



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 101 051 DE 2024

(13 SEP.2024)

Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994 y 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:

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.

La Constitución Política, en su artículo 333, señala que el Estado, por mandato de la ley, impedirá que se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.

El citado artículo 333 de la Constitución Política, prevé que la libre competencia económica es un derecho de todos, que supone responsabilidades.

De igual forma, el artículo 334 de la Constitución Política, dispone que el Estado intervendrá, también por mandato de la ley, en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

La Ley 142 de 1994, artículo 2, señaló la intervención del Estado en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata dicha ley, en el marco de lo dispuesto por los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para lograr entre otros fines, la libertad de competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante.

Según lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley 143 de 1994, en relación con el servicio público de electricidad, al Estado le corresponde, entre otros aspectos, promover la libre competencia en las actividades del sector, e impedir prácticas



CREG
Comisión de Regulación
de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20241001-160325-ec57c8-76722631
2024-10-04T11:50:44-05:00 - Página 1 de 19

Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado.

El artículo 4 de la Ley 143 de 1994 dispone que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tiene dentro de sus objetivos 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.

Igualmente, el citado artículo 4 de la Ley 143 de 1994 define como objetivo del Estado 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 6, dispuso que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán, entre otros principios, por el de eficiencia, el cual *“obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico”*.

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.

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

La Resolución CREG 025 de 1995 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. Actualmente el Código de Medida se rige por la Resolución CREG 038 de 2014.

El literal del Anexo A-4 “Función Precio en la Bolsa de Energía” de la Resolución CREG 024 de 1995, modificado por el artículo 5 de la Resolución CREG 101 028 de 2022, define la forma de determinar el valor adicional ΔI que hace parte del precio de bolsa para los mercados nacional e internacional.

La Resolución CREG 034 de 2001, modificada por el artículo 9 de la Resolución CREG 044 de 2020, define la metodología para la definición del precio de reconciliación positiva de los generadores térmicos.

Así mismo, el numeral 3.1 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 101 028 de 2022, estableció las condiciones en que se declara la oferta de precios y la oferta de Precios de Arranque-Parada para el Despacho Económico Horario.

El Decreto 929 de 7 de junio de 2023 de 2023 dispuso en su artículo 8 que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, ajustará su regulación así:

(...) ARTÍCULO 8. Adiciónese la Sección 7 en el Capítulo 2, Título III, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, la cual quedará así:

"SECCIÓN 7.

POLÍTICAS PARA LA FORMACIÓN EFICIENTE DE PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA



Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

ARTÍCULO 2.2.3.2.7.1. Lineamientos para la valoración de los recursos de generación de corto plazo. En desarrollo del principio de eficiencia consagrado en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, con el fin de fomentar el uso eficiente de los recursos energéticos del país, así como velar por su aprovechamiento económico y sostenible, dentro de los 3 meses posteriores a la expedición del presente decreto la CREG ajustará la regulación existente con el fin de incorporar los siguientes criterios. (...)

(...) a) Remuneración de costos de arranque y parada en los que efectivamente se incurra durante la operación real. (...)

Por su parte, la Comisión evidenció que la remuneración de la reconciliación positiva de las plantas térmicas no se ajusta a las características y estado de la planta, pese a que dicha información se está declarando en la actualidad con la expedición de la Resolución CREG 101 028 de 2022.

Así mismo, la reglamentación vigente de la remuneración por reconciliación positiva de las plantas térmicas de la Resolución CREG 034 de 2001, no considera el nuevo esquema para la declaración de los costos de arranque y parada por combustible, unidad y estado térmico: frío, tibio y caliente.

En consecuencia, la Comisión encontró conveniente ajustar: (i) la regulación de la remuneración de la reconciliación positiva de las plantas térmicas definida en la Resolución CREG 034 de 2001, para armonizar el concepto que se incorporó en la Resolución CREG 101 028 en donde se consideran los costos de arranque y parada por unidad y estado térmico, y (ii) la regulación que aplica a la definición del precio de bolsa para dar cumplimiento al literal a) del artículo 2.2.3.2.7.1 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 929 de 2023.

Con base en lo anterior, la CREG en su sesión 1319 de 31 de mayo de 2024, acordó expedir el proyecto de Resolución CREG 701 048 de 2024.

Los comentarios y observaciones al proyecto regulatorio antes mencionado, así como sus respuestas, se incorporan en el documento soporte que acompaña la presente resolución.

Con base en lo establecido en el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo y se compila el Decreto 2897 de 2010, se respondió el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, a efectos de evaluar la incidencia en la libre competencia de los mercados de estas medidas. Como resultado se concluyó que esta normativa no es restrictiva de la competencia. Por lo anterior, no se informó a SIC sobre la presente resolución.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1338 del 12 de septiembre de 2024, acordó expedir esta resolución.

R E S U E L V E:

Artículo 1. Modificación del artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001, modificado por la Resolución CREG 044 de 2020 y Resolución CREG 063 de 2020. El artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001 quedará así:



Comisión de Regulación
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20241001-160325-ec57c8-76722631
2024-10-04T11:50:44-05:00 - Página 3 de 19

Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

“Artículo 1. Precio de reconciliación positiva de los generadores térmicos.

Para efectos de establecer el precio de reconciliación positiva de los generadores térmicos, en el contexto de la Resolución CREG-063 de 2000, se tendrán en cuenta los siguientes conceptos:

1. Costos de suministro y transporte de combustibles. *Corresponde a los costos de suministro y transporte de combustibles declarados por los agentes, considerando lo siguiente:*

1.1 Reporte de costos de suministro y transporte de combustibles.

Costo de suministro de combustible (CSC). *Es la parte variable del costo de suministro de combustible, expresado en COP/MBTU, que es posible sustentar.*

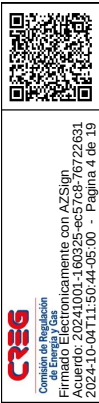
Costo de transporte de combustible (CTC). *Es la parte variable del costo de transporte de combustible, expresado en COP/MBTU, que es posible sustentar.*

El generador térmico deberá declarar ante el ASIC, a las 09:30 horas del día siguiente al de la operación, según formato que defina el ASIC, para la planta o unidad de generación, los valores CSC y CTC del combustible utilizado en la operación.

1.2 Metodología para estimar el valor a incluir en el reporte de costos de suministro y transporte de combustibles.

Para establecer el CSC y el CTC que declara el agente, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1. Metodología 1.** *Aplica a combustibles fósiles sin almacenamiento, tal como el gas natural.*
 - i. Del contrato de suministro principal,** *correspondiente al contrato con el cual se respaldan las OEF para las plantas térmicas que se respaldan con combustibles fósiles sin almacenamiento. En caso de no tener OEF, se tomará el contrato firmado y registrado ante el Gestor del Mercado de Gas en una fecha anterior al registro del contrato de ocasión. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar al ASIC el precio facturado en COP/MBTU.*
 - ii. Del contrato de suministro de ocasión,** *corresponde al contrato firmado y registrado ante el Gestor del Mercado de Gas en una fecha posterior al registro del contrato principal. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar al ASIC el precio facturado en COP/MBTU.*



Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

- 



Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20241001-160325-ec57c8-76722631
2024-10-04T11:50:44-05:00 - Página 5 de 19
- iii. **Del contrato de transporte principal**, correspondiente al contrato con el cual se respaldan las OEF para las plantas térmicas que se respaldan con gas natural. En caso de no tener OEF, se tomará el contrato firmado y registrado ante el Gestor de Gas en una fecha anterior al registro del contrato de ocasión. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar al ASIC el precio facturado en COP/MBTU.
- iv. **Del contrato de transporte de ocasión**, corresponde al contrato firmado y registrado ante el Gestor del Mercado de Gas en una fecha posterior al registro del contrato principal. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar al ASIC el precio facturado en COP/MBTU.

El (los) precio(s) declarado(s) deberá(n) corresponder a el (los) precio(s) de la(s) cantidad(es) nominada(s) por el agente, hasta alcanzar la cantidad requerida para operación, iniciando con la cantidad nominada de menor precio.

El valor CSC y CTC se establecen por parte del agente como el costo promedio ponderado de los precios de los contratos nominados necesarios para la operación. Dicha ponderación será realizada con las cantidades utilizadas, según sea el caso, así:

$$CSC_{p,d} = \frac{\sum_{c=1}^{TCS} PRS_{c,d} \times CCS_{c,d}}{CONS_d}$$

$$CTC_{p,d} = \frac{\sum_{t=1}^{TCS} PRT_{t,d} \times CCT_{t,d}}{CONS_d}$$

Donde:

- CSC_{p,d}:

Costo de Suministro de Combustible para planta p, en el día d
- PRS_{c,d}:

Precio del contrato de suministro c para el día d
- CCS_{c,d}:

Cantidad utilizada del contrato de suministro c para el día d
- c:

Contrato de suministro utilizado
- CTC_{p,d}:

Costo de Transporte de Combustible para planta p, en el día d
- PRT_{c,d}:

Precio del contrato de transporte t para el día d
- CCT_{c,d}:

Cantidad utilizada del contrato de transporte t para el día d
- t:

Contrato de transporte utilizado
- CONS_d:

Consumo del combustible para el día d
- TCS

Número total de contratos de suministro o transporte, según corresponda

En el caso de que el agente aplique contratos de ocasión, el agente considerará como costo CSC y CTC el valor del contrato de ocasión,

Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

incrementado en un 50% de la diferencia positiva entre el precio del contrato principal y el precio del contrato de ocasión. En ningún caso, el precio del contrato de ocasión declarado más el incremento podrá ser superior al precio del contrato principal.

En el caso de los combustibles que les aplique la metodología 2, el CSC incluye el costo variable de transporte, con excepción del GNI que se le aplicará lo definido en la metodología 1 para el caso del transporte.

Para el caso de que una planta de generación opere con combustibles diferentes, de tal forma que se encuentran en los grupos de la metodología 1 y la metodología 2, se le aplicará la metodología respectiva a cada combustible.

2. **Metodología 2.** *Aplica a combustibles fósiles con almacenamiento, tales como el Gas Natural Importado (GNI), carbón (CM), Diesel Oil (DO), Fuel Oil (FO) y GLP.*
- i. **Del contrato de suministro principal,** *correspondiente al contrato con el cual se respaldan las OEF para las plantas térmicas que se respaldan con combustibles fósiles con almacenamiento. En caso de no tener OEF, se tomará el contrato firmado y registrado ante el Gestor del Mercado de Gas, en caso de que le aplique, en una fecha anterior al registro del contrato de ocasión. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar al ASIC el precio facturado en COP/MBTU.*
 - ii. **Del contrato de suministro de ocasión,** *corresponde al contrato firmado y registrado ante el Gestor del Mercado de Gas, en caso de que le aplique, en una fecha posterior al registro del contrato principal. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar al ASIC el precio facturado en COP/MBTU.*

El costo CSC declarado deberá corresponder al promedio ponderado por las cantidades de combustible recibidos durante el mes que se liquida.

Si durante el mes que se liquida no se tienen compras de combustibles, se tomará la información del último mes en el que se haya recibido combustible.

Los precios declarados por el agente deberán considerar los mismos componentes que se tienen en la factura.

En el caso de que el agente aplique contratos de ocasión, el agente considerará como costo CSC y CTC el valor del contrato de ocasión, incrementado en un 50% de la diferencia positiva entre el precio del contrato principal y el precio del contrato de ocasión. En ningún caso, el precio del



Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

contrato de ocasión declarado más el incremento podrá ser superior al precio del contrato principal.

En el caso de los combustibles que les aplique la metodología 2, el CSC incluye el costo variable de transporte, con excepción del GNI que se le aplicará lo definido en la metodología 1 para el caso del transporte.

Para el caso de que una planta de generación opere con combustibles diferentes, de tal forma que se encuentran en los grupos de la metodología 1 y la metodología 2, se le aplicará la metodología respectiva a cada combustible.

1.3 Facturación de la reconciliación positiva

La facturación que se adelanta en el mes m+1 de la Reconciliación Positiva del mes m, se hará con los precios declarados, si no se han reportado las facturas. En el mes m+2 se harán los ajustes a la facturación de la Reconciliación Positiva del mes m, considerando los reportes de los agentes al ASIC de la CSC y CTC en COP/MBTU de acuerdo con la factura real pagada por el agente generador, declaración que se realizará en los formatos definidos por el ASIC.

2. Costos de operación y mantenimiento (COM). *Es la parte variable del costo de operación y mantenimiento, expresado en COP/MWh, fijado en los siguientes valores, por tipo de tecnología:*

Tecnología	COM (COP_{Dic/2019}/MWh)
Térmica a Gas	11.999
Térmica a Carbón	24.602
Térmica Otros Combustibles	18.302

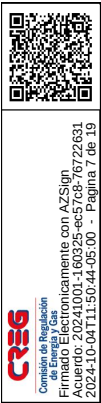
El COM se actualizará mensualmente con el último IPC disponible al momento de la liquidación.

3. Otros costos variables (OCV). *Corresponde a los siguientes costos variables calculados por el ASIC, expresado en COP/MWh:*

- CEE (CERE);*
- FAZNI;*
- Aportes Ley 99 de 1993;*
- Costo unitario por servicio de AGC, descontando la parte correspondiente de la reconciliación negativa, según se define en el artículo 3 de la Resolución CREG 063 de 2000, proporcional a la generación programada del agente (estimado y luego corregido con asignación real).*

4. Precio de reconciliación positiva. *El precio de reconciliación positiva de un generador térmico será igual a:*

$$PR = \text{Min}[(CSC + CTC + COM + OCV); \text{PreciodeOferta}] + \frac{\Delta Par}{GSA}$$



Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

Donde

$$\Delta Par = \sum_{z=1}^l Par_{real_z} - Min \left[\sum_{z=1}^l Par_z ; \sum_{z=1}^l Par_{real_z} \right]$$

Así mismo, donde:

- GSA

MW's totales de generación de seguridad fuera del despacho ideal durante el día, asociada con los arranques.
- ΔPar

Costos de Arranque-Parada no cubiertos en el Despacho Ideal del generador térmico.
- Par_z

Precios de oferta de arranque-parada z del generador térmico remunerados en el Despacho Ideal, de conformidad con lo establecido en el Anexo A-4 de la Resolución CREG 024 de 1995 (o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan).
- Par_{real_z}

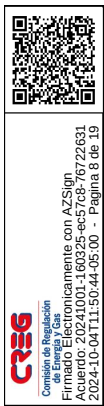
Precios de oferta de arranque-parada z del generador térmico en los que se haya incurrido en la operación real. En caso de presentarse transiciones entre configuraciones de una planta de ciclo combinado, el arranque-parada de la nueva configuración será valorado como la suma de los precios de arranque-parada, según estado, de unidades adicionales entre la configuración del período t y la configuración del período t-1. Esta variable será igual a cero si la planta y/o unidad térmica arrancó desde un día anterior y continúa generando.
- Si el arranque de la planta y/o unidad de generación no es producto de una instrucción del CND por seguridad y/o economía del SIN, no se tendrá en cuenta.
- Así mismo, sólo se remunerará el arranque de la planta y/o unidad de generación si luego de la rampa de encendido, la misma permanece con generación mayor o igual a su mínimo técnico durante al menos un periodo de tiempo en que se fracciona el día en el Despacho Económico. Lo anterior, excepto si por instrucción del CND la planta no puede cumplir con este tiempo, en cuyo caso el arranque será remunerado.
- l

Número de arranques de la planta. Si el arranque de la planta j se requiere únicamente para cumplir la generación en pruebas solicitadas por los agentes en los períodos siguientes al arranque, no se tiene en cuenta el arranque.
- CSC

Costo de suministro de combustible
- CTC

Costo de transporte de combustible
- COM

Costo de operación y mantenimiento



Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

OCV Otros costos variables

Parágrafo 1. Las inflexibilidades asociadas con generación de seguridad se liquidarán a precio de reconciliación positiva.

Parágrafo 2. De no existir declaración antes de las 9:30 horas del día correspondiente, el ASIC mantendrá los últimos valores declarados por el agente.

De no haber declaración previa de las variables CSC y CTC (en COP/MBTU) para el combustible utilizado, el ASIC asumirá como valores declarados cero (0) COP/MBTU.

Parágrafo 3. El presente artículo no aplica para las importaciones efectuadas a través de interconexiones internacionales.

Parágrafo 4. El agente deberá desarrollar una metodología replicable para calcular el Par declarado en la oferta, la cual deberá actualizar cada vez que corresponda y enviar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, cuando esta lo requiera para que dicha entidad ejerza inspección, vigilancia y control.

Así mismo, cuando se presenten incrementos entre declaraciones del Par mayores al 20%, el agente debe remitir la justificación a la SSPD, para que dicha entidad realice las averiguaciones pertinentes si lo considera. El CND debe notificar y reportar a la SSPD de dicha situación.”

Artículo 2. Modificación de los apartes “Oferta de Precios” y “Precios de Arranque-Parada” del numeral 3.1 del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, modificados por el artículo 1 de la Resolución CREG 101 028 de 2022. Los apartes “Oferta de Precios” y “Precios de Arranque-Parada” del numeral 3.1 del anexo denominado Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 quedarán así:

"3.1 INFORMACIÓN BÁSICA (...)

“Oferta de Precios

Para el Despacho Económico Horario, las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, una única oferta de precio a la Bolsa de Energía para las veinticuatro (24) horas (expresada en valores enteros de \$/MWh) por cada recurso de generación, exceptuando las cadenas hidráulicas: Paraíso y Guaca; Troneras, Guadalupe 3 y Guadalupe 4; Alto Anchicayá y Bajo Anchicayá; que harán ofertas de precio en forma integral por cadena. También se exceptúan los enlaces Internacionales que participen en el Mercado de Energía Mayorista, los cuales podrán hacer ofertas horarias de precio.

En el caso de las plantas térmicas de ciclo combinado, éstas ofertarán un precio para las 24 horas (expresada en valores enteros de COP\$/MWh) por cada configuración que esté disponible para la operación.



CREG
Comisión de Regulación
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20241001-160325-ec57c8-76722631
2024-10-04T11:50:44-05:00 - Página 9 de 19

Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

Si a las 08:00 horas el CND no ha recibido ofertas de precio a la Bolsa de Energía de uno o más generadores, o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá las ofertas de precios a la Bolsa de Energía que se presentaron para cada unidad, planta de generación o planta térmica de ciclo combinado según las configuraciones disponibles, el día anterior, o la última oferta de precios a la Bolsa de Energía válida, aplicando los criterios establecidos en el presente numeral. En caso de no contar con una oferta válida, se asume como cero el precio de oferta.

Cuando dos o más recursos o configuraciones disponibles de plantas térmicas con ciclo combinado tengan precio de oferta igual, el CND aplicará un desempate a las ofertas de precio mediante un proceso aleatorio equiprobable. Esta regla aplica también para el Servicio de AGC.

Precios de Arranque-Parada.

Las empresas generadoras con plantas y/o unidades térmicas ofertarán en el último día de los meses de diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año sus precios de arranque-parada al CND, antes de las 8:00 horas, expresados en valores enteros de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica (USD) por cada recurso de generación. Para pasar a pesos (COP) el CND y el ASIC tomarán la TRM del día anterior a la realización del despacho, tomando los valores enteros en esta moneda.

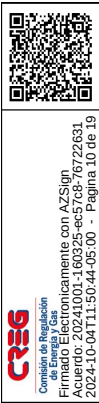
Los precios de arranque-parada se podrán ofertar por: tipo de combustible, unidad de generación y estado térmico, con sujeción al Acuerdo del Consejo Nacional de Operación (C.N.O.) y aquellos que lo adicionen, modifiquen o sustituyan. Además, diariamente al mismo tiempo que hacen la oferta de precios a la Bolsa de energía deberán informar los combustibles y las configuraciones con que se debe considerar cada recurso de generación en el despacho.

En el caso de las plantas térmicas de ciclo combinado se deberá declarar el combustible de cada configuración disponible que se debe considerar en el despacho económico y redespacho para la selección de la configuración para la operación.

Cuando un generador no oferte los precios de arranque-parada en las condiciones aquí establecidas, el CND asumirá lo siguiente:

- i. Si no declaran la configuración para la primera vez, se tomará la primera configuración declarada según acuerdos del C.N.O. Para las siguientes veces se tomará la última declarada.*
- ii. Si no ofertan precios de arranque-parada para la primera vez, se asume como cero el precio de oferta de arranque-parada, hasta que sea declarado al CND. Para las siguientes veces se tomará el último valor ofertado.*

Cuando una planta nueva entre en operación comercial o una planta adicione otro combustible principal o sustituto, se podrán ofertar los precios de arranque-parada una vez inicie su operación comercial y continuarán ofertando los precios de



Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

arranque-parada en el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año.

Parágrafo. *La oferta de precios de arranque-parada de plantas y/o unidades térmicas se deberá hacer por unidad y por estado: frío, tibio y caliente. Dicha oferta se hará el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año.”*

Artículo 3. Modificar el literal d del Anexo A-4 “Función Precio en la Bolsa de Energía” de la Resolución CREG 024 de 1995. El literal d del Anexo A-4 de la Resolución CREG 024 de 1995, modificado por el artículo 5 de la Resolución CREG 101 028 de 2022, quedará así:

“d. Se determinarán los valores adicionales (ΔI) para los mercados nacionales e internacionales de la siguiente forma:

- Para atención de la Demanda Total Doméstica, el Valor Adicional para la Demanda Total Doméstica (ΔI_N) se calculará conforme a la siguiente ecuación:*

$$\Delta I_N = \frac{\sum_{j=1}^{NP} (\max(0, DF_{N,j}) + DI_{N,j})}{\sum_{i=1}^{24} D_{N,i}}$$

Donde:

$$DF_{N,j} = W_j \times \min \left[\sum_{z=1}^l Par_{j,z}; \sum_{z=1}^l Par_{real_{j,z}} \right] - \sum_{i=1}^{24} GF_{N,j,i} \times (MPO_{N,i} - Pof_j)$$

$$DI_{N,j} = W_j \times DI_j$$

$$DI_j = \sum_{i=1}^{24} GI_{N,j,i} \times (\max(MPO_{N,i}, RP_j) - MPO_{N,i}) \\ + \sum_{i=1}^{24} GI_{I,j,i} \times (\max(MPO_{I,i}, RP_j) - MPO_{I,i}) \\ + \sum_{i=1}^{24} GI_{K,j,i} \times (\max(MPO_{K,i}, RP_j) - MPO_{K,i})$$

$$W_j = \frac{\sum_{i=1}^{24} G_{N,j,i}}{\sum_{i=1}^{24} G_{j,i}}$$

$D_{N,i}$ Demanda Total Doméstica en la hora i .

$DF_{N,j}$ Costos no cubiertos por concepto de arranque y parada de la planta j para atender Demanda Total Doméstica.



CREG
Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20241001-160325-ec57c8-76722631
2024-10-04T11:50:44-05:00 - Página 11 de 19

Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

$DI_{N,j}$ Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta j para atender Demanda Total Doméstica.

NP Número de plantas térmicas.

$Par_{j,z}$ Precios de oferta de arranque – parada z de la planta j resultantes del Despacho Ideal. En caso de presentarse transición entre configuraciones de una planta de ciclo combinado, el arranque – parada de la nueva configuración será valorado como la suma de los precios de arranque – parada, según estado térmico: frío, tibio o caliente, de unidades adicionales entre la configuración del período t y la configuración del período $t-1$. Será cero si la planta solo opera en el despacho ideal.

En caso de que no se presente Generación de Seguridad fuera de mérito, la sumatoria de esta variable será igual a la sumatoria del **$Par_{real,j,z}$**

$Par_{real,j,z}$ Precios de oferta de arranque-parada z de la planta j en los que se haya incurrido en la operación real. En caso de presentarse transición entre configuraciones de una planta de ciclo combinado, el arranque – parada de la nueva configuración será valorado como la suma de los precios de arranque – parada, según estado térmico: frío, tibio o caliente, de unidades adicionales entre la configuración del período t y la configuración del período $t-1$.

Si el arranque de la planta y/o unidad de generación no es producto de una instrucción del CND por seguridad y/o economía del SIN, no se tendrá en cuenta.

Así mismo, sólo se remunerará el arranque de la planta y/o unidad de generación si luego de la rampa de encendido, la misma permanece con generación mayor o igual a su mínimo técnico durante al menos un periodo de tiempo en que se fracciona el día en el Despacho Económico. Lo anterior, excepto si por instrucción del CND la planta no puede cumplir con este tiempo, en cuyo caso el arranque será remunerado.

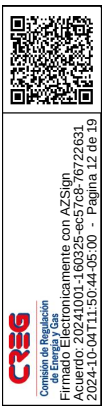
l Número de arranques de la planta j . Si el arranque de la planta j se requiere únicamente para cumplir la generación en pruebas solicitadas por los agentes en los periodos siguientes al arranque, no se tiene en cuenta el arranque.

$GF_{N,j,i}$ Variable igual a 0 si la planta j es inflexible en la hora i , en caso contrario es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender Demanda Total Doméstica.

$MPO_{N,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender la Demanda Total Doméstica en la hora i .

Pof_j Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta j .

$GI_{N,j,i}$ Si la planta j es inflexible en la hora i la variable es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender Demanda Total Doméstica. En caso contrario es igual a 0. Si la planta j en la hora i se encuentra en pruebas solicitadas por los agentes y toda la generación ideal de la planta corresponde a generación en pruebas ($MinIdeal_{ij}$) este valor es cero. En caso de que la planta en pruebas no tenga asociada toda su generación ideal en pruebas y la planta j sea inflexible en la hora i , esta variable será igual a la siguiente expresión:



Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

$$GI_{N,j,i} = Máx \left[0, \left(G_{N,j,i} - \sum_{u=1}^{TUP} MinIdeal_u \right) \right] \quad \therefore u \in j$$

Donde:

$G_{N,j,i}$: Generación ideal de la planta j para atender la Demanda Total Doméstica en la hora i

$MinIdeal_u$: Cantidad mínima a programar en el Despacho Ideal para la unidad u en pruebas de la planta j

TUP : Total de unidades en pruebas de la planta j

RP_j Precio de Reconciliación Positiva calculado para la planta j sin incluir los costos de arranque y parada.

DI_j Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta j .

GI_{I,j,i} Si la planta j es inflexible en la hora i la variable es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado. En caso contrario es igual a 0. Si la planta j en la hora i se encuentra en pruebas solicitadas por los agentes y toda la generación ideal de la planta corresponde a generación en pruebas ($MinIdeal_u$) este valor es cero. En caso de que la planta en pruebas no tenga asociada toda su generación ideal en pruebas y la planta j sea inflexible en la hora i , esta variable será igual a la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} & \text{Si } \sum_{u=1}^{TUP} MinIdeal_{u,j,i} \leq G_{N,j,i} \\ & \quad GI_{I,j,i} = G_{T,j,i} \\ & \text{Si } G_{N,j,i} < \sum_{u=1}^{TUP} MinIdeal_{u,j,i} < (G_{N,j,i} + G_{T,j,i}) \\ & \quad GI_{I,j,i} = \left[G_{T,j,i} - \left(\sum_{u=1}^{TUP} MinIdeal_{u,j,i} - G_{N,j,i} \right) \right] \quad \therefore u \in j \\ & \text{Si } \sum_{u=1}^{TUP} MinIdeal_{u,j,i} \geq (G_{N,j,i} + G_{T,j,i}) \\ & \quad GI_{I,j,i} = 0 \end{aligned}$$

Donde:

$G_{T,j,i}$ Generación ideal de la planta j para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado en la hora i

GI_{K,j,i} Si la planta j es inflexible en la hora i la variable es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda no Doméstica. En caso contrario es igual a 0. Si la planta j es la hora i se encuentra en pruebas



Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

solicitadas por los agentes y toda la generación ideal de la planta corresponde a generación en pruebas ($MinIdeal_u$) este valor es cero. En caso de que la planta en pruebas no tenga asociada toda su generación ideal en pruebas y la planta j sea inflexible en la hora i , esta variable será igual a la siguiente expresión:

$$\text{Si } \sum_{u=1}^{TUP} MinIdeal_{u,j,i} \leq G_{N,j,i}$$

$$GI_{K,j,i} = G_{I,j,i}$$

$$\text{Si } G_{N,j,i} < \sum_{u=1}^{TUP} MinIdeal_{u,j,i} < (G_{N,j,i} + G_{T,j,i})$$

$$GI_{K,j,i} = G_{I,j,i}$$

$$\text{Si } \sum_{u=1}^{TUP} MinIdeal_{u,j,i} \geq (G_{N,j,i} + G_{T,j,i})$$

$$GI_{K,j,i} = \left[G_{I,j,i} - \left(\sum_{u=1}^{TUP} MinIdeal_{u,j,i} - (G_{N,j,i} + G_{T,j,i}) \right) \right] \quad \therefore u \in j$$

Dónde:

$GI_{j,i}$: Generación ideal de la planta j para atender la Demanda no Doméstica en la hora i

$MPO_{I,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado en la hora i .

$MPO_{K,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda no Doméstica en la hora i .

W_j Porcentaje de la generación ideal de la planta j que atiende la Demanda Total Doméstica.

$G_{N,j,i}$ Generación ideal de la planta j para atender la Demanda Total Doméstica en la hora i .

$G_{j,i}$ Generación ideal de la planta j en la hora i .

En el caso en que la Generación ideal de la planta j en el día sea igual a cero, el porcentaje de la generación ideal de la planta j que atiende la Demanda Total Doméstica (W_j) será igual a cero.

- **Para atención de la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o la Demanda No Doméstica**, el Valor adicional para la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o la Demanda No Doméstica (ΔI_i) se calculará conforme a la siguiente ecuación:

$$\Delta I_i = \frac{\sum_{j=1}^{NP} (\max(0, DF_{I+K,j}) + DI_{I+K,j})}{\sum_{i=1}^{24} DI_i}$$



Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

Donde:

$$DF_{I+K,j} = (1 - W_j) \times \text{Min} \left[\sum_{z=1}^l Par_{j,z} ; \sum_{z=1}^l Par_{real_{j,z}} \right] - \sum_{i=1}^{24} GF_{I,j,i} \times (MPO_{I,i} - Pof_j) - \sum_{i=1}^{24} GF_{K,j,i} \times (MPO_{K,i} - Pof_j)$$

$$DI_{I+K,j} = (1 - W_j) \times DI_j$$

$DI_{I,i}$ Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica en la hora i .

$DF_{I+K,j}$ Costos no cubiertos por concepto de arranque y parada de la planta j para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y la Demanda no Doméstica.

$DI_{I+K,j}$ Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta j para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y la Demanda no Doméstica.

NP Número de plantas térmicas.

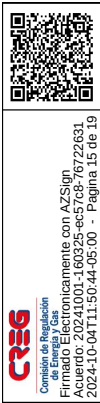
$Par_{j,z}$ Precios de oferta de arranque – parada z de la planta j resultantes del Despacho Ideal. En caso de presentarse transición entre configuraciones de una planta de ciclo combinado, el arranque – parada de la nueva configuración será valorado como la suma de los precios de arranque – parada, según estado térmico: frío, tibio o caliente, de unidades adicionales entre la configuración del período t y la configuración del período $t-1$. Será cero si la planta solo opera en el despacho ideal.

En caso de que no se presente Generación de Seguridad fuera de mérito, la sumatoria de esta variable será igual a la sumatoria del **$Par_{real_{j,z}}$**

$Par_{real_{j,z}}$ Precios de oferta de arranque-parada z de la planta j en los que se haya incurrido en la operación real. En caso de presentarse transición entre configuraciones de una planta de ciclo combinado, el arranque – parada de la nueva configuración será valorado como la suma de los precios de arranque – parada, según estado térmico: frío, tibio o caliente, de unidades adicionales entre la configuración del período t y la configuración del período $t-1$.

Si el arranque de la planta y/o unidad de generación no es producto de una instrucción del CND por seguridad y/o economía del SIN, no se tendrá en cuenta.

Así mismo, sólo se remunerará el arranque de la planta y/o unidad de generación si luego de la rampa de encendido, la misma permanece con generación mayor o igual a su mínimo técnico durante al menos un periodo de tiempo en que se fracciona el día en el Despacho Económico. Lo anterior,



Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

excepto si por instrucción del CND la planta no puede cumplir con este tiempo, en cuyo caso el arranque será remunerado.

l Número de arranques de la planta *j*. Si el arranque de la planta *j* se requiere únicamente para cumplir la generación en pruebas solicitadas por los agentes en los periodos siguientes al arranque, no se tiene en cuenta el arranque.

GF_{L,j,i} Variable igual a 0 si la planta *j* es inflexible en la hora *i*, en caso contrario es igual a la Generación ideal de la planta *j* en la hora *i* para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado.

MPO_{I,i} Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado en la hora *i*.

Pof_j Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta *j*.

GF_{K,j,i} Variable igual a 0 si la planta *j* es inflexible en la hora *i*, en caso contrario es igual a la Generación ideal de la planta *j* en la hora *i* para atender la Demanda no Doméstica.

MPO_{K,i} Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda no Doméstica en la hora *i*.

DI_j Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta *j*.

W_j Porcentaje de la generación ideal de la planta *j* que atiende la Demanda Total Doméstica.

En el caso en que la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica en el día sea igual a cero, el Valor adicional para la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o la Demanda No Doméstica (ΔI_I) será igual a cero.”

Parágrafo. La descripción de la variable *Par_j* que se tiene en los Anexos 3, 4 y 5 de la Resolución CREG 004 de 2003 quedará así:

*“Par_j: Precios de arranque-parada del recurso *j*. En caso de presentarse transiciones entre configuraciones de una planta de ciclo combinado, el arranque-parada de la nueva configuración será valorado como la suma de los precios de arranque-parada, según estado térmico: frío, tibio o caliente, de unidades adicionales entre la configuración del período *t* y la configuración del período *t-1*.”*

Artículo 4. Modifíquese la variable *PRR_j* de los Anexos 3 y 4 de la Resolución CREG 004 de 2003, y el Anexo 4 de la Resolución CREG 014 de 2004. La variable *PRR_j* de los anexos 3 y 4 de la Resolución CREG-004 de 2003 y del Anexo 4 de la Resolución CREG 014 de 2004, modificada por la Resolución CREG 145 de 2019, quedará así:

“PRR_j: Promedio ponderado horario del precio de reconciliación positiva, informado por el ASIC al CND. Para cada planta de generación hidráulica y de generación variable, se tomará el periodo correspondiente a la última



Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas al literal a) del artículo 2.2.3.2.71 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el artículo 8 del Decreto 0929 de 2023, para el ajuste de las reglas de los costos de arranque – parada de la Resolución CREG 034 de 2001 y se dictan disposiciones

semana de liquidación para cada recurso, en la que se hayan aplicado dichos valores. Para cada generador térmico se tomarán las variables CSC, CTC, COM y OCV de la última semana de liquidación y el precio de oferta. Para este caso la variable ΔPar será el precio de arranque-parada asociado a la máxima disponibilidad declarada para el despacho programado, cuyo valor se distribuirá entre la generación de seguridad resultante del despacho programado.”

Artículo 5. Tiempo de implementación. El CND y el ASIC tendrán un plazo de diez (10) semanas contadas a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para realizar la implementación de las reglas en los diferentes aplicativos del CND y el ASIC y la adecuación de la formulación matemática de los procesos de liquidación; esto con el fin de dar cumplimiento a las reglas de la presente resolución.

Artículo 6. Vigencia y derogatorias. La presente resolución modifica las siguientes normas:

- a) El artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001, modificado por la Resolución CREG 044 de 2020 y la Resolución CREG 063 de 2020;
- b) Los apartes “Oferta de Precios” y “Precios de Arranque-Parada” del numeral 3.1 del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, modificados por el artículo 1 de la Resolución CREG 101 028 de 2022;
- c) El literal “d” del Anexo A-4 “Función Precio en la Bolsa de Energía” de la Resolución CREG 024 de 1995, literal modificado por el artículo 5 de la Resolución CREG 101 028 de 2022.
- d) La descripción de la variable *Parj* que se tiene en los Anexos 3, 4 y 5 de la Resolución CREG 004 de 2003.
- e) La variable *PRRj* de los Anexos 3 y 4 de la Resolución CREG-004 de 2003 y del Anexo 4 de la Resolución CREG 014 de 2004, modificada por la Resolución CREG 145 de 2019.

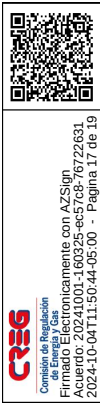
La entrada en vigencia de la presente resolución será a partir de su publicación en el *Diario Oficial*, no obstante, su aplicación será a partir del vencimiento del plazo de que trata el artículo 5 de esta resolución otorgado al CND y al ASIC para implementar las reglas de que trata esta resolución.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a los 12 días de septiembre de 2024

OMAR ANDRÉS CAMACHO MORALES
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO JIMENEZ RIVERA
Director Ejecutivo



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Resolución_CREG_101_051_2024

Comisión de Regulación de Energía y Gas
gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20241001-160325-ec57c8-76722631

Creación: 2024-10-01 16:03:25

Estado: Finalizado

Finalización: 2024-10-04 11:50:43



Escanee el código
para verificación

Firma: Firmante

OMAR ANDRÉS CAMACHO MORALES

80238440

oacamacho@minenergia.gov.co

MINISTRO

Ministerio de Minas y Energía

Firma: Firmante

Antonio Jiménez

13744211

antonio.jimenez@creg.gov.co

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Revisión: Revisión

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			
Resolución_CREG_101_051_2024			
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo: 20241001-160325-ec57c8-76722631		Creación: 2024-10-01 16:03:25	Escanee el código para verificación
Estado: Finalizado		Finalización: 2024-10-04 11:50:43	
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.: 2024-10-01 16:03:27 Lec.: 2024-10-01 16:04:38 Res.: 2024-10-01 19:02:20 IP Res.: 186.31.203.231
Firma	Antonio Jimenez antonio.jimenez@creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2024-10-01 19:02:20 Lec.: 2024-10-01 19:02:35 Res.: 2024-10-03 13:53:32 IP Res.: 191.95.22.167
Firma	OMAR ANDRES CAMACHO MORALES oacamacho@minenergia.gov.co MINISTRO Ministerio de Minas y Energía	Aprobado	Env.: 2024-10-03 13:53:32 Lec.: 2024-10-03 13:53:42 Res.: 2024-10-04 11:50:43 IP Res.: 146.75.208.2