



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 048 DE 2024

(31 MAY. 2024)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión No. 1319 del 31 de mayo de 2024, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución durante quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG.

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

Los interesados podrán dirigir sus comentarios al director ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, al correo electrónico creg@creg.gov.co, identificando el mensaje con el siguiente asunto: “*Proyecto de resolución 701 048 de 2024 – Precio de Arranque - Parada*”.

Al vencimiento de la consulta pública, la CREG determinará si el proyecto debe ser informado a la Superintendencia de Industria y Comercio, para el ejercicio de la Abogacía de la Competencia, con fundamento en las disposiciones del Decreto 1074 de 2015, artículo 2.2.2.30.5.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

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, se ajustan 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.



CREG
Comisión de Regulación
de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240606-103724-0be596-98558023
2024-06-06T16:59:21-05:00 - Página 1 de 12

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 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.



CREG
Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240606-103724-0be596-98558023
2024-06-06T16:59:21-05:00 - Página 2 de 12

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.

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 para el Despacho Económico Horario.

El Decreto 0929 de 7 de junio de 2023 de 2023 dispuso en su artículo 8 que la 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

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, se encuentra que la remuneración de la reconciliación positiva de las plantas térmicas no se ajusta a las características y estado de la planta, que es una información que 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 se encuentra conveniente ajustar 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 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 Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión 1319 de 31 de mayo de 2024, acordó expedir la presente resolución.

R E S U E L V E:

Artículo 1. Modificación del artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001, modificado por el artículo 9 de la Resolución CREG 044 de 2020. El artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001 quedará así:

“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.

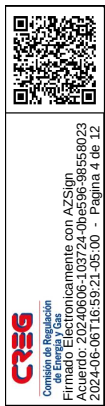
Costo de transporte de combustible (CTC). Es la parte variable del costo de transporte de combustible, expresado en COP/MWh, que es posible sustentar.

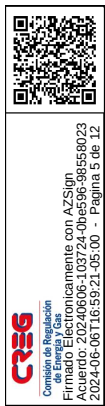
El generador térmico deberá declarar ante el ASIC, a las 09:30 horas del día siguiente al de la operación, según formato que defina el ASIC, para la planta o unidad de generación, los valores CSC y CTC del combustible utilizado en la operación.

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 el 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 el ASIC el precio facturado en COP/MBTU.
- iii. **Del contrato de transporte principal**, correspondiente al contrato con el cual se respaldan la 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 Gesto 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 el 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 el 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



C236
Comisión de Regulación
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240606-103724-0be596-98558023
2024-06-06T16:59:21-05:00 - Página 6 de 12

- 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

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

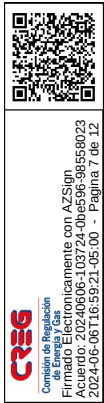
En el caso de los combustibles que les aplique la metodología 2, el CSC incluye el costo variable de transporte, con excepción del GNI que se le aplicará lo definido en la metodología 1 para el caso del transporte.

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 el 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 el 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 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.

1.2 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:

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

Donde

GSA MW's totales de generación de seguridad fuera del despacho ideal durante el día, asociada con dicho arranque.

Par Precios de Arranque-Parada ofertados para la configuración, combustible y su estado térmico, conforme el numeral 3.1 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 (o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan).

Será igual a cero si: i) el arranque se ha incluido en el despacho ideal o ii) la planta y/o unidad térmica arrancó desde un día anterior y continúa generando.

CSC Costo de suministro de combustible
CTC Costo de transporte de combustible
COM Costo de operación y mantenimiento
OCV Otros costos variables

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

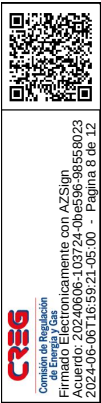
Parágrafo 2. De no existir declaración antes de las 9:30 horas del día correspondiente, el ASIC mantendrá los últimos valores declarados por el agente.

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 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 del aparte “Precios de Arranque-Parada” del numeral 3.1 del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 101 028 de 2022. El aparte “Precios de Arranque-Parada” del numeral 3.1 del anexo denominado Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

"3.1 INFORMACIÓN BÁSICA (...)

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 (US\$) por cada recurso de generación. Para pasar a pesos (Col\$) el CND y el ASIC tomarán la TRM del día anterior a la realización del despacho, tomando los valores enteros en esta moneda.

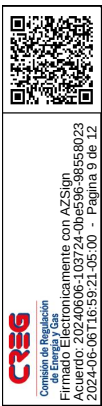
Los precios de arranque-parada se podrán ofertar por: tipo de combustible, unidad de generación y estado térmico, con sujeción al Acuerdo del Consejo Nacional de Operación (C.N.O.) y aquellos que lo adicionen, modifiquen o sustituyan. Además, diariamente al mismo tiempo que hacen la oferta de precios 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 acuerdo con lo que se tiene señalado en este numeral, hasta que sea declarado al CND, sin superar el tiempo establecido para su actualización conforme el presente numeral (último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año). 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 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.*

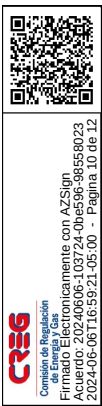
Artículo 3. Modificar las definiciones de $Par_{j,z}$ contenidas en el literal d del Anexo A-4 “Función Precio en la Bolsa de Energía” de la Resolución CREG-024 de 1995. La definición de $Par_{j,z}$ que se usará para la aplicación del cálculo de los valores adicionales (ΔI) para los mercados nacionales e internacionales establecidos en el literal d del Anexo A-4 “Función Precio en la Bolsa de Energía” de la Resolución CREG-024 de 1995 quedará así:

“ $Par_{j,z}$: Precios de oferta de arranque – parada z de la planta j . 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 $t-1$. Aplica para las plantas y/o unidades que salen en el despacho ideal y real. Será cero si la planta solo opera en el despacho ideal”

Artículo 4. Vigencia y derogatorias. La presente resolución entra en vigencia una vez se publique en el *Diario Oficial* y modifica las siguientes normas:

- a) El artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001, modificado por el artículo 9 de la Resolución CREG 044 de 2020;
- b) El aparte “Precios de Arranque-Parada” del numeral 3.1 del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 101 028 de 2022; y
- c) El literal d del 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.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto_Resolución_CREG_701_048_2024

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20240606-103724-0be596-98558023

Creación: 2024-06-06 10:37:24

Estado: Finalizado

Finalización: 2024-06-06 16:59:19



Escanee el código
para verificación

Firma: Firmante

Omar Fredy Prias Caicedo
9522900

oprias@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			 Escanee el código para verificación
Proyecto_Resolución_CREG_701_048_2024			
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo:20240606-103724-0be596-98558023		Creación:2024-06-06 10:37:24	
Estado:Finalizado		Finalización:2024-06-06 16:59:19	
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 Energia	Aprobado	Env.: 2024-06-06 10:37:24 Lec.: 2024-06-06 10:37:33 Res.: 2024-06-06 13:02:46 IP Res.: 179.1.211.135
Firma	Omar Fredy Prias Caicedo oprias@creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2024-06-06 13:02:46 Lec.: 2024-06-06 16:58:24 Res.: 2024-06-06 16:59:19 IP Res.: 190.27.30.48