



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 026

(02 DIC. 2022)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 1217 del 02 de diciembre de 2022, 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 los usuarios, a los agentes, a las entidades, a las autoridades locales, municipales y departamentales y a los demás interesados, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro del plazo establecido.

Los interesados podrán dirigir sus comentarios al Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, al correo electrónico creg@creg.gov.co, identificando el mensaje con el siguiente asunto “*Comentarios proyecto de resolución requisitos técnicos conexiones compartidas*” en el formato anexo.

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 regulan los requerimientos técnicos y operativos que aplican para las conexiones compartidas de que trata la Resolución CREG 200 de 2019

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

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

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.

El artículo 370 de la Constitución Política asigna al Presidente de la República la función de señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios.



Atendiendo lo dispuesto en el artículo 2o de la Ley 142 de 1994 dentro de los fines que persigue la intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos domiciliarios se encuentran: la prestación eficiente, continua e ininterrumpida, la libre competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante. Así mismo, dentro de los instrumentos que permiten dar cumplimiento a dichos fines se encuentra la regulación, incluyendo la fijación de metas de eficiencia y la definición del régimen tarifario.

Según la Ley 143 de 1994, artículo 4o, 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.

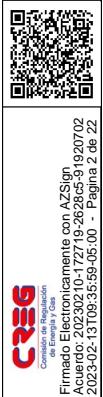
La Ley 143 de 1994, en su artículo 20, definió como objetivo fundamental de la regulación en el sector eléctrico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y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

El artículo 85 de la misma ley señala que *“Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos”*.

De acuerdo con lo establecido en las Resoluciones CREG 156 y 157 de 2011 y 038 de 2014, los generadores deben tener una frontera comercial de generación en su punto de conexión al Sistema Interconectado Nacional, SIN, con el fin de obtener en forma individual la medida de las transferencias de energía. Por esta razón, si hay varios generadores que van a conectarse a un mismo punto del sistema deben construir sus activos de conexión en forma separada para cada planta de generación.

Se recibieron en la Comisión varias solicitudes para que, en caso de ser posible compartir activos de conexión, se permitiera a los generadores utilizar los mismos activos de conexión para varias plantas. Las solicitudes se recibieron mediante radicados CREG: E-2018-006148 (junio de 2018), E-2018-006149 (junio de 2018), E-2019-003155 (marzo de 2019), E-2019-005510 (mayo de 2019) y E-2019-007485 (julio de 2019).

Mediante la Resolución CREG 099 de 2019 se publicó para comentarios un proyecto de resolución con una propuesta para permitir compartir activos de conexión por más de una planta de generación. En el plazo establecido para la consulta se recibieron comentarios de agentes y terceros interesados sobre la propuesta publicada. Un resumen de los comentarios recibidos, las propuestas sobre la inclusión de estos comentarios, el cuestionario de la SIC y otros análisis realizados por la Comisión se encuentran en el Documento CREG 130 de 2019, que hace parte integrante de la mencionada Resolución CREG 099 de 2019.



Mediante Resolución CREG 200 de 2019 se definieron las reglas para permitir compartir activos de conexión por más de una planta de generación, incluyendo: la suscripción de un acuerdo de conexión compartida, requisitos para hacer parte de una conexión compartida y reglas para referir las medidas para poder diferenciar aspectos comerciales, así como mecanismos de liquidación diferenciados. No obstante, dicha Resolución no cuenta con requisitos específicos de aspectos técnicos u operativos para plantas que comparten activos de conexión.

XM S.A. E.S.P., mediante comunicados XM 007522-1 del 14 de abril de 2020 (Radicado CREG E-2020-003249), XM 016854-1 del 28 de agosto de 2020 (Radicado CREG E-2020-010383) y XM 022327-1 del 06 de noviembre de 2020 (Radicado CREG E-2020-013635), remitió a la Comisión información sobre algunos aspectos particulares que se derivan de la aplicación de la Resolución CREG 200 de 2019, la cual brinda una opción para permitir la conexión de proyectos de generación compartiendo activos de conexión.

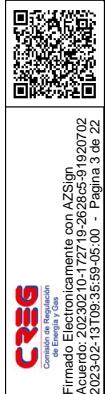
En las citadas comunicaciones XM S.A. E.S.P. manifestó a la Comisión, entre otros aspectos, la necesidad de que la CREG regulara los aspectos técnicos asociados a la integración de generadores que van a hacer uso de la alternativa de conectarse a través de activos compartidos establecida en la Resolución CREG 200 de 2019 de tal forma que se mantenga una operación segura, confiable y económica del SIN.

En el radicado CREG E2022008493, XM S.A. E.S.P. realizó un resumen de las comunicaciones y aspectos enviados a la Comisión, entre los cuales se tienen: curva de carga en el punto de conexión compartida, control de tensión, seguimiento al desempeño del control de tensión, requerimientos de curvas ante sobretensiones y caídas de tensión, modelos de los elementos estáticos, confiabilidad y seguridad de los elementos de la conexión compartida, reporte de disponibilidad de activos, cálculo de disponibilidad comercial, supervisión de activos, responsabilidades del representante del acuerdo de la conexión compartida, entre otros.

La Comisión contrató la realización de un estudio de consultoría en el año 2020 con la empresa PHC servicios integrados para determinar los requerimientos técnicos y operativos que se deben cumplir para la aplicación de la Resolución CREG 200 de 2019. Dentro del alcance del estudio se tiene el análisis de los documentos enviados por XM S.A. E.S.P.

Las leyes 142 y 143 de 1994 establecen en los artículos 171 y 34 respectivamente, que una de las funciones del CND es: *"Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales;"*. Así mismo, la Ley 143 de 1994 en el capítulo V sobre la generación en su artículo 24, expresa que las conexiones a las redes de interconexión y transmisión son parte de la generación. Por tanto, es función del CND la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, lo cual incluye sus conexiones.

Las Resoluciones CREG 025 de 1995 (Código de Redes), 080 y 083 de 1999 regulan en detalle los roles de planeación, coordinación, supervisión y control



entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN. En particular, la resolución CREG 080 de 1999 en su artículo 2 y en los numerales 2, 3 y 4 del artículo 3 establece, en lo que respecta a la supervisión, coordinación y control de la operación y que tienen relación con activos de conexión, por parte del CND lo siguiente (subrayado añadido):

(...) Centro Nacional de Despacho (CND). Es responsable de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos del SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y los acuerdos del CNO (...)

(...) Supervisar directamente las variables de operación de los generadores despachados centralmente (...)

(...) Supervisar directamente las variables de operación de los Activos de Uso del STN y de Conexión al STN (...)

(...) Supervisar directamente la operación de los activos que prestan el servicio de Control Automático de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente (...)

(...) Coordinar la operación de los Activos de Uso del STN y Activos de Conexión al STN, respetando los límites operativos declarados por los agentes, los cuales deberán estar sustentados técnicamente tanto en el momento en que se efectúe la declaración inicial, como en el momento en que se solicite la modificación de estos límites (...)

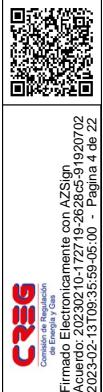
(...) Coordinar el Control Automático de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente. Para esto, el CND requiere telecomando directo sobre los equipos que prestan este servicio (...)

(...) Coordinar a través de los Transportadores que a su criterio requiera, la regulación de voltaje de otros activos del SIN (...)

(...) Coordinar, de acuerdo con la reglamentación vigente, la programación de mantenimientos preventivos y correctivos de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, de las Unidades Constructivas del STN, de los Activos de Conexión al STN, de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior y de los demás activos que a su criterio se consideren Consignación Nacional (...)

(...) Controlar directamente los equipos que presten el servicio de Regulación Automática de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente, mediante telecomando, en los términos establecidos en la reglamentación vigente (...)

(...) Controlar indirectamente las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente y aquellas no despachadas centralmente que a su criterio se requiera. Así mismo, controlar indirectamente la operación de los Activos de Uso del STN y de los Activos de Conexión al STN, de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior y de los demás activos



del SIN que a su criterio se requiera, para asegurar una operación segura y confiable del Sistema (...)

Por su parte, la Resolución CREG 083 de 1999 establece para el CND lo siguiente:

(...) El CND supervisa en tiempo real las tensiones en barras del STN y de los STR a nivel IV de tensión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas del STN y de los Activos de Conexión a dicho Sistema (...)

De lo anterior, se desprende que el CND es encargado de coordinar la operación las plantas de generación y sus activos de conexión y de coordinar el control de tensión y reactivos a nivel de generadores y activos de conexión.

Con base en todos los análisis anteriores, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1217 del 02 de diciembre de 2022, acordó expedir a consulta el presente proyecto de resolución. El documento soporte del proyecto es el 701 019.

En consecuencia,

R E S U E L V E:

Artículo 1. Objeto. La presente resolución tiene por objeto determinar los requisitos técnicos y operativos que deben cumplir los agentes generadores que aplican la Resolución CREG 200 de 2019 para compartir activos de conexión al SIN, o todas aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan, desde su entrada en operación.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a los agentes generadores y a sus plantas de generación y respectivos activos de conexión que hagan parte del Acuerdo de Conexión Compartido entre Generadores, ACCG, de que trata la Resolución CREG 200 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Artículo 3. Requisitos regulatorios. Los agentes generadores con sus plantas de generación y respectivos activos de conexión deben aplicar la regulación vigente sobre conexión y operación de instalaciones de generación en el SIN. Las excepciones y reglas adicionales para las plantas de generación, activos de conexión, puntos de conexión individuales y puntos de conexión compartidos se especifican en esta resolución.

Artículo 4. Definiciones. Además de las definiciones contenidas en la Resolución CREG 200 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y las establecidas en la regulación vigente, se tendrán en cuenta para la aplicación de la presente resolución, las siguientes:

Activos de Conexión Compartidos, ACC. Son todos los elementos que son considerados activos de conexión y que son compartidos por agentes generadores para poder transportar la energía desde dos o más plantas de generación individuales a un mismo punto de conexión del STN, STR o SDL.



Acuerdo de Conexión Compartida entre Generadores, ACCG. Es el acuerdo de conexión compartida de que trata el artículo 4 de la Resolución CREG 200 de 2019 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Máxima Capacidad del Punto de Conexión Compartida, MCPCC. Es la máxima capacidad de transporte por el PCC ante limitaciones en la capacidad de transporte en la RACC.

Punto de conexión compartido, PCC. Es el “punto de conexión” de que trata la Resolución CREG 038 de 2014 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan y que representa el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión compartidos del grupo de generadores se conectan al STN, a un STR o a un SDL.

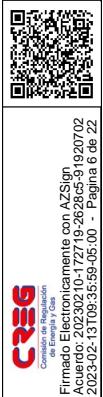
Punto de conexión individual, PCI. Es el punto eléctrico de conexión que coincide con el punto donde se encuentra la frontera individual de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Red de Activos de Conexión Compartida, RACC. Es la red que conforma el conjunto de ACC para la conexión al STN, STR o SDL de dos o más plantas de generación.

CAPITULO I: REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN

Artículo 5. Información para el planeamiento operativo de que trata el Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995 o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan. El Consejo Nacional de Operación (CNO) actualizará el Acuerdo por el cual se establecen y actualizan las definiciones y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las unidades y plantas hidráulicas, térmicas, eólicas y solares, u otro tipo de generación, y de los activos del STN y del STR para el planeamiento operativo y la operación del SIN conforme la regulación vigente. La actualización del Acuerdo del CNO debe considerar la información requerida de los activos de conexión compartidos, incluyendo como mínimo lo siguiente:

- a. Diagrama unifilar y parámetros técnicos de la RACC.
- b. Modelos estáticos y dinámicos de los elementos que conforman la RACC, con un esquema de validación. En caso de que exista un esquema de control de algún tipo, también debe incluirse.
- c. Parámetros técnicos del PCC al STN, STR o SDL.
- d. Fecha de puesta en operación, FPO, conforme la Resolución CREG 075 de 2021, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, de la conexión compartida y de cada uno de los proyectos de generación de forma individual.
- e. Otra información que consideren necesaria.



Parágrafo. El CNO tiene un plazo de 4 meses calendario a partir de la publicación de la presente resolución en el *Diario Oficial* para realizar la actualización de que trata el presente artículo.

CAPITULO II: REQUERIMIENTOS DE CONEXIÓN

Artículo 6. Curvas de capacidad P-Q y Q-V o equivalente. El CNO, el CND y los agentes generadores y sus plantas de generación deberán garantizar lo siguiente:

1. Si los generadores que hacen parte del ACCG son plantas de generación hidráulicas, térmicas u otro tipo de generación que use fuentes de energía convencionales de acuerdo con la Ley 1715 de 2014, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, deberán cumplir desde su entrada en operación con los siguientes requerimientos:
 - a. Cada planta de generación que haga parte del ACCG debe declarar la curva de capacidad de potencia activa en función de la potencia reactiva (P-Q), conforme a las especificaciones del fabricante del generador, referida a los terminales de alto voltaje del transformador elevador asociado al generador.
 - b. La curva P-Q de cada planta de generación individual que haga parte del ACCG, sin afectación por pérdidas, debe cumplirse en el PCC ajustada por la curva Q-V o equivalente de que trata el siguiente literal. En todo caso, en el PCC se contará con una disponibilidad de P-Q correspondiente al agregado del grupo de las plantas que estén en operación y/o en pruebas.
 - c. Para la aplicación de las curvas P-Q del literal anterior, el CNO, con apoyo del CND, deberá determinar mediante simulaciones de la operación del sistema, una curva de potencia reactiva en función de la tensión (Q-V) o equivalente en el PCC, que conjuntamente con las curvas P-Q individuales permita determinar los requisitos que deben cumplir todas las plantas en el PCC.

Lo anterior debe definirse mediante Acuerdo del CNO y debe cumplir lo siguiente:

- i. Tener una única curva Q-V o equivalente estandarizada del sistema en el PCC que aplica para el conjunto de plantas que hacen parte del ACCG. Las curvas se podrán diferenciar por nivel de tensión.
 - ii. La exigencia del cumplimiento de la curva Q-V o su equivalente en el PCC debe tener en cuenta el número de plantas efectivamente operando y/o en pruebas.
2. Si los generadores que hacen parte del ACCG son plantas de generación solares, eólicas, u otro tipo de generación que use fuentes de energía renovables no convencionales de acuerdo con la Ley 1715 de 2014, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, deberán cumplir desde su entrada en operación con los siguientes requerimientos:



- a. Cada planta que haga parte del ACCG debe cumplir con la curva capacidad P-Q de que trata el literal b) del numeral 5.7 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, adicionado por el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. La curva P-Q debe cumplirse en el PCC ajustada por la curva Q-V o equivalente de que trata el siguiente literal. En todo caso, en el PCC se contará con una disponibilidad de P-Q correspondiente al agregado del grupo de las plantas que estén en operación y/o en pruebas.

En caso de que al grupo de plantas de generación les aplique la Resolución CREG 148 de 2021, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, les aplicaran las curvas de que trata la citada resolución con los mismos lineamientos dados en este literal.

- b. Para la aplicación de las curvas P-Q del literal anterior, se debe cumplir en el PCC con la curva Q-V o su equivalente de que trata la Resolución CREG 229 de 2021, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y que se expidió mediante Acuerdo CNO 1546, o aquellos que lo modifiquen, adicionen o sustituyan. La mencionada curva Q-V, en conjunto con las curvas P-Q individuales, permite determinar los requisitos que deben cumplir todas las plantas en el PCC.

En todo caso, el CNO, con apoyo del CND, deberá determinar, mediante simulaciones de la operación del sistema, si debe actualizar la curva Q-V o su equivalente para un conjunto de plantas que hagan parte en una conexión compartida.

Lo anterior debe expedirse mediante Acuerdo del CNO y para su aplicación debe cumplirse con lo establecido en el numeral 1, literal c) numerales i y ii de este artículo.

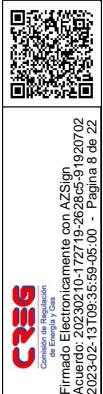
En caso de que al grupo de plantas de generación les aplique la Resolución CREG 148 de 2021, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, les aplicaran las curvas de que trata la citada resolución con los mismos lineamientos dados en este literal.

3. Si los generadores que hacen parte del ACCG son una combinación de plantas de las que tratan los numerales 1 y 2 de este artículo, se debe cumplir con lo establecido en el numeral 2 de este artículo.

Parágrafo 1. La forma en que se aplica la curva P-Q en conjunto con una curva Q-V o equivalente, es ajustando sobre la curva P-Q los requisitos de potencia reactiva con los que resultan de la curva Q-V en función de la tensión en el PCC.

Parágrafo 2. El CND y CNO, mediante Acuerdo, definirán cómo se deben reportar las curvas P-Q de cada planta de generación y cuánto tiempo antes de la entrada en operación.

Parágrafo 3. El CNO tiene un plazo de 4 meses calendario a partir de la publicación de la presente resolución en el *Diario Oficial* para expedir el o los Acuerdos que sean necesarios para desarrollar lo establecido en el presente artículo.



Artículo 7. Transición para curvas P-Q y Q-V o su equivalente de plantas de generación que les aplica las Resoluciones CREG 229 de 2021 y 148 de 2021 o aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan. Las plantas de generación que hagan parte del ACCG y les aplique la transición de que trata el artículo 2 de la Resolución CREG 229 de 2021, o la transición de que trata el artículo 9 de la Resolución CREG 148 de 2021, entrarán en operación con la misma regla para la curva P-Q y Q-V o su equivalente de que trata el numeral 1 del artículo 6 de esta resolución y con los requerimientos técnicos de las citadas resoluciones para cada caso correspondiente y los lineamientos para el control de tensión del artículo 13 de esta resolución. Las demás disposiciones establecidas en esta resolución aplicaran desde la entrada en operación de las plantas. Finalizada la transición prevista en las precitadas resoluciones, las plantas de generación deberán cumplir los requisitos para las curvas P-Q y Q-V o su equivalente conforme lo establecido en esta resolución.

Si se escoge la opción de consignas al PCC de que trata el literal b, numeral ii del artículo 13 de esta resolución, las plantas del ACCG no se podrán acoger a la transición de que trata el inciso anterior.

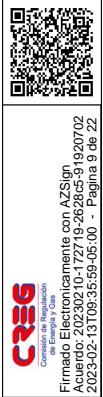
Artículo 8. Característica de depresiones de tensión y sobretensiones. Las plantas de generación que hagan parte del ACCG deberán cumplir con los siguientes requisitos de tolerancia a depresiones de tensión y sobretensiones:

- Para las planta de generación hidráulica, térmica, u otro tipo de generación que use una fuente de energía convencional de acuerdo con la Ley 1715 de 2014 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, el CNO debe determinar mediante Acuerdo las curvas de tolerancia a depresiones de tensión y sobretensiones a cumplir en el PCI, las cuales podrán diferenciarse por nivel de tensión.
- Para las plantas de generación eólica, solar u otro tipo de generación que use una fuente renovable de energía no convencional de acuerdo con la Ley 1715 de 2014 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, se debe cumplir en el PCI con lo establecido en el numeral 11.2.4 del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021 o lo establecido en el literal c) del numeral 5.7 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019, según su nivel de tensión de conexión.

Parágrafo. El CNO tiene un plazo de 4 meses calendario a partir de la publicación de la presente resolución en el *Diario Oficial* para expedir el Acuerdo de que trata el presente artículo.

Artículo 9. Protecciones. Las plantas de generación que hagan parte del ACCG deberán cumplir con:

- Esquemas de protección conforme la regulación vigente en la Resolución CREG 025 de 1995, Resolución CREG 060 de 2019, Resolución CREG 070 de 1998, Resolución CREG 148 de 2021, o aquellas que las modifiquen adicionen o sustituyan.
- Garantizar que las protecciones estén configuradas de tal forma que ante eventos de contingencia sencilla al interior de la RACC o de generación, no produzcan un efecto de salida en cascada de generación.



CAPITULO III: REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN

Artículo 10. Regulación primaria de frecuencia. El cumplimiento y verificación del servicio de regulación primaria de frecuencia se hará para cada unidad de las plantas de generación individuales de acuerdo con lo contemplado en la regulación vigente y no se considerará la posibilidad de conformar grupos a través de la combinación de diferentes plantas individuales o unidades de las mismas para la prestación del servicio.

El seguimiento a la prestación efectiva del servicio de regulación primaria de las plantas de generación individuales se hará considerando lo establecido en la regulación aplicable y los Acuerdos del CNO correspondientes.

Artículo 11. Regulación secundaria de frecuencia. El procedimiento para que una planta de generación que haga parte del ACCG pueda integrarse al servicio de AGC nacional aplica de manera individual y no se considera la posibilidad de conformar grupos a través de la combinación de diferentes plantas individuales o unidades de las mismas para la prestación del servicio de AGC.

El seguimiento a la prestación efectiva del servicio de AGC de las plantas de generación individuales que sean habilitadas para tal efecto, se hará considerando lo establecido en la regulación aplicable y los Acuerdos del CNO correspondientes.

Artículo 12. Respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas. Las plantas de generación eólica que hagan parte del ACCG y les aplique la respuesta rápida en frecuencia de que trata el numeral 5.6.3 del numeral 5.7 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, adicionado por el artículo 13 de la Resolución CREG 060 de 2019, o aquellas que modifiquen, adicionen o sustituyan, deberán cumplir con dicha funcionalidad por planta en el PCI.

Artículo 13. Control de tensión y potencia reactiva. El CND y cada planta de generación deberán cumplir con los requerimientos técnicos y de operación para el control de tensión y potencia reactiva por planta individual conforme la regulación vigente en el PCI y teniendo en cuenta que para la operación se deberá programar la tensión y potencia reactiva objetivo en el PCC. Para lo anterior se deben seguir los siguientes lineamientos:

- a. En el planeamiento operativo de que trata el Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, se programará la tensión y el control de reactivos para cada PCI y/o el PCC, conforme el siguiente literal.
- b. Se podrá adoptar alguno de los dos siguientes esquemas de control tensión y reactivos en los PCI o el PCC:
 - i. Control en los PCI: por defecto el CND definirá las consignas de tensión y potencia reactiva para cada planta individual en el PCI y las consignas de operación a equipos de compensación de reactivos que existan en los PCI a cargo de las plantas.



El control de tensión se realizará solicitando mayor o menor absorción de reactivos a cada planta desde el PCI y/o utilizando los equipos de compensación de potencia reactiva en los PCI, para cumplir los requerimientos de las curvas P-Q y Q-V o su equivalente en el PCC.

- ii. Control en el PCC: a partir del común acuerdo entre todos los participantes en el ACCG y como parte del mismo, puede establecerse que el CND defina las consignas de tensión y potencia reactiva para cumplir los requerimientos de las curvas P-Q y Q-V o su equivalente en el PCC. En este caso los generadores deberán designar una parte responsable para establecer las consignas de control de tensión y reactivos para las plantas de generación en los PCI y de los equipos de compensación reactiva en los PCI o el PCC a cargo de las plantas.

Los participantes en el ACCG deberán definir y establecer en el acuerdo (ACCG) el esquema de control de tensión y reactivos aguas abajo del PCC para cumplir las consignas recibidas por el CND. En todo caso la parte responsable tendrá la obligación ante el sistema del cumplimiento de las consignas operativas en el PCC. Esto debe acordarse previamente con el CND.

Para lo anterior se debe tener en cuenta:

- iii. En el ACCG deberá incluirse cómo seguirán las plantas de generación las consignas en el PCC desde el CND, describiendo técnica y operativamente lo que se realizará e implementará. Debe tenerse en cuenta que se debe cumplir al menos con los requerimientos técnicos de la regulación vigente para el control de tensión y potencia reactiva en el PCI.
 - iv. Si existen consignas al equipo de compensación, se debe tener en cuenta que debe existir un operador encargado de este equipo para realizar los cambios solicitados por el CND. Como segunda opción, se podrá acordar con el CND el telecomando del equipo de compensación para su operación y el debido control automático de voltaje.
- Igualmente deberá incluirse en el ACCG cómo se seguirán dichas consignas por el equipo de compensación, describiendo técnica y operativamente lo que se realizará e implementará. Esto debe acordarse previamente con el CND.
- v. En el ACCG deberá incluirse la opción seleccionada, i o ii, y la opción del telecomando, en caso de necesitarse, de que trata el numeral iv.

Artículo 14. Priorización de la inyección rápida de corriente reactiva para plantas solares y eólicas. Las plantas de generación solar y eólica que hagan parte del ACCG y, teniendo en cuenta el nivel de tensión, les aplique la priorización de la inyección rápida de corriente reactiva de que trata el literal d) del numeral 5.7 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, adicionado por el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019, o que les aplique el numeral 11.2.3 del



anexo de la Resolución CREG 148 de 2021, o aquellas resoluciones que modifiquen, adicionen o sustituyan lo anterior, deberán cumplir con dicha funcionalidad por planta en el PCI conforme lo establecido en esas resoluciones.

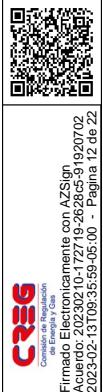
Artículo 15. Supervisión y control. Las plantas de generación que hagan parte del ACCG y su RACC deberán cumplir con lo siguiente:

- a. Si es una planta de generación hidráulica o térmica, u otro generador que use una fuente considerada convencional de energía por la Ley 1715 de 2014 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, entonces deberá contar con supervisión en el PCI de las variables de que trata el numeral 3.3.1 del Anexo CC.6 del Código de Conexión, Resolución CREG 025 de 1995, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Adicionalmente se deberá supervisar la tensión línea – línea y corriente de fase y el CNO podrá determinar, mediante Acuerdo, variables adicionales.
- b. Si es una planta de generación solar o eólica, u otro generador que use una fuente considerada no convencional de energía por la Ley 1715 de 2014 o todas aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, entonces deberá contar con supervisión en el PCI de las variables de que trata el numeral 3.3.1.1 del Anexo CC.6 del Código de Conexión, Resolución CREG 025 de 1995, modificado por la Resolución CREG 060 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Si es una planta que le aplica la Resolución CREG 148 de 2021, se realizará la supervisión de las variables indicadas en la misma y en el PCI.
- c. Se deberá tener supervisión desde el CND de las siguientes variables en el PCC y en la RACC, al menos sobre líneas eléctricas de conexión, barras, transformadores y equipos de compensación reactiva: Potencia Activa, Potencia Reactiva, Tensión Línea – Línea y Corriente de Fase. El CNO podrá determinar, mediante Acuerdo, variables adicionales.

A la RACC le aplicará el Anexo CC.6 del Código de Conexión, Resolución CREG 025 de 1995, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, para su supervisión y control desde el CND.

- d. Para todos los literales anteriores se aplicará medición sincrofatorial para las variables indicadas cuando la conexión es a nivel de tensión de 220 kV o superior, tanto para el PCI como para el PCC. En caso de aplicarse medición sincrofatorial, la disponibilidad mensual de las medidas debe ser mayor o igual a 99,7%. Caso contrario se aplicará la supervisión conforme la reglamentación actual.
- e. Toda la supervisión de los literales anteriores se realizará desde el CND.

Parágrafo. El CND y CNO tienen un plazo de 4 meses calendario a partir de la publicación de la presente resolución en el *Diario Oficial* para expedir un Acuerdo con los requerimientos de medición del literal d y para establecer, en caso de ser necesario su complemento, los requerimientos técnicos de medida adicionales a plantas convencionales en el literal a y los requerimientos técnicos de medida del literal c.



Artículo 16. Responsabilidades en la operación. En el ACCG deberá incluirse la responsabilidad del suministro de la siguiente información o actividades ante el CND:

- a. Se deberá suministrar la información de disponibilidad de activos y de maniobras ejecutadas o programadas conforme el artículo 17 de la presente resolución.
- b. Se deberá suministrar la programación de mantenimientos en los activos de la conexión compartida conforme el artículo 18 de la presente resolución.
- c. Se deberá realizar la solicitud de mantenimientos de emergencia en activos de conexión conforme el artículo 18 de la presente resolución.

Parágrafo. Las responsabilidades de este artículo pueden ser desarrolladas por el representante de que trata el literal c) del artículo 4 de la Resolución CREG 200 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, o por un agente transportador que haya sido encargado de común acuerdo con dichas actividades. Esto también deberá ser especificado en el ACCG.

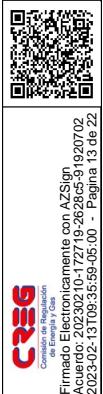
Artículo 17. Disponibilidad de activos y maniobras. Los eventos sobre los ACC que componen el RACC, deberán ser reportados al CND por el representante de que trata el parágrafo del artículo 16 de esta resolución, máximo a los diez (10) minutos después de que estos ocurran. Adicionalmente, los cambios de disponibilidad y las maniobras operativas que modifiquen la topología de los activos que componen la RACC deberán ser registrados en los sistemas de información del CND mediante los medios que el CND defina para esto antes de las 03:00 horas del día posterior a la operación.

El representante de que trata el parágrafo del artículo 16 de esta resolución será el encargado de la ejecución de maniobras de los ACC que sean necesarios bajo la coordinación del CND.

Esta información será contrastada con la información disponible en el sistema SCADA del CND y en caso de que existan inconsistencias, la información registrada en el SCADA del CND tendrá prevalencia sobre la información reportada por el representante de que trata el parágrafo del artículo 16 de esta resolución.

Esta información será utilizada para la operación y para el cálculo de la Máxima Capacidad del Punto de Conexión Compartida (MCPCC) de que trata el artículo 19 de esta resolución.

Artículo 18. Programación de mantenimientos. Todos los activos de nivel 4 conforme el nivel de tensión definido en la Resolución CREG 015 de 2018, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, que hacen parte del RACC y los demás que el CND considere necesarios para el cumplimiento de lo establecido en esta resolución, serán considerados consignables en los términos establecidos en la regulación vigente. El representante de que trata el parágrafo del artículo 16 de esta resolución será el responsable de ingresar y coordinar las actividades que sean necesarias para la realización de los mantenimientos de los activos compartidos consignables en el sistema de información proporcionado



por el CND.

El representante de que trata el parágrafo del artículo 16 de esta resolución coordinará con los generadores participantes representantes de las plantas individuales que hagan parte del ACCG, las limitaciones que se deriven de disminuciones de la capacidad máxima de transporte en los ACC o en el PCC.

Las plantas individuales deberán reflejar esta condición en la declaración de disponibilidad de la oferta para el despacho de acuerdo con la solicitud de mantenimiento. En caso de que esto no se cumpla, el CND entenderá que no se realizará el mantenimiento. Para los ACC se permitirán consignaciones de emergencia.

Esta información también será utilizada para el cálculo de la Máxima Capacidad del Punto de Conexión Compartida (MCPCC) de que trata el artículo 19 de esta resolución.

Artículo 19. Cálculo del MCPCC y programa de despacho. El ASIC y el CND aplicaran en relación con el MCPCC lo siguiente:

- a. Posterior a la operación, el CND aplicará el procedimiento de que trata el Anexo 1 de la presente resolución para calcular el MCPCC para cada hora y lo informará al ASIC.
- b. La MCPCC servirá como insumo en la metodología de cálculo de la disponibilidad comercial ante limitaciones de la capacidad de transporte de que trata el artículo 20 de la presente resolución.
- c. Para el cálculo de la MCPCC en una hora, se tendrán en cuenta las limitaciones del PCC derivadas de las condiciones reales de capacidad y disponibilidad de la RACC y su duración, así como la generación real de los recursos que componen la conexión y los mantenimientos. También se podrán tener en cuenta los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en el artículo 21 de esta resolución.
- d. El CND determinará para cada topología posible la capacidad disponible en el PCC, de acuerdo con las condiciones de capacidad y disponibilidad de los elementos de transporte que conforman la RACC y considerando el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en el artículo 21 de esta resolución.

Las limitaciones del PCC para cada topología se tendrán en cuenta en el proceso de despacho económico, redespacho y durante la operación real del sistema, según sea el caso, para determinar los programas de generación de los generadores que conforman el ACCG, de acuerdo con la regulación vigente.

Artículo 20. Disponibilidad comercial ante limitaciones de la capacidad de transporte. El ASIC aplicará el procedimiento de que trata el Anexo 2 de la presente resolución para ajustar la disponibilidad comercial de los recursos que forman parte de un ACCG, cuando el MCPCC resulte inferior a la capacidad asignada en el punto de conexión compartida, y a su vez sea inferior a la



sumatoria de la disponibilidad comercial de los recursos individuales que conforman el ACCG.

Artículo 21. Criterios de seguridad, confiabilidad y operación. Durante el planeamiento operativo eléctrico, los ACC serán sujetos de análisis de seguridad y confiabilidad. Los resultados de la evaluación de seguridad de los activos compartidos pueden llevar a que se hagan ajustes a los programas de generación para tener despacho seguro y confiable.

Los criterios a considerar por el CND y por los agentes generadores que participan en el ACCG para la RACC para la seguridad, confiabilidad y operación son los siguientes:

- a. En estado estable, no se permitirán sobrecargas de los equipos que conforman los ACC.
- b. La capacidad de las líneas de la ACC debe admitir la operación simultánea de todas las plantas individuales operando a plena capacidad.
- c. Ante una contingencia N-1 de cualquier elemento de la RACC disponible (N-1) o de unidades de generación que hagan parte del ACCG, no se deberán producir eventos en cascada en los generadores y la red de conexión compartida que hacen parte de la misma.
- d. La pérdida de cualquier elemento de la RACC disponible (N-1) o de las unidades de generación que hagan parte del ACCG, no deberá ocasionar la desconexión de los MW equivalentes a la cantidad de reserva rodante del sistema.

Artículo 22. Redespachos, ofertas y declaración de disponibilidad. Cada planta será responsable de realizar las solicitudes de redespacho en concordancia con la regulación vigente y utilizando los medios dispuestos por el CND para este fin.

La oferta de precio, declaración de disponibilidad y demás conceptos de la oferta diaria al despacho económico de cada una de las plantas individuales deberá ser realizada por el generador participante representante de cada una de las plantas individuales que hacen parte del ACCG, lo anterior de acuerdo con los plazos y procedimientos establecidos en la regulación vigente.

Artículo 23. Pruebas y entrada en operación. El CNO deberá definir las pruebas que aplican para las unidades y/o plantas de generación en una conexión compartida y si estas se realizan en el punto de conexión individual o en el punto de conexión compartido. Se deberán analizar al menos los siguientes aspectos de pruebas:

- a. Pruebas de regulación primaria de frecuencia.
- b. Pruebas de regulación secundaria de frecuencia.
- c. Respuesta rápida de frecuencia – plantas eólicas.
- d. Control de tensión en el punto de conexión individual.
- e. Respuesta rápida de corriente reactiva.



-
- f. Prueba de cumplimiento de la curva de carga P-Q ajustada con curva Q-V o su equivalente.
 - g. Otros que consideren

Parágrafo. El CNO deberá actualizar los Acuerdos de entrada en operación conforme las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021, o aquellas que las modifiquen adicionen o sustituyan.

Artículo 24. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE



Anexo 1
Cálculo del MCPCC

El MCPCC se calculará conforme lo siguiente:

$$MCPCC_j = \text{Maximo} \left(CRPCC_j, \sum_i Gen Real_{i,j} \right)$$

Donde:

$MCPCC_j$: Es la máxima capacidad del PCC en la hora j , expresada en MWh y redondeada a la primera cifra decimal.

$Gen Real_{i,j}$: Generación real referida a la frontera individual del recurso i en el periodo j , expresada en MWh.

$CRPCC_j$: Capacidad real del PCC en la hora j , expresada en MWh y redondeada a la primera cifra decimal, calculada como:

$$CRPCC_j = 1/60 \sum_k CPCC_{k,j} * \Delta T_{k,j}$$

Donde:

$CPCC_{k,j}$: Es la capacidad de transporte del PCC para la duración $\Delta T_{k,j}$ correspondiente a la hora j , calculada por el CND de acuerdo con la topología de la RACC y los lineamientos de esta resolución para el cálculo del MCPCC.

$\Delta T_{k,j}$: Es la duración en minutos de la capacidad de transporte del PCC correspondientes a la hora j .

Para cada hora en la cual la MCPCC resulte inferior a la capacidad asignada en el punto de conexión compartida y a su vez sea inferior a la sumatoria de la disponibilidad comercial de los recursos individuales que conforman el ACCG, la MCPCC se tendrá en cuenta en el cálculo de la disponibilidad comercial de cada recurso individual que conforma el ACCG, de acuerdo con el procedimiento establecido en Anexo 2 de esta resolución.



Anexo 2
**Procedimiento para ajustar la disponibilidad comercial
de plantas que hagan parte del ACCG**

Cuando el MCPCC resulte inferior a la capacidad asignada en el punto de conexión compartida, y a su vez sea inferior a la sumatoria de la disponibilidad comercial de los recursos individuales que conforman el ACCG, el ASIC aplicara el siguiente procedimiento para ajustar la disponibilidad comercial de los recursos que forman parte de un ACCG:

1. Para cada planta de generación individual que forman parte de un ACCG, la disponibilidad comercial resultante de aplicar el presente procedimiento no puede superar la disponibilidad comercial calculada según la Resolución CREG 024 de 1995, o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, para cada planta individual.
2. Todas las plantas individuales que forman parte de un ACCG cuya disponibilidad comercial sea cero (0), calculada de acuerdo con la Resolución CREG 024 de 1995, o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, se retiran del presente procedimiento y mantendrán una disponibilidad comercial (DC Final) de cero (0).
3. Para efectos del inicio del presente procedimiento, la disponibilidad comercial final de cada generador individual que conforma el ACCG, será la calculada de acuerdo con la Resolución CREG 024 de 1995, o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan:

$$DC\ Final_{i,j} = DC_{i,j}$$

Donde:

$DC_{i,j}$: Disponibilidad comercial del recurso i , en la hora j , expresada en MWh, calculada de acuerdo con la Resolución CREG 024 de 1995, o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.

$DC\ Final_{i,j}$: Disponibilidad Comercial del recurso i en el periodo j , expresada en MWh, que será la que se considera para todos los efectos previstos en la reglamentación vigente.

4. La disponibilidad comercial base, se hace igual a la disponibilidad comercial final:

$$DCbase_{i,j} = DC\ Final_{i,j}$$

Donde:

$DCbase_{i,j}$: Disponibilidad comercial base del recurso i en el periodo j , que conforma el acuerdo de conexión compartida ACCG, expresada en MWh.

5. En caso de que la sumatoria de la disponibilidad comercial base de los recursos individuales que conforman el ACCG sea superior a la máxima capacidad del PCC (MCPCC), se realiza el siguiente procedimiento:

- 5.1. Se calcula el factor de ajuste por limitación a la capacidad máxima del PCC, para el periodo j como:

$$FA_j = \frac{MCPCC_j}{\sum_i DCbase_{i,j}}$$

Donde

FA_j : Factor menor a uno (1) a aplicar a la disponibilidad comercial base de los recursos que conforman el ACCG, en el periodo j.

$MCPCC_j$: Máxima capacidad del PCC calculada para el periodo j, expresada en MWh.

- 5.2. Se aplica el factor para calcular la disponibilidad individual ajustada (DIA) de cada uno de los generadores que conforman el ACCG, como:

$$DIA_{i,j} = \text{Max}(\min(Gen Real_{i,j}, DC Final_{i,j}), FA_j * DCbase_{i,j})$$

- 5.3. Se validan las siguientes condiciones de parada:

5.3.1. Si el valor absoluto de la diferencia entre la disponibilidad individual ajustada y el mínimo valor entre la generación real y la DC, es menor a 0.1 MWh para cada uno de los recursos que conforman el ACCG.

5.3.2. Si el valor absoluto de la diferencia entre la sumatoria de la disponibilidad individual ajustada y la máxima capacidad del PCC es menor a 0.1 MWh.

5.3.3. Si $1 - FA_j$ es menor a 1e-3.

Si se cumple 5.3.1, 5.3.2 o 5.3.3, el paso 5 finaliza y se continua con el paso 6, de lo contrario, se pasa al paso 5.4.

- 5.4. Si la sumatoria de la disponibilidad individual ajustada de los recursos que conforman el ACCG calculada en el paso 5.2, es superior a la máxima capacidad del PCC, se ejecuta nuevamente el paso 5, haciendo para cada recurso individual:

$$DCbase_{i,j} = DIA_{i,j}$$

6. Una vez finalizado el paso 5, la disponibilidad comercial de cada recurso individual se calcula, con redondeo a la primera cifra decimal, como:

$$DC Final_{i,j} = \text{Min}(DC_{i,j}, DIA_{i,j})$$

7. Si la Disponibilidad Final resulta inferior al mínimo técnico de algún o algunos de los recursos de generación que conforman el ACCG, se realizará el siguiente procedimiento:

7.1. Se identifican los recursos para los cuales la Disponibilidad Final resultó inferior al mínimo técnico.

7.2. Se ordenarán de menor a mayor generación real, y se selecciona la planta de menor generación real.

7.3. En caso de que se presente empate en la generación real, se selecciona la planta de mayor mínimo técnico, en caso de prevalecer el empate, se selecciona la planta con mayor precio de oferta obtenido como resultado del procedimiento de desempate de precios establecido en la regulación aplicable.

7.4. Para el recurso seleccionado, se retira del procedimiento y se hace la Disponibilidad Final igual:

$$DC\ Final_{i,j} = \min(Gener Real_{i,j}, DC_{i,j})$$

Adicionalmente, de la máxima capacidad del PCC (MCPCC) se descuenta la DC Final del recurso retirado del procedimiento.

7.5. Se repite nuevamente el procedimiento, iniciando en el paso 4 y haciendo la disponibilidad final de los recursos igual a la disponibilidad comercial:

$$DC\ Final_{i,j} = DC_{i,j}$$



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

CREG701 026-2023

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

Id Acuerdo:20230210-172719-2628c5-91920702 Creación:2023-02-10 17:27:19
Estado:Finalizado Finalización:2023-02-13 09:35:58



Escanee el código
para verificación

Firma: Firmante

Jose Fernando Prada Ríos

71677200

jose.prada@creg.gov.co

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Revisión: Revisión

Angela Maria Sarmiento Forero

52708370

amsarmiento@minenergia.gov.co

Jefe Oficina Asuntos Regulatorios y Empresariales

Ministerio de Minas y Energía

REPORTE DE TRAZABILIDAD

CREG701 026-2023

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

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20230210-172719-2628c5-91920702
Acuerdo: 2023-02-13 09:35:59:00 - Página 22 de 22



Escanee el código
para verificación

Id Acuerdo: 20230210-172719-2628c5-91920702 Creación: 2023-02-10 17:27:19
Estado: Finalizado Finalización: 2023-02-13 09:35:58

TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Revisión	Angela Maria Sarmiento Forero amsarmiento@minenergia.gov.co Jefe Oficina Asuntos Regulatorios y Empr Ministerio de Minas y Energía	Aprobado	Env.: 2023-02-10 17:27:19 Lec.: 2023-02-10 17:27:45 Res.: 2023-02-13 03:02:14 IP Res.: 179.33.249.184
Firma	Jose Fernando Prada Ríos jose.prada@creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2023-02-13 03:02:15 Lec.: 2023-02-13 03:04:34 Res.: 2023-02-13 09:35:58 IP Res.: 201.57.11.84