Cálculo de la desviación.

- *Caso plantas de generación diferente a la variable:*

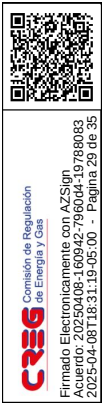
Si la generación real está por fuera de la franja de tolerancia de desviación aplicada al despacho programado (resultado del despacho programado o redespacho, según corresponda) de cada unidad o planta ofertada, según lo definido en el numeral 1.1.5 del Anexo A de la presente resolución, el generador deberá retribuir a la cuenta por pago de desviaciones el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y los siguientes precios de la Bolsa de Energía:

- a) *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional:*

$$DSV = |PBN - Pof| \times |G.Real - G.Prog|$$

- b) *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE):*

$$DSV = |PBT - Pof| \times |G.Real - G.Prog|$$



- c) *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional:*

$$DSV = |PBI - Pof| \times |G.Real - G.Prog|$$

- d) *Si la planta de generación o la unidad, no aparece en el despacho ideal:*

$$DSV = |PBI - Pof| \times |G.Real - G.Prog|$$

Si la generación real está dentro de la franja de tolerancia de desviación, definida en el numeral 1.1.5 del Anexo A de la presente resolución, a las unidades o plantas ofertadas de este generador no se le evalúa su desviación. Así mismo, tampoco se evalúa la desviación si la unidad de generación o planta de acuerdo con la oferta, participó como regulador en la operación del sistema.

donde:

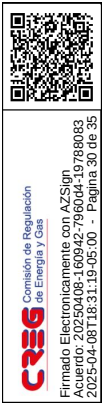
<i>Pof</i>	<i>Precio de Oferta (\$/MWh)</i>
<i>PBN</i>	<i>Precio de Bolsa para transacciones nacionales (\$/MWh)</i>
<i>PBT</i>	<i>Precio de Bolsa para Transacciones internacionales de Electricidad (TIE) (\$/MWh)</i>
<i>PBI</i>	<i>Precio de Bolsa para transacciones internacionales (exportaciones) (\$/MWh)</i>
<i>G.Real</i>	<i>Generación Real (MWh)</i>
<i>G.Prog</i>	<i>Generación Programada (resultado del Redespacho) (MWh)</i>
<i>DSV</i>	<i>Desviación (\$)</i>

- Caso plantas de generación variable:*

Si la generación real está por fuera de la franja de tolerancia de desviación aplicada al despacho programado (resultado del despacho programado o redespacho, según corresponda) de cada unidad o planta ofertada, según lo definido en el numeral 1.1.5 del Anexo A de la presente resolución, el generador deberá retribuir a la cuenta por pago de desviaciones el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el precio que corresponda conforme a las franjas de desviación de que trata el citado anexo:

- a) *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional:*

$$DSV = [Precio franja desviación] \times |G.Real - G.Prog|$$



b) Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE):

$$DSV = [\text{Precio franja desviación}] \times |G.\text{Real} - G.\text{Prog}|$$

c) Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional:

$$DSV = [\text{Precio franja desviación}] \times |G.\text{Real} - G.\text{Prog}|$$

d) Si la planta de generación o la unidad, no aparece en el despacho ideal:

$$DSV = [\text{Precio franja desviación}] \times |G.\text{Real} - G.\text{Prog}|$$

Si la generación real está dentro de la franja de tolerancia de desviación, definida en el numeral 1.1.5 del Anexo A de la presente resolución, a las unidades o plantas ofertadas de este generador no se le evalúa su desviación. Así mismo, tampoco se evalúa la desviación si la unidad de generación o planta de acuerdo con la oferta, participó como regulador en la operación del sistema.

donde:

Precio franja desviación	Precio por concepto de desviaciones conforme a la segunda, tercera o cuarta franja de desviación de que trata el numeral 1.1.5 del Anexo A de la presente resolución del (\$/MWh)
G.Real	Generación Real (MWh)
G.Prog	Generación Programada (resultado del Redespacho) (MWh)
DSV	Desviación (\$)

Artículo 17. Modifíquese el literal j del numeral 3 del artículo 3 de la Resolución CREG 080 de 1999. El literal j del numeral 3 del artículo 3 de la Resolución CREG 080 de 1999 quedará así:

j) Coordinar la generación requerida para la Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC), determinando y enviando directamente el Error de Control de Área (ACE).

Así mismo, coordinar la generación requerida para aplicación del mecanismo de Despacho Económico de Operación En Tiempo Real (DEOTR) que se encuentra supervisado y coordinado desde el sistema que usa el AGC.



Artículo 18. Modifíquese el literal *b* del numeral 4 del artículo 3 de la Resolución CREG 080 de 1999. El literal *b* del numeral 4 del artículo 3 de la Resolución CREG 080 de 1999 quedará así:

b) Controlar directamente los equipos que presten el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) y todos aquellos que se encuentren conectados al mismo, mediante telecomando, en los términos establecidos en la reglamentación vigente.

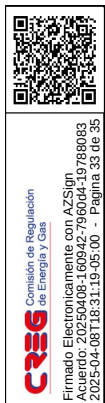
Artículo 19. Esquema de implementación y transición. El esquema de implementación y transición será así:

- a) Los acuerdos del C.N.O. de que trata esta resolución deberán estar expedidos en un tiempo máximo de tres (3) meses, contados a partir de la publicación en el *Diario Oficial* de la presente resolución.
- b) Luego de la expedición de los Acuerdos del C.N.O., El CND, ASIC y agentes disponen de hasta seis (6) meses para implementar las reglas aquí definidas.

Durante este el periodo:

- Las plantas diferentes a las variables continuaran aplicando todas las reglas del mercado mayorista, esquema de liquidaciones y en general todas las obligaciones y requisitos del Reglamento de Operación conforme a la regulación vigente antes de los cambios aquí dispuestos.
 - Las plantas variables continuaran aplicando todas las reglas del mercado mayorista, esquema de liquidaciones y en general todas las obligaciones y requisitos del Reglamento de Operación conforme a la regulación vigente antes de los cambios aquí dispuesto; pero se exceptúan del pago por concepto de desviaciones.
- c) Finalizado el plazo anterior, se inicia la aplicación de las reglas definidas en esta resolución por un periodo de seis (6) meses, así:
- Todas las plantas aplicaran lo dispuesto en esta resolución en modalidad de marcha blanca o prueba, sin que aplique el cobro por concepto de desviaciones en las respectivas liquidaciones.
 - El CND y ASIC simularan las reglas e informaran a los agentes de los resultados obtenidos.





- No obstante, lo anterior, en caso de que la planta despachada centralmente no se integre al sistema de control automático de AGC le aplicarán las desviaciones del programa de generación conforme las reglas de esta resolución.

d) Finalizado el plazo anterior se inicia la aplicación formal de las reglas definidas en esta resolución.

Artículo 20. Vigencia. Esta resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

Dada en Bogotá, D.C., a los cuatro (04) días del mes de abril de 2025.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto_Resolución_CREG_701_086_2025

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20250408-160942-7960d4-19788083

Creación: 2025-04-08 16:09:42

Estado: Finalizado

Finalización: 2025-04-08 18:31:18



Escanee el código
para verificación

Firma: Director ejecutivo

Antonio Jiménez

@creg.gov.co

13744211

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Revisión: Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales - OARE

Juan Carlos Bedoya

jcbedoya@minenergia.gov.co

18519566

Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Ministerio de Minas y Energía



REPORTE DE TRAZABILIDAD			 Escanee el código para verificación
Proyecto_Resolución_CREG_701_086_2025			
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo: 20250408-160942-7960d4-19788083		Creación: 2025-04-08 16:09:42	
Estado: Finalizado		Finalización: 2025-04-08 18:31:18	
TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Revisión	Juan Carlos Bedoya jcbedoya@minenergia.gov.co Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatori Ministerio de Minas y Energía	Aprobado	Env.: 2025-04-08 16:09:43 Lec.: 2025-04-08 17:48:43 Res.: 2025-04-08 17:49:55 IP Res.: 186.155.29.36
Firma	Antonio Jimenez @creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2025-04-08 17:49:55 Lec.: 2025-04-08 18:30:50 Res.: 2025-04-08 18:31:18 IP Res.: 191.95.35.14