



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 077 DE 2024

(26 DIC. 2024)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1365 del 26 de diciembre de 2024, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución por el término de diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG.

Se invita a las empresas, los usuarios las autoridades y demás partes interesadas a presentar sus observaciones y sugerencias dentro del plazo establecido, mediante comunicaciones electrónicas dirigidas al Director Ejecutivo de la CREG, a la cuenta creg@creg.gov.co, con asunto: “Comentarios sobre la Resolución CREG 701 077 de 2024”, utilizando el formato anexo.

En el documento soporte de la presente resolución se exponen los análisis y la justificación de la propuesta regulatoria que se somete al proceso de consulta pública.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se define el ajuste del anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 y hacen algunas modificaciones a la Resolución CREG 101 066 de 2024

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones 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

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

Por mandato del artículo 334 de la Constitución Política corresponde al Estado la dirección general de la economía, para lo cual intervendrá, por disposición de la ley, entre otros asuntos, en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía en un marco de sostenibilidad fiscal, buscando el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.



El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

De conformidad con la Ley 142 de 1994, artículo 3 numeral 3, la regulación de los servicios públicos es una forma de intervención del Estado en la economía.

La función de la regulación está orientada no solo a corregir fallas del mercado sino a desarrollar los fines esenciales de los servicios públicos.

Los servicios públicos hacen parte de la cláusula del Estado Social de Derecho.

Es un fin de la regulación, garantizar la debida prestación de los servicios públicos, en el caso en concreto del servicio de energía eléctrica de manera confiable y continua.

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

La ley 142 de 1994, artículo 74, también le asignó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la función de expedir el Reglamento de Operación para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

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

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

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

- Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia, para lo cual, la oferta eficiente, en el sector eléctrico, debe tener en cuenta la capacidad de generación de respaldo.



CREG
Comisión de Regulación
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20241226-155644-531a39-24240971
2024-12-26T16:42:03-05:00 - Página 2 de 25

- Valorar la capacidad de generación de respaldo de la oferta eficiente.
- Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.
- Establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de los objetivos y funciones señalados, mediante la Resolución CREG 071 de 2006, adoptó la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista.

En la Resolución CREG 071 de 2006 se estableció que el precio de escasez es el valor definido por la CREG y actualizado mensualmente, que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.

La Resolución CREG 140 de 2017 modificó la metodología de cálculo del precio de escasez, estableciendo el precio marginal de escasez.

La Comisión expidió el Documento CREG 901 122 de 2024 mediante el cual se hizo una propuesta para incluir un precio de escasez para las plantas de costos variables bajos, dado que la función de precio techo a las compras en bolsa se había afectado, dado que el precio de escasez fue superior al costo de racionamiento en algunos periodos de 2023, de conformidad con el análisis de mencionado documento.

La Comisión expidió el proyecto de Resolución 701 065 de 2024 mediante la cual se definen nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras resoluciones, con un plazo para remitir comentarios por el término de 10 días hábiles.

La Comisión expidió la Resolución CREG 101 066 de 2024 mediante la cual se definen nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, se define el precio de transacción en bolsa, se definen los menús de contratos para el cambio voluntario al nuevo precio de escasez para las asignaciones actuales, y se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras resoluciones para hacerlas coherentes con los nuevos precios de escasez.

En el Artículo 17 de la Resolución CREG 101 066 de 2024, se estableció que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, en un plazo de ocho (8) días hábiles siguientes a la publicación en el *Diario Oficial* de la resolución en mención, debía remitir propuesta a la CREG para la modificación de la liquidación del Cargo por Confiabilidad contenida en la Anexo 7 “Liquidación” de la Resolución CREG 071 de 2006.

En cumplimiento de lo encomendado por la CREG a XM en su función de ASIC, mediante radicado CREG E2024019027, remitió a la Comisión un borrador de propuesta del nuevo Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, el cual fue analizado, modificado y editado para facilitar la comprensión y concordancia con la Resolución CREG 101 066 de 2024.



Mediante la comunicación con radicado CREG E2024019379 el ASIC identificó ajustes a raíz de la propuesta de modificación del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 y formuló algunos comentarios de forma sobre texto de la Resolución CREG 101 066 de 2024.

RESUELVE:

Artículo 1. Modificar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006. El Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedará así:

“ANEXO 7. LIQUIDACIÓN

Para determinar la liquidación horaria de cada uno de los agentes generadores cuando el precio de bolsa nacional horario en algún periodo horario del día d, supere alguno de los precios de escasez de activación, se aplicarán las siguientes reglas:

1. Determinación de la Obligación Diaria de Energía Firme (ODEF) para todas las plantas a las cuales se les haya activado en algún periodo del día sus Obligaciones de Energía Firme

Para la determinación de la Obligación Diaria de Energía Firme (ODEF) se aplicará el siguiente procedimiento, para aquellas plantas i a las cuales el Precio de Bolsa Nacional haya sido superior al precio de activación de alguna de sus Obligaciones de Energía Firme, en alguna hora del día.

a) Consideración de la Demanda Desconectable Voluntaria Verificada

La consideración de la Demanda Desconectable Voluntaria Verificada en las Obligaciones Diarias de Energía Firme se realiza mediante la siguiente expresión:

$$ODEF_{i,j,d,m}^{DDV} = \text{máx} \left(0 ; (ODEFR_{i,j,d,m} - DDVV_{i,j,d,m}) \right)$$

Donde:

- $ODEF_{i,j,d,m}^{DDV}$

Obligación Diaria de Energía Firme de la planta i, del generador j en el día d del mes m, con el mecanismo de la DDV.
- $DDVV_{i,j,d,m}$

Demanda Desconectable Voluntaria Verificada de la planta i, del agente generador j en el día d del mes m.
- $ODEFR_{i,j,d,m}$

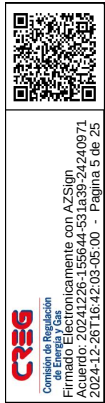
Obligación Diaria de Energía Firme de la planta i, del generador j en el día d del mes m, a las cuales se les haya activado sus OEF en algún periodo del día.

b) Consideración del Mercado Secundario

La consideración del Mercado Secundario en la Obligación Diaria de Energía Firme (ODEF) para todas las plantas de generación se realiza mediante la siguiente expresión:



CREG
Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20241226-155644-531a39-24240971
2024-12-26T16:42:03-05:00 - Página 4 de 25



$$ODEF_{i,j,d,m} = ODEF_{i,j,d,m}^{DDV} + VC_{i,j,d,m} - CC_{i,j,d,m}$$

Donde:

- $ODEF_{i,j,d,m}$ Obligación Diaria de Energía Firme de la planta i , del agente j en el día d del mes m . Incluyendo las plantas sin OEF activadas que resultaron con ventas en contratos $VC_{i,j,d,m}$.
- $ODEF_{i,j,d,m}^{DDV}$ Obligación Diaria de Energía Firme de la planta i , del generador j en el día d del mes m , con el mecanismo de la DDV.
- $VC_{i,j,d,m}$ Ventas en Contratos de Respaldo o en Declaración de Respaldo de la planta i , del agente generador j en el día d del mes m , que hayan sido despachadas.
- $CC_{i,j,d,m}$ Compras en Contratos de Respaldo o en Declaración de Respaldo de la planta i , del agente generador j en el día d del mes m , que hayan sido despachadas.

Si la planta i tiene contratos o declaraciones de respaldo de compra o venta en el mercado secundario del Cargo por Confiabilidad, éstos serán despachados de acuerdo con las siguientes reglas:

- i. El despacho de los contratos según lo previsto en el Parágrafo 4 del Artículo 63 de la Resolución CREG 071 de 2006 y aquellas que modifiquen adicionan o sustituyan, se aplicará cuando la condición de activación de las OEF se presente para la planta compradora, independiente de la condición de activación o no de las OEF del vendedor.
- ii. El despacho de estos contratos o declaraciones de respaldo se realizarán bajo las reglas y condiciones definidas en el Parágrafo 4 del Artículo 63 de la Resolución CREG 071 de 2006 y aquellas que modifiquen adicionan o sustituyan, considerando para ello: i) la generación ideal nacional diaria de las plantas, ii) la Obligación Diaria de Energía Firme de las plantas con el mecanismo de la DDV, $ODEF_{i,j,d,m}^{DDV}$, resultado del literal a) anterior.

Para los casos en los cuales la planta i no tenga Obligación Diaria de Energía Firme activadas, y haya tenido ventas en contratos del mercado secundario $VC_{i,j,d,m}$, se le asignará la $ODEF_{i,j,d,m}$ resultante de este numeral al menor precio de escasez de sus contrapartes compradoras, según el despacho de dichos contratos.

2. Distribución de la Obligación Diaria de Energía Firme

En caso de que una planta presente asignaciones de OEF activadas a diferentes precios de escasez, se distribuirá la Obligación Diaria de Energía Firme $ODEF_{i,j,d,m}$, resultante del literal b) anterior, así:

$$ODEF_{i,j,d,m,\beta} = ODEF_{i,j,d,m} \times \frac{QOEF_{i,j,\beta}}{\sum_{\beta} QOEF_{i,j,\beta}}$$

- $ODEF_{i,j,d,m,\beta}$ Obligación Diaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j en el día d del mes m .
- $ODEF_{i,d,j,m}$ Obligación Diaria de Energía Firme de la planta i , del agente j en el día d del mes m . Incluyendo las plantas sin OEF activadas que resultaron con ventas en contratos $VC_{i,j,d,m}$
- $QOEF_{i,j,\beta}$ Obligación de Energía Firme asignada a la planta i , del agente j asociada al precio de escasez β .

Las plantas que presenten asignaciones de OEF activadas a un solo precio de escasez β , la variable $ODEF_{i,j,d,m,\beta}$ será igual a: $ODEF_{i,j,d,m}$

Cada porción de Obligación Diaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β ($ODEF_{i,j,d,m,\beta}$), será tratada como una planta independiente a su respectivo precio de escasez.

3. Determinación de la Obligación Horaria de Energía Firme (OHEF)

Para cada planta que resulte con Obligación Diaria de Energía Firme, se calculará la Obligación Horaria de Energía Firme, como sigue:

$$OHEF_{i,j,h,d,m,\beta} = DC_{h,d,m} \times \frac{ODEF_{i,j,d,m,\beta}}{DC_{d,m}}$$

Donde:

- $OHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ Obligación Horaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d del mes m .
- $ODEF_{i,j,d,m,\beta}$ Obligación Diaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j en el día d del mes m .
- $DC_{h,d,m}$ Demanda Total Doméstica de la hora h , del día d del mes m .
- $DC_{d,m}$ Demanda Total Doméstica del día d del mes m .

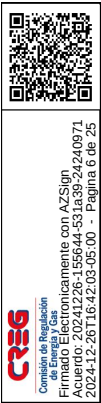
4. Determinación del Factor de Ajuste Horario (FA):

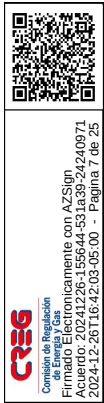
Para los casos en los cuales la demanda total doméstica horaria más la reducción de demanda horaria de RDV y el programa de racionamiento horario, sea menor que la suma de la OHEF de todas las plantas, se calculará un factor de ajuste (FA) con la siguiente expresión:

$$FA = \frac{DC_{h,d,m} + RDV_{h,d,m} + PGR_{h,d,m} - GI_{NDC,h,d,m}}{\sum_j(OHEF_{i,j,h,d,m,\beta}) - OHEF_{NDC,h,d,m}}$$

Donde:

- $DC_{h,d,m}$ Demanda Total Doméstica de la hora h , del día d del mes m .
- $RDV_{h,d,m}$ RD verificada en la hora h en el día d del mes m .





- $PGR_{h,d,m}$ Programa de racionamiento verificado en la hora h del día d del mes m .
- $GI_{NDC,h,d,m}$ Generación ideal de la hora h , del día d del mes m de los recursos no despachados centralmente.
- $OHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ Obligación Horaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d del mes m .
- $OHEF_{NDC,h,d,m}$ Obligación Horaria de Energía Firme de la hora h , del día d del mes m , de los recursos no despachados centralmente.

Para estos casos, la Obligación Horaria de Energía Firme Ajustada de cada planta despachada centralmente se determinará como sigue:

$$OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta} = OHEF_{i,j,h,d,m,\beta} \times FA$$

Donde:

- $OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$ Obligación Horaria de Energía Firme Ajustada de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente generador j , en la hora h , del día d del mes m .
- $OHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ Obligación Horaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente generador j en la hora h , del día d del mes m .

Cuando la demanda total doméstica horaria más RDV horaria y el PGR horario, sea mayor o igual que la suma de la OHEF de todas las plantas de generación, el factor FA será igual a uno (1).

Para las plantas o unidades de generación no despachadas centralmente el factor FA siempre será igual a uno (1).

La Obligación Horaria de Energía Firme de la hora h de las plantas no despachadas centralmente, siempre será igual a la generación ideal de la planta en la hora h .

Las plantas asociadas a reducción de demanda RDV y del PGR no tendrán asignadas $OHEFA$, y para todos los casos de la liquidación del presente anexo, la $OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$ de estas plantas tendrán un valor de cero (0).

Para las plantas sin OEF activadas y que no resultaron con ventas en contratos $VC_{i,j,d,m}$, y las plantas sin OEF, la $OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$ de estas plantas tendrán un valor de cero (0).

Para las importaciones, sin asignación de OEF, el valor de $OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$ es igual a cero (0).

5. Distribución de la generación ideal de las plantas de generación

En caso de que una planta presente asignaciones de OEF activadas a diferentes precios de escasez, se distribuirá la generación ideal nacional horaria de la planta así:

$$GI_{i,j,h,d,m,\beta} = GI_{i,j,h,d,m} \times \frac{OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}}{\sum_{\beta} OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}}$$

Donde:

$GI_{i,j,h,d,m,\beta}$ Generación ideal nacional de la planta i asociada al precio de escasez β , del generador j , para la hora h , del día d , del mes m .

$GI_{i,j,h,d,m}$ Generación ideal nacional de la planta i del generador j , para la hora h , del día d , del mes m .

$OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$ Obligación Horaria de Energía Firme Ajustada de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente generador j , en la hora h , del día d del mes m .

Las plantas que presenten asignaciones de OEF activadas a un solo precio de escasez β , y para las plantas con OEF no activadas, plantas sin OEF y plantas no despachadas centralmente, la variable $GI_{i,j,h,d,m,\beta}$ será igual a: $GI_{i,j,h,d,m}$.

6. Determinación de las desviaciones de la Obligación horaria de energía firme ajustada de las plantas

La determinación de las desviaciones de la Obligación Horaria de Energía Firme Ajustada de las plantas, incluyendo importaciones, se realiza de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta} = GI_{i,j,h,d,m,\beta} - OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$$

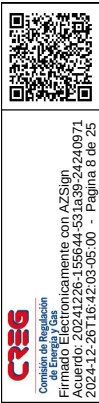
Donde:

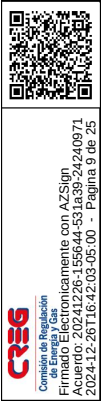
$DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ Desviación de la Obligación Horaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente generador j ; o a la planta i del agente j asociada a la RDV horaria o al PGR verificado de la hora h , del día d del mes m .

$OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$ Obligación Horaria de Energía Firme Ajustada de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d del mes m .

$GI_{i,j,h,d,m,\beta}$ Generación ideal nacional de la planta i asociada al precio de escasez β , del generador j , para la hora h , del día d , del mes m .

Se tendrá en cuenta para la liquidación, las plantas de generación asociadas a reducción de demanda RDV horaria, y las plantas de generación asociadas a reducción de demanda PGR horaria verificado, de la siguiente manera:





a) *Si la demanda total doméstica horaria más la reducción de demanda horaria RDV y el programa de racionamiento horario, es igual que la suma de la OHEFA de todas las plantas de generación, se tendrá en cuenta para la liquidación la siguiente generación ideal:*

$GI_{i,j,h,d,m,\beta}(RDV)$ *Generación Ideal en la hora h del día d en el mes m, de la planta i, del agente j, asociado a la $RDV_{c,h,d,m}$ del comercializador c que representa la RD, la cual será igual a $GI_{i,j,h,d,m,\beta}(RDV) = RDV_{c,h,d,m}$.*

$GI_{i,j,h,d,m,\beta}(PGR)$ *Generación Ideal en la hora h del día d en el mes m, de la planta i, del generador j asociado al $PGR_{h,d,m}$ verificado, será igual a $GI_{i,j,h,d,m,\beta}(PGR) = PGR_{h,d,m}$.*

b) *Si la demanda total doméstica horaria más RDV horaria y el PGR horario, es mayor que la suma de la OHEFA de todas las plantas de generación se tendrá en cuenta para la liquidación la siguiente generación ideal:*

i. *Si la demanda total doméstica horaria es mayor o igual que la suma de la OHEFA de todas las plantas de generación, no se tendrá en cuenta para la liquidación la generación ideal de las plantas de generación asociadas a reducción de demanda de RDV horaria la cual será igual a $GI_{i,j,h,d,m,\beta}(RDV) = 0$, ni las plantas de generación asociadas a reducción de demanda PGR horaria la cual será igual a $GI_{i,j,h,d,m,\beta}(PGR) = 0$.*

ii. *En caso contrario, las plantas de generación asociadas a reducción de demanda RDV horaria, y las plantas de generación asociadas a reducción de demanda PGR horaria verificado, tendrán la siguiente generación ideal:*

$$GI_{i,j,h,d,m,\beta}(RDV) = DDC_{h,d,m} \times \frac{RDV_{c,h,d,m}}{(RDV_{c,h,d,m} + PGR_{h,d,m})}$$
$$GI_{i,j,h,d,m,\beta}(PGR)$$
$$= DDC_{h,d,m}$$
$$\times \frac{PGR_{h,d,m}}{(RDV_{c,h,d,m} + PGR_{h,d,m})}$$

Dónde:



Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20241226-155644-531a39-24240971
2024-12-26T16:42:03-05:00 - Página 10 de 25

$DDC_{h,d,m}$ Corresponde a la diferencia entre la suma de la OHEFA de todas las plantas de generación y la demanda total doméstica horaria.

6.1. Valoración de las desviaciones de la Obligación horaria de energía firme ajustada de las plantas

Para los casos en los que la variable $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ es mayor que cero (0), se aplicarán las siguientes reglas:

$$VDHOEF_{i,j,h,d,m,\beta} = (GI_{i,j,h,d,m,\beta} - OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}) \times (PB_{h,d,m} - PTB_{h,d,m})$$

Donde:

- $VDHOEF_{i,j,h,d,m,\beta}$

Valor de la Desviación de la Obligación Horaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente generador j , de la hora h , del día d del mes m . Este valor corresponde a un pago a efectuar al agente presentante de la planta.
- $GI_{i,j,h,d,m,\beta}$

Generación ideal nacional de la planta i asociada al precio de escasez β , del generador j , para la hora h , del día d , del mes m .
- $OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$

Obligación Horaria de Energía Firme Ajustada de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d del mes m .
- $PB_{h,d,m}$

Precio de Bolsa nacional para la hora h del día d del mes m .
- $PTB_{h,d,m}$

Precio de las transacciones en bolsa de la hora h , del día d , del mes m .

6.2. Cálculo del valor total de las desviaciones

El valor total de las desviaciones se calculará con la siguiente expresión:

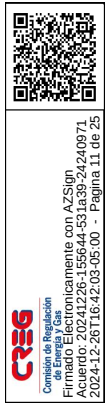
$$DG_{h,d,m} = \sum_{i \in C} VDHOEF_{i,j,h,d,m,\beta}$$

Donde:

- $DG_{h,d,m}$

Total del $VDHOEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ de las plantas i en la hora h del día d en el mes m .
- $VDHOEF_{i,j,h,d,m,\beta}$

Valor de la Desviación de la Obligación Horaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente generador j , de la hora h , del día d del mes m . Este valor corresponde a un pago a efectuar al agente presentante de la planta.



c Subconjunto de plantas *i* (incluye importaciones) para los cuales la variable $VDHOEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ es mayor que cero (0).

7. Ajuste por Precio de Transacción en Bolsa

7.1. Ajuste por el precio de transacción en bolsa para plantas con desviaciones positivas

Para cada planta con $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ y $OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$ mayor a cero (0), se calculará un ajuste de pago o cobro en la hora, así:

$$Ajuste_{i,j,h,d,m,\beta}^{DOHEF} = OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta} \times (PE_{i,j,m,\beta} - PTB_{h,d,m})$$

Donde:

- $Ajuste_{i,j,h,d,m,\beta}^{DOHEF}$ Ajuste de la planta *i* asociada al precio de escasez β , del generador *j*, en la hora *h* del día *d* en el mes *m*.
- $OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$ Obligación Horaria de Energía Firme Ajustada de la planta *i* asociada al precio de escasez β , del agente *j*, en la hora *h*, del día *d* del mes *m*.
- $PE_{i,j,m,\beta}$ Precio de escasez β .
- $PTB_{h,d,m}$ Precio de las transacciones en bolsa de la hora *h*.

Si el valor de la variable $Ajuste_{i,j,h,d,m,\beta}^{DOHEF}$ es positivo corresponde a un pago a efectuar al agente representante de la planta *i*, en caso contrario es un cobro al agente representante de la planta *i*.

7.2. Ajuste por el precio de transacción en bolsa para plantas con desviaciones negativas o iguales a cero

Para cada planta despachada centralmente con $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ menor o igual a cero (0) y $GI_{i,j,h,d,m,\beta}$ mayor que cero, se calculará un ajuste de pago o cobro o en cada hora, así:

$$Ajuste_{i,j,h,d,m,\beta}^{DOHEF} = GI_{i,j,h,d,m,\beta} \times (PE_{i,j,m,\beta} - PTB_{h,d,m})$$

Donde:

- $Ajuste_{i,j,h,d,m,\beta}^{DOHEF}$ Ajuste de la planta *i* del agente *j* asociada al precio de escasez β , en la hora *h* del día *d* en el mes *m*.
- $GI_{i,j,h,d,m,\beta}$ Generación ideal de la planta *i* asociada al precio de escasez β , del generador *j*, para la hora *h*, del día *d*, del mes *m*.
- $PE_{i,j,m,\beta}$ Precio de escasez β .
- $PTB_{h,d,m}$ Precio de las transacciones en bolsa de la hora *h*.

Si el valor de la variable $Ajuste_{i,j,h,d,m,\beta}^{DOHEF}$ es positivo corresponde a un pago a efectuar al agente representante de la planta i , en caso contrario es un cobro al agente representante de la planta i .

7.3. Cálculo del ajuste neto

El valor del ajuste neto del sistema se calcula como sigue:

$$Ajuste_{Neto_{h,d,m}}^{DOHEF} = \sum_{i=1}^n Ajuste_{i,j,h,d,m,\beta}^{DOHEF}$$

Donde:

$Ajuste_{Neto_{h,d,m}}^{DOHEF}$ Ajuste neto en la hora h del día d en el mes m .
 $Ajuste_{i,j,h,d,m,\beta}^{DOHEF}$ Ajuste de la planta i del agente j asociada al precio de escasez β , en la hora h del día d en el mes m .

8. Reglas de cierre de la liquidación

Se determinará el cierre de la liquidación de acuerdo el siguiente proceso.

8.1. Cálculo del valor total

Se calculará el valor total de las Desviaciones Positivas y el ajuste neto de precios de escasez de todo el sistema. Así:

$$VT_{h,d,m} = DG_{h,d,m} + Ajuste_{Neto_{h,d,m}}^{DOHEF}$$

Donde:

$VT_{h,d,m}$ Valor total en la hora h del día d en el mes m .
 $DG_{h,d,m}$ Valor total del $VDHOEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ de las plantas i asociadas al precio de escasez β en la hora h del día d en el mes m .
 $Ajuste_{Neto_{h,d,m}}^{DOHEF}$ Ajuste neto en la hora h del día d en el mes m .

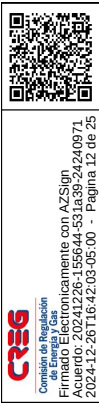
8.2. Cobros a los agentes

Sí el valor $VT_{h,d,m}$ resulta mayor a cero, se realizará el siguiente cobro a cada agente generador j que represente plantas con $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ menor a cero (0).

8.2.1. Magnitud de la Desviación negativa de la Obligación Horaria de Energía Firme

Para cada agente generador j que represente plantas con $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ menor a cero (0), se le calculará la magnitud de la Desviación negativa de la Obligación Horaria de Energía Firme total de sus plantas, y se valorará a la diferencia entre el precio de bolsa nacional y el precio de las transacciones en la bolsa horaria, así:

$$VDOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}^- = |DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}| \times (PB_{h,d,m} - PTB_{h,d,m})$$





CRES
Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20241226-155644-531a39-24240971
2024-12-26T16:42:03-05:00 - Página 13 de 25

$$VDOHEF_{j,h,d,m}^{-} = \sum_{i=1}^n VDOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}^{-}$$

Donde:

- $VDOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}^{-}$ Valoración de la desviación negativa de la Obligación Horaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente generador j , para la hora h , del día d del mes m .
- $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ Desviación de la Obligación Horaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente generador j . Sólo se considerarán las plantas con $DOHEF_{i,j,h,d,m}$ menor que cero.
- $PTB_{h,d,m}$ Precio de las transacciones en bolsa de la hora h .
- $PB_{h,d,m}$ Precio de Bolsa nacional para la hora h del día d del mes m .
- $VDOHEF_{j,h,d,m}^{-}$ Valoración de la desviación negativa de la Obligación Horaria de Energía Firme del agente j asociada al precio de escasez β para la hora h , del día d del mes m .
- i Plantas con $DOHEF_{i,j,h,d,m}$ menor que cero.
- n Número de plantas del agente j con $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ menor que cero.

8.2.2. Determinación del cobro para los agentes

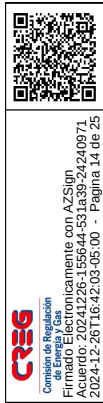
Se asigna un cobro al agente j que represente plantas con $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ menor a cero (0), y se determina la valoración de la desviación negativa de la Obligación Horaria de Energía Firme de todo el sistema para la hora h , del día d del mes m , así:

$$Cobro_{j,h,d,m} = VDOHEF_{j,h,d,m}^{-}$$

$$VDOHEF_{h,d,m}^{-} = \sum_{j=1}^n Cobro_{j,h,d,m}$$

Donde:

- $Cobro_{j,h,d,m}$ Cobro que se le asigna a cada agente generador j que represente plantas con $DOHEF_{i,j,h,d,m}$ menor a cero (0), en la hora h del día d en el mes m .
- $VDOHEF_{h,d,m}^{-}$ Recaudo total del sistema de los generadores que representan plantas con $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ menor a cero (0).
- j Agentes representantes de Plantas i con $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ menor que cero.



n Número de agentes j con plantas con $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$ menor que cero.

En caso de no presentarse ninguna planta con desviación negativa, $DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$, la $VDOHEF_{h,d,m}^- = 0$.

8.2.3. Cierre de la liquidación

Para el cierre de la liquidación se deberá considerar las siguientes reglas:

- a) Si $VDOHEF_{h,d,m}^-$ es menor a $VT_{h,d,m}$, el valor faltante se asignará a los comercializadores a prorrata de la demanda comercial de la hora h , a través de la cuenta de restricciones a quienes se les calculará un valor de $Cobro_{j,h,d,m}$.
- b) Si $VDOHEF_{h,d,m}^-$ es mayor a $VT_{h,d,m}$, el excedente se asignará los comercializadores a prorrata de la demanda comercial de la hora h , a través de la cuenta de restricciones.
- c) Si el valor $VT_{h,d,m}$ resulta menor a cero, el mismo se asignará a los comercializadores a prorrata de la demanda comercial de la hora h , a través de la cuenta de restricciones.

Artículo 2. Modificar la viñeta 2 y derogar la viñeta 3 del Artículo 55 de la Resolución CREG 071 de 2006. Derogar la viñeta 3 y modificar la viñeta 2 del Artículo 55 de la Resolución CREG 071 de 2006 la cual quedará así:

- “Cuando se tenga una plantan con asignaciones de OEF con varios precios de activación diferentes, la generación ideal de la planta será distribuida en proporción a la relación entre en las OEF con precios de activación distintos y la OEF total. Cada fracción será tratada para el cálculo como una planta independiente.”

Artículo 3. Modificar la numeración y el contenido del “Artículo 1. Modificación del literal d. del artículo 8 de la Resolución CREG 026 de 2014”. La numeración y el contenido del “Artículo 1. Modificación del literal d. del artículo 8 de la Resolución CREG 026 de 2014” quedará así:

“Artículo 21A. Modificación del literal d. del artículo 8 de la Resolución CREG 026 de 2012. El literal d. del artículo 8 de la Resolución CREG 026 de 2014 quedará así:

d. La cantidad de energía vendida y embalsada por la planta i en el día t será considerada como generación para el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) de dicha planta. Si el valor sobrepasa las OEF, el excedente se podrá utilizar para cubrir contratos en el mercado secundario de energía firme que tenga la planta.

Para el efecto, en el numeral 1.2 del anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006, la variable Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta de generación i del generador j en el día d del mes m con EVE será:

$$ODEFR_{i,j,d,m} = ODEF_{R071/06} - EVEA_{i,j,d,m}$$

Donde:

$ODEFR_{i,j,d,m}$ Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la unidad o planta de generación i del generador j en el día d del mes m .

$ODEFR_{R071/06}$ Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la unidad o planta de generación i del generador j en el día d del mes m calculada según el numeral 1.2 del anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen.

$EVEA_{i,j,d,m}$ Energía Vendida y Embalsada Ajustada por la planta de generación i del generador j en el día d del mes m que será máximo la EVE que iguale la ODEFR a cero. El exceso de EVE se aplicará para cubrir contratos del mercado secundario que tenga la planta i .

Cuando el precio de bolsa supere el precio escasez activación que le corresponda, el exceso de EVE se considerará, únicamente para efectos del despacho de contratos de respaldo y declaraciones de respaldo, como generación ideal.

En caso de presentarse la condición indicada en el literal a) del numeral 8.2.3 del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, por la aplicación de lo señalado en este literal, se aplicará lo siguiente:

- 1) Se distribuye el costo total en proporción de: i) la diferencia entre las OEF asignadas y la demanda, ii) la EVEA descontada de las obligaciones de los generadores hidráulicos y iii) el valor total de la EGR definida en el artículo 1 de la Resolución CREG 101 058 de 2024.
- 2) El costo por aplicación de este literal corresponde al valor calculado a partir de la proporción del numeral ii) del numeral 1).
- 3) El valor del numeral 2 será asignado a los generadores y comercializadores en proporción de las cantidades compradas en bolsa. La proporción asignada a los generadores se distribuye entre estos a prorrata de sus compras en bolsa y la proporción asignada a los comercializadores se distribuye a prorrata de su demanda comercial y se traslada al componente de restricciones.”

Artículo 4. Modificar la descripción de las variables PEp_{s-1} del Parágrafo 1 y PEp_{s+2} del Parágrafo 2 del artículo 23 de la Resolución CREG 004 de 2003. La descripción de las variables PEp_{s-1} del Parágrafo 1 y PEp_{s+2} del artículo 23 de la Resolución CREG 004 de 2003 quedarán así:

Variable PEp_{s-1} del Parágrafo 1

“ PEp_{s-1} : Precio de escasez ponderado del mes m (PEp_m) que esté vigente para la semana $s-1$. El PEp_m se determinará con los precios de escasez que se hayan activado para la semana $s-1$.”

Variable PEp_{s+2} del Parágrafo 2



Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20241226-155644-531a39-24240971
2024-12-26T16:42:03-05:00 - Página 15 de 25

“ $PE_{p_{s+2}}$: Precio de escasez ponderado del mes m (PE_{p_m}) que esté vigente para la semana $s+2$. El PE_{p_m} se determinará con los precios de escasez que se hayan activado para la semana $s+2$.”

Artículo 5. Modificar la descripción de la variable OEF_m del numeral 4. del Anexo 1 de la Resolución CREG 101 066 de 2024. La descripción de la variable OEF_m del numeral 4. del Anexo 1 de la Resolución CREG 101 066 de 2024 quedará así:

“ OEF_m : Sumatoria de las OEF respaldas mensuales del mes m del periodo cargo 2024-2025 según al Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006. Este valor aplica con independencia del precio del Cargo por Confiabilidad asignado originalmente.”

Artículo 6. Modificación de la descripción de las variables Dem y V del Caso 1 definidas en el artículo 55 de la Resolución CREG 071 de 2006. La descripción de las variables Dem del Caso 1 definidas en el artículo 55 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedara así:

“ Dem Demanda total doméstica del SIN más la reducción de demanda RDV y el programa de racionamiento de la hora h , del día d , del mes m , menos la suma de la Generación Ideal (GI) de plantas no despachadas centralmente para la hora h , del día d , del mes m .”

“ V Plantas Despachadas Centralmente sin OEF y la generación ideal RDV y PRG considerada en el cálculo de las Desviaciones de OEF previstas en el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006”

Artículo 7. Modificación del artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001. El artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001 quedará así:

“Artículo 3. Precio de reconciliación negativa. El precio de Reconciliación Negativa corresponde al valor a devolver por el agente generador cuya generación ideal es superior a su generación real.

El ASIC aplicará las siguientes reglas para determinar el Precio de Reconciliación Negativa (PRN):

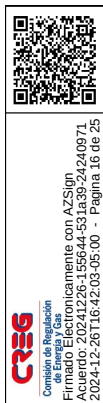
1. Cuando el Precio de Bolsa nacional sea menor o igual al precio de escasez de activación que le aplique.

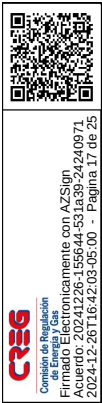
Caso a. Si la $Gr < GI_{nac}$

$$PRN = \frac{(GI_{nac} - Gr) * MPO_{nac} + GI_{tie} * MPO_{tie} + GI_{int} * MPO_{int}}{GI - Gr}$$

Caso b. Si la $Gr > GI_{nac}$ y $Gr < GI_{nac} + GI_{tie}$

$$PRN = \frac{(GI_{nac} + GI_{tie} - Gr) * MPO_{tie} + GI_{int} * MPO_{int}}{GI - Gr}$$





Caso c. Si la $Gr > GI_{nac} + GI_{tie}$

$$PRN = MPO_{int}$$

Donde:

- GI : Generación ideal total. Corresponde a la suma de GI_{nac} , GI_{tie} , GI_{int} de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d , del mes m .
- GI_{nac} : Generación ideal nacional de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h del mes m .
- GI_{tie} : Generación ideal Transacciones Internacionales de Energía (TIE) de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d , del mes m .
- GI_{int} : Generación ideal internacional de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d , del mes m .
- Gr : Generación real de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d , del mes m .
- MPO_{nal} : Máximo precio de oferta nacional
- MPO_{tie} : Máximo precio de oferta incluyendo las TIE
- MPO_{int} : Máximo precio de oferta incluyendo las transacciones internacionales

En caso de que una planta presente asignaciones de OEF activadas a diferentes precios de escasez, se distribuirá la generación real horaria de la planta así:

$$Gr_{i,j,h,d,m,\beta} = Gr_{i,j,h,d,m} \times \frac{OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}}{\sum_{\beta} OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}}$$

Donde:

- $Gr_{i,j,h,d,m,\beta}$: Generación real de la planta i asociada al precio de escasez β , del generador j , para la hora h , del día d , del mes m .
- $Gr_{i,j,h,d,m}$: Generación real de la planta i del generador j , para la hora h , del día d , del mes m .
- $OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$: Obligación Horaria de Energía Firme Ajustada de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente generador j , en la hora h , del día d del mes m .

Las plantas que presenten asignaciones de OEF activadas a un solo precio de escasez β , y para las plantas con OEF no activadas, plantas sin OEF y plantas no despachadas centralmente, la variable $Gr_{i,j,h,d,m,\beta}$ será igual a: $Gr_{i,j,h,d,m}$.



CRREG
Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20241226-155644-531a39-24240971
2024-12-26T16:42:03-05:00 - Página 18 de 25

2. Cuando el Precio de Bolsa nacional sea mayor al precio de escasez de activación que le aplique.

Caso a. Si la $Gr < GI_{nac}$

$$PRN = \frac{(GI_{nac} - Gr) * PTB + GI_{tie} * MPO_{tie} + GI_{int} * MPO_{int}}{GI - Gr}$$

Caso b. Si la $Gr > GI_{nac}$ y $Gr < GI_{nac} + GI_{tie}$

$$PRN = \frac{(GI_{nac} + GI_{tie} - Gr) * MPO_{tie} + GI_{int} * MPO_{int}}{GI - Gr}$$

Caso c. Si la $Gr > GI_{nac} + GI_{tie}$

$$PRN = MPO_{int}$$

Donde:

GI : Generación ideal total. Corresponde a la suma de GI_{nac} , GI_{tie} , GI_{int} de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d , del mes m .

GI_{nac} : Generación ideal nacional de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h del mes m .

GI_{tie} : Generación ideal Transacciones Internacionales de Energía (TIE) de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d , del mes m .

GI_{int} : Generación ideal internacional de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d , del mes m .

Gr : Generación real de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente j , en la hora h , del día d , del mes m .

PTB : Precio de las transacciones en bolsa de la hora h , del día d , del mes m , para el caso que este en aplicación.

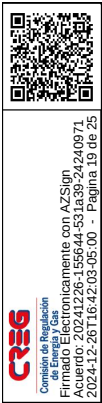
MPO_{tie} : Máximo precio de oferta incluyendo las TIE

MPO_{int} : Máximo precio de oferta incluyendo las transacciones internacionales

En caso de que una planta presente asignaciones de OEF activadas a diferentes precios de escasez, se distribuirá la generación real horaria de la planta así:

$$Gr_{i,j,h,d,m,\beta} = Gr_{i,j,h,d,m} \times \frac{OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}}{\sum_{\beta} OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}}$$

Donde:



$Gr_{i,j,h,d,m,\beta}$	Generación real de la planta i asociada al precio de escasez β , del generador j , para la hora h , del día d , del mes m .
$Gr_{i,j,h,d,m}$	Generación real de la planta i del generador j , para la hora h , del día d , del mes m .
$OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$	Obligación Horaria de Energía Firme Ajustada de la planta i asociada al precio de escasez β , del agente generador j , en la hora h , del día d del mes m .

Las plantas que presenten asignaciones de OEF activadas a un solo precio de escasez β , y para las plantas con OEF no activadas, plantas sin OEF y plantas no despachadas centralmente, la variable $Gr_{i,j,h,d,m,\beta}$ será igual a: $Gr_{i,j,h,d,m}$.

Artículo 8. Modificar el Artículo 56 de la Resolución CREG 071 de 2006. El artículo 56 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedará así:

“Artículo 56. Cargo por Confiabilidad de las Plantas y/o Unidades de Generación no Despachadas Centralmente. Para las Plantas y/o Unidades de Generación no Despachadas Centralmente se aplicarán las siguientes reglas:

- Todos aquellos generadores no despachados centralmente que tengan contratos de venta de energía de conformidad con las disposiciones contenidas en la regulación vigente, deberán producir diariamente la ENFICC declarada de conformidad con las disposiciones contenidas en esta resolución, siempre que al menos durante una de las horas del día se presenten condiciones críticas.
- Cuando la generación real diaria de estos generadores sea menor a la ENFICC declarada, el ASIC incrementará la cuenta por pagar del respectivo agente en un monto igual al producto entre el valor del CERE y la diferencia entre la ENFICC diaria y la generación real diaria utilizada por el ASIC para las transacciones comerciales, este valor será asignado a cada uno de los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial como un menor costo de restricciones que debe ser trasladado a los usuarios finales.
- Para cada una de las horas en las cuales se presenten condiciones críticas y la Planta no Despachada Centralmente tenga contratos de venta de energía a Precio de Bolsa de conformidad con la regulación vigente, el precio del contrato será igual al PTB para la hora respectiva.
- Para los efectos de que trata el anexo 7 de esta resolución, la Obligación Diaria de Energía Firme de las Plantas no Despachadas Centralmente será igual a su Generación Ideal.
- Para los efectos de que trata el anexo 8 de la presente Resolución, las plantas no despachadas centralmente solo recaudan Cargo por Confiabilidad por sus ventas de energía en bolsa.”

Artículo 9. Modificar el Artículo 8 de la Resolución CREG 011 de 2015. El artículo 8 de la Resolución CREG 011 de 2015 quedará así:

“Artículo 8. Compromisos de RD. *Mediante los compromisos de RD el usuario o grupo de usuarios representados por el comercializador, se comprometen a reducir su consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, a cambio de recibir la diferencia del precio de bolsa y el precio de transacción en bolsa (PTB) por la energía reducida.”*

Artículo 10. Modificar el Artículo 14 de la Resolución CREG 011 de 2015. El Artículo 14 de la Resolución CREG 011 de 2015, quedará así:

“Artículo 14. Valores a favor de los usuarios que participan en el programa de RD. *El valor a favor de los usuarios por la participación en el programa de RD será entregado al comercializador, quién será el encargado de pasar a sus usuarios los incentivos de la RD, el valor será el que resulta de aplicar la siguiente expresión:*

$$VF_RD_{c,h,d,m} = RDV_{c,h,d,m} \times (PB_{N,h} - PTB_{h,d,m})$$

Donde:

$VF_RD_{c,h,d,m}$	<i>Valor a favor del comercializador c por la reducción de demanda del programa de RD en la hora h del día d del mes m</i>
$RDV_{c,h,d,m}$	<i>RD verificada del comercializador c en la hora h del día d del mes m</i>
$PB_{N,h}$	<i>Precio de bolsa para atender demanda nacional en la hora h del día d en el mes m que supera el precio de escasez superior</i>
$PTB_{h,d,m}$	<i>Precio de las transacciones en bolsa de la hora h, del día d, del mes m, para el caso que este en aplicación.</i>

Parágrafo: *El costo de la comercialización del programa de RD será asumido por el usuario, el cual será acordado entre el usuario y el comercializador que lo representa.”*

Artículo 11. Modificar el literal a del Artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2015. El literal a del artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2015, quedará así:

“a. *Se calcula el delta de ajuste de remuneración RD de acuerdo con la siguiente expresión:*

$$DRem_{c,h,d,m} = \max\{0, RDV_{c,h,d,m} \times Pof_{RD,c,d,m} - RDV_{c,h,d,m} \times (PB_{N,h} - PTB_{h,d,m})\}$$

$$\Delta_{RD,h,d,m} = \frac{\sum_{c=1}^C DRem_{c,h}}{\sum_{j=1}^M \sum_{h=1}^{24} |DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}| + DNC_{d,m}}$$

Donde:

$DRem_{c,h,d,m}$	<i>Desviación por remuneración de la RD que el comercializador c, en la hora h del día d del mes m, no alcanza a recibir de acuerdo con su precio de oferta</i>
------------------	---



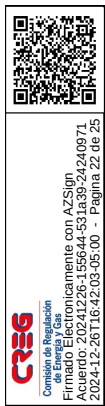
$RDV_{c,h,d,m}$	<i>RD verificada del comercializador c, en la hora h del día d del mes m</i>
$Pof_{RD,c,d,m}$	<i>Oferta de precio del comercializador c para el programa de la RD en el día d del mes m</i>
$PB_{N,h}$	<i>Precio de bolsa para atender demanda nacional en la hora h del día d del mes m que supera el precio de escasez superior</i>
$PTB_{h,d,m}$	<i>Precio de las transacciones en bolsa de la hora h, del día d, del mes m, para el caso que este en aplicación.</i>
$\Delta_{RD,h,d,m}$	<i>Delta de ajuste de remuneración RD en la hora h del día d del mes m</i>
$DOHEF_{i,j,h,d,m,\beta}$	<i>Desviación de la Obligación Horaria de Energía Firme de la planta i asociada al precio de escasez β, del agente generador j; o a la planta i del agente j asociada a la RDV horaria o al PGR verificado de la hora h, del día d del mes m y que es tomado en valor absoluto</i>
$DNC_{d,m}$	<i>Demanda no cubierta en el día d del mes m.</i>
C	<i>Número total C de comercializadores que participan en el programa de la RD en el día d del mes m</i>
D	<i>Número total M de agentes generadores que tienen desviaciones negativas de sus obligaciones de energía firme como resultado de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006</i>

La demanda no cubierta se calcula como sigue:

$$DNC_{d,m} = DC_{d,m} + DDVV_{d,m} + RDV_{d,m} + PGR_{d,m} - \sum_j \sum_i \sum_h OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$$

$DNC_{d,m}$	<i>Demanda no cubierta en el día d del mes m</i>
$OHEFA_{i,j,h,d,m,\beta}$	<i>Obligación Horaria de Energía Firme Ajustada de la planta i asociada al precio de escasez β, del agente generador j, en la hora h, del día d del mes m.</i>
$RDV_{d,m}$	<i>RD verificada en el día d del mes m.</i>
$DDVV_{d,m}$	<i>Demanda desconectable voluntaria verificable en el día d del mes m.</i>
$PGR_{d,m}$	<i>Programa de racionamiento verificado del día d del mes m.</i>
$DC_{h,d,m}$	<i>Demanda Total Doméstica de la hora h, del día d del mes m.</i>

Artículo 12. Modificar las variables C.Referencia_{C,m0} , C.Referencia_{C,m-1} y M del artículo 4 de la Resolución CREG 101 066 de 2024. Las variables C.Referencia_{C,m0} , C.Referencia_{C,m-1} y M del artículo 4 de la Resolución CREG 101 066 de 2024 quedarán así:



- “C. Referencia C_{m0} Costo promedio de referencia para el carbón del mes de junio de 2024, calculado conforme a lo establecido en el artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2022.
- C. Referencia C_{m-2} Costo promedio de referencia para el carbón del mes $m-2$, calculado conforme a lo establecido en el artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2022.
- m Mes para el cual se calcula el PEI.

El ASIC deberá realizar mensualmente la publicación de la variable C. Referencia en su página web.”

Artículo 13. Modificar la descripción de las variables VEB del literal B del Anexo “Procedimiento de Cálculo de Garantías Financieras y Mecanismos Alternativos para Cubrir Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista” de la Resolución CREG 019 de 2006. La descripción de la variable VEB del literal B del Anexo “Procedimiento de Cálculo de Garantías Financieras y Mecanismos Alternativos para Cubrir Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista” de la Resolución CREG 019 de 2006 quedarán así:

“VEB: Valor de la Energía en Bolsa (COP), calculada como el balance descrito por la siguiente fórmula:

$$VEB = (VCONT - CCONT - GENIDEAL + DDACIAL) * Min (PB, PTB)$$

Donde:

CCONT: Compras en Contratos, en kWh, vigentes para el mes a cubrir o para la semana a prepagar. Para el cálculo se utilizará la información de las variables del mercado del último mes liquidado.

VCONT: Ventas en Contratos, en kWh, vigentes para el mes a cubrir o para la semana a prepagar, que sean susceptibles de ser despachados. Para el cálculo se utilizará la información de las variables del mercado del último mes liquidado.

Se entiende por contratos susceptibles de ser despachados aquellos que se encuentran registrados ante el ASIC y que pueden resultar despachados ante cualquier valor de las variables del mercado o de las variables pactadas entre las partes contratantes. Se incluyen, entre otros, a aquellos contratos que son registrados ante el ASIC con condiciones suspensivas, aun cuando tales condiciones no se hayan dado en la fecha en que se realiza el cálculo o actualización de los montos a cubrir. Para todos los contratos que cumplan las anteriores condiciones, debe suponer el ASIC que las mismas se dan y en ese sentido, queda aplicado el criterio de susceptibilidad de despacho.

GENIDEAL: Promedio mensual o semanal, según el caso, de la Generación Ideal del Agente, en kWh, de los últimos tres meses facturados.

DDACIAL: Demanda Comercial mensual o semanal, según el caso, en kWh, calculada con las curvas típicas de demanda para cada submercado o frontera comercial obtenidas de acuerdo con la metodología vigente en la fecha de cálculo. Alternativamente, se podrá utilizar la información histórica disponible en el ASIC.

PB: Precio promedio ponderado de Bolsa, en COP/kWh, de la última semana disponible en la liquidación de transacciones del Mercado de Energía Mayorista

PTB: Promedio ponderado del Precio de Transacción en Bolsa, en COP/kWh, de la última semana disponible en la liquidación de transacciones del Mercado de Energía Mayorista. El PTB para el cálculo corresponde al definido en el artículo 55 de la Resolución CREG 071 de 2006.

Artículo 14. Modificar la descripción de la variable $CCR_{i,d,m}$ del numeral 8.1.1 del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006. La descripción de la variable $CCR_{i,d,m}$ del numeral 8.1.1 del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedará así:

“ $CCR_{i,d,m}$: Compras en contratos de respaldo o en declaraciones de respaldo para la planta o unidad de generación i vigentes en el día d del mes m . La planta o unidad de generación que brinde este tipo de respaldos CCR deberá tener una Disponibilidad Comercial Normal en el día d del mes m , mayor o igual a la suma de sus OEF y al respaldo asociado para el día d .”

Artículo 15. Modificar el artículo 1 de la Resolución CREG 089 de 2018. El artículo 1 de la Resolución CREG 089 de 2018 quedará así:

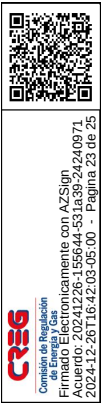
“Artículo 1. Objeto. Mediante esta resolución se definen las reglas para adelantar las auditorías de la información declarada para determinar el precio marginal de escasez definido en la Resolución CREG 140 de 2017.

La condición crítica para la aplicación de lo dispuesto en esta resolución será la que se presente cuando se supere el precio de escasez superior, PES.”

Artículo 16. Derogatorias. Se derogan los artículos 7 y 8 de la Resolución CREG 101 066 de 2024.

Artículo 17. Vigencia. Esta resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto_Resolución_CREG_701_077_2024

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20241226-155644-531a39-24240971

Creación: 2024-12-26 15:56:44

Estado: Finalizado

Finalización: 2024-12-26 16:39:46



Escanee el código
para verificación

Firma: DIRECTOR EJECUTIVO

Antonio Jiménez

13744211

antonio.jimenez@creg.gov.co

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Firma: Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales - OARE

Juan Carlos Bedoya

18519566

jcbedoya@minenergia.gov.co

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_077_2024			
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo: 20241226-155644-531a39-24240971		Creación: 2024-12-26 15:56:44	
Estado: Finalizado		Finalización: 2024-12-26 16:39:46	
TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Firma	Juan Carlos Bedoya jcbedoya@minenergia.gov.co Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatori Ministerio de Minas y Energia	Aprobado	Env.: 2024-12-26 15:56:45 Lec.: 2024-12-26 15:56:53 Res.: 2024-12-26 16:39:02 IP Res.: 191.95.33.17
Firma	Antonio Jimenez antonio.jimenez@creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2024-12-26 16:39:02 Lec.: 2024-12-26 16:39:19 Res.: 2024-12-26 16:39:46 IP Res.: 191.95.50.174