



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 073 DE 2019

()

25 JUN. 2019

Por la cual se modifica el artículo 2 de la Resolución CREG 224 de 2016

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

CONSIDERANDO QUE:

De conformidad con lo previsto en la Ley 143 de 1994, artículos 11 y 23 literal i), corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del Sistema Interconectado Nacional, y para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía eléctrica.

La Ley 143 de 1994, artículo 33, dispuso que "la operación del Sistema Interconectado se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país".

En virtud de lo dispuesto por la Ley 143 de 1994, artículo 23, Literal n), la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, tiene la facultad de "definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía".

Mediante el Código de Operación contenido en la Resolución CREG 025 de 1995 se establecieron los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, el despacho económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, SIN.

Por la cual se modifica el artículo 2 de la Resolución CREG 224 de 2016

Dentro de las funciones establecidas en el Código de Operación, para la realización del planeamiento operativo eléctrico de corto plazo, se encuentra la de “definir guías de racionamiento programado por razones de seguridad”.

Ante el crecimiento de la demanda y la no entrada oportuna de obras de expansión, se presentan en el SIN topologías en las cuales los Esquemas Suplementarios implementados no son suficientes para controlar las contingencias sencillas, y se hace necesario aplicar una desconexión preventiva de la demanda de forma tal que, ante la materialización de la contingencia, el esquema deslastre parte de la demanda y evite el colapso de un bloque mayor de demanda.

La CREG profirió la Resolución 224 de 2016, en la cual establecen los criterios de confiabilidad de la operación aplicables para contingencias, como parte del Código de Operación.

Mediante el radicado CREG E-2018-008555 enviado por XM, se solicita revisar la condición para la realización de la desconexión preventiva de demanda contenida en el artículo 2 de la Resolución CREG 224 de 2016, considerando que no es óptima en pro de la economía y confiabilidad de la atención de la demanda.

Mediante la Resolución CREG 130 de 2018 se publicó un ajuste a las reglas aplicables para contingencia, definidas en la Resolución CREG 224 de 2016, para aprovechar los esquemas suplementarios, de tal forma que el racionamiento preventivo, que se llegara a requerir, sea menor.

Mediante comunicación con radicado CREG S-2018-005292 se envió para concepto del CNO la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 130 de 2018.

El CNO, mediante comunicación E-2018-013029, envió concepto favorable sobre la propuesta regulatoria.

Se recibieron comentarios a la Resolución CREG 130 de 2018 de las siguientes entidades: CNO, radicado E-2019-013029, y ANDI, radicado E-2019-013017.

En el documento CREG 041 de 2019 se presenta el soporte de esta resolución y la respuesta a los comentarios recibidos.

Según lo señalado en el Decreto 1074 de 2015 “Por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector de Industria y Comercio”, no se informa de esta resolución a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, por cuanto se respondió el cuestionario establecido por dicha entidad para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados, aplicando las reglas allí previstas, y la respuesta al conjunto de preguntas fue negativa, en la medida en que no plantea ninguna restricción indebida a la libre competencia.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 927 del 25 de junio de 2019, y con base en la argumentación expuesta, decidió modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 224 de 2016.

Por la cual se modifica el artículo 2 de la Resolución CREG 224 de 2016

RESUELVE:

Artículo 1. Modifíquese el artículo 2 de la Resolución CREG 224 de 2016.
El artículo 2 de la Resolución CREG 224 de 2016 quedará así:

Artículo 2. Criterios de confiabilidad ante contingencias. Cuando existan retrasos en la ejecución de la expansión o reposición de las redes del STN o de los STR, y en los análisis eléctricos de planeación de la operación del SIN se detecte que, sin dicha expansión o reposición, los recursos de transporte o generación disponibles en el sistema no son suficientes para cubrir una contingencia sencilla, manteniendo una operación segura y confiable, el CND ordenará desconexiones preventivas de demanda, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- a) La posible ocurrencia de una contingencia sencilla generaría una afectación mayor al 20% de la demanda total de al menos una sub-área operativa donde se presentó la afectación de demanda.
- b) La desconexión preventiva de demanda comparada con la desconexión correctiva de demanda, representa un porcentaje menor o igual a los que se muestran en la siguiente tabla, según la frecuencia de ocurrencia de la contingencia en análisis, durante los últimos 365 días.

Frecuencia [veces]	Desconexión preventiva de demanda [%]	
	Con mantenimiento sin riesgo de disparo o sin mantenimiento	En mantenimiento con riesgo de disparo
0	10	20
1	20	20
≥2	30	30

La magnitud de la demanda a desconectar de manera preventiva, que estime el CND, debe ser tal que, en caso de producirse la contingencia, la magnitud máxima que pueda alcanzar la demanda no atendida adicional sea equivalente al valor de demanda que dejaría de atenderse ante la actuación de los Esquemas Suplementarios de la respectiva sub-área. Si en la sub-área no hay Esquemas Suplementarios, la cantidad de demanda a desconectar en forma preventiva debe ser la necesaria para que, en caso de producirse la contingencia, no se presente demanda no atendida adicional.

Mediante comunicación escrita el CND informará al operador de la sub-área operativa las contingencias que, según los análisis eléctricos, requerirían una orden de desconexión preventiva de demanda. Con esta información el operador deberá identificar las cargas que deben ser desconectadas para dar cumplimiento a la orden dada por el CND e informar de dicha situación a los comercializadores y usuarios involucrados.

El CND actualizará el cálculo de la frecuencia de ocurrencia de las contingencias, a más tardar el día 15 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año.

No serán excluibles para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio las indisponibilidades de activos debidas a desconexiones preventivas de demanda, si estas fueron requeridas por el retraso en la expansión del sistema y los activos abiertos son remunerados al OR responsable de la expansión del respectivo sistema.

Por la cual se modifica el artículo 2 de la Resolución CREG 224 de 2016

Parágrafo 1. El CND deberá identificar las contingencias sencillas que pueden causar desconexiones correctivas de demanda de gran magnitud y, sin importar su frecuencia de ocurrencia en el último año, ordenará las desconexiones preventivas de demanda necesarias para mitigar su posible impacto. El CND y el CNO podrán acordar y proponer a la CREG un porcentaje límite diferente para considerar que una desconexión de demanda es de gran magnitud, cuando haya fundamento para ello.

Parágrafo 2. Las disposiciones contenidas en este artículo también serán aplicables cuando, debido a situaciones de desconexiones programadas para la conexión de proyectos de expansión en el STN o los STR, los recursos de transporte o generación disponibles en el sistema no sean suficientes para cubrir una contingencia sencilla, manteniendo una operación segura y confiable.

Parágrafo 3. Las disposiciones de este artículo no son aplicables ante condiciones anormales de orden público, CAOP.

Parágrafo 3. El CND y el CNO podrán acordar y proponer valores diferentes a los mostrados en la tabla del literal b) de este artículo, para las sub-áreas definidas. La propuesta deberá ser enviada para aprobación de la CREG, con el respectivo soporte.

Parágrafo 4. Los agentes responsables de los Esquemas Suplementarios deberán cumplir las condiciones exigidas de mantenimiento y de pruebas de funcionamiento definidas mediante acuerdo del CNO.

Artículo 2. Vigencia. Esta resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

25 JUN. 2019

Dada en Bogotá, D.C.,



DIEGO MESA PUYO
Viceministro de Energía

Delegado de la Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

