



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN N°. 123 DE 2018

(12 OCT. 2018)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras 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 y 2253 de 1994, y Decreto 1260 de 2013

CONSIDERANDO QUE:

Conforme a lo dispuesto por el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso administrativo, así como de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, el cual ha sido compilado por el Decreto 1078 de 2015 y el artículo 33 de la Resolución CREG 039 de 2017, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resolución de carácter general que pretenda adoptar.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión N°. 881 del 12 de octubre de 2018, aprobó hacer público el proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se modifica y se hacen adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones.*

RESUELVE:

Artículo 1. Hágase público el siguiente proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones.* Los análisis y las recomendaciones a la Comisión están contenidos en el Documento CREG 093 de 2018.

MM

PP

Gu

W

Day
ACM

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Artículo 2. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las autoridades competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la publicación del proyecto en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Artículo 3. Los interesados podrán dirigir al Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de energía y Gas, las observaciones y sugerencias a la siguiente dirección: avenida calle 116 #7-15, edificio torre Cusezar, interior 2, oficina 901 o al correo electrónico creg@creg.gov.co.

Artículo 4. La presente resolución no deroga disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

Artículo 5. Contra la presente resolución no procede ningún recurso.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá DC, a

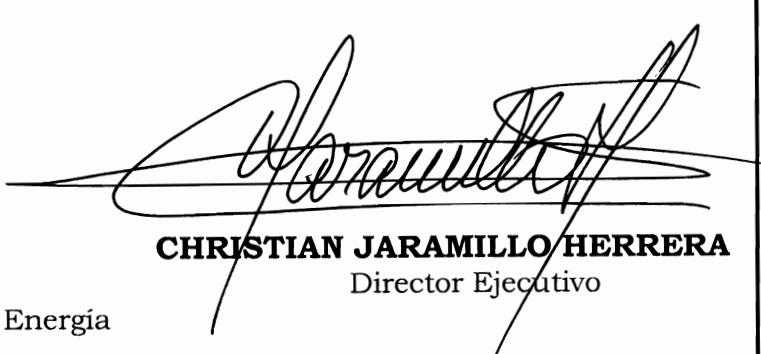
12 OCT. 2018



DIEGO MESA PUYO

Viceministro de Energía

Delegado de la Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Director Ejecutivo

DD
HMS

PP *Cu* *BB*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras 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:

La Ley 143 de 1994 en su artículo 4, señala que 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.

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.

Para el cumplimiento del objetivo señalado, la Ley 143 de 1994, en su artículo 23, le atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, entre otras, las funciones de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía y establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, teniendo en cuenta los conceptos del Consejo Nacional de Operación.

De acuerdo con lo establecido en el literal c) del artículo 74.1 de la ley 142 de 1994, le corresponde a la CREG establecer el Reglamento de Operación, para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

40
Hus

AP Cuy M

SG
M. Carv

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Mediante Resolución CREG 024 de 1995 se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

Mediante Resolución CREG 025 de 1995 se 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.

La Comisión identifica que de acuerdo a la normativa nacional vigente, Ley 1715 de 2014, y a las reuniones que se han concertado con la UPME en cuanto a nuevos proyectos de generación en el SIN, que se debe contar con una actualización del Reglamento de Operación en temas relacionados con la planeación, la conexión, y algunos aspectos comerciales y de operación de las redes del SIN, considerando la integración de fuentes no convencionales de energía y las nuevas tecnologías de transporte y almacenamiento de energía.

La presente disposición es transitoria, y regula temporalmente los aspectos relacionados con la conexión, operación y aspectos comerciales en el mercado de energía de plantas solares fotovoltaicas, eólicas y/o plantas filo de agua en el SIN; por lo tanto, estará sujeta a las modificaciones y ajustes que considere la CREG de acuerdo con los resultados de los estudios y análisis contratados para tal fin, así como de los aportes de las entidades gubernamentales, gremios, agentes del mercado y terceros interesados, que permitan a la Comisión contar con la información pertinente para expedir la resolución definitiva.

R E S U E L V E:

Artículo 1. Objeto. La presente resolución ajusta y adiciona transitoriamente algunos apartes del Reglamento de Operación, Código de Redes y aspectos comerciales del mercado de energía mayorista, adoptados mediante la Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995, el Reglamento de Distribución, adoptado mediante la Resolución CREG 070 de 1998, la Resolución CREG 080 de 1999 y la Resolución CREG 023 de 2001, en aspectos relacionados con la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, y aspectos relacionados con plantas filo de agua. Estos ajustes temporales estarán vigentes hasta cuando la CREG expida la resolución definitiva.

Artículo 2. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Control rápido de corriente reactiva. Característica proporcionada por un módulo de control de un parque de generación no síncrono que permite una inyección rápida de corriente reactiva ante desviaciones de tensiones en la red.

Estatismo en tensión. Característica técnica de una planta de generación, que determina la variación porcentual de la tensión por cada variación porcentual de la potencia reactiva en todo el rango de regulación de tensión.

hos

PP

Cuy

HL

BR
Plan

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Generación no síncrona. Hace referencia a la generación solar fotovoltaica y eólica conectada al STN y STR.

Planta filo de agua. Se considerarán plantas filo de agua las plantas hidráulicas despachadas centralmente que cumplan con una de las siguientes condiciones:

- i. Que no posea embalse y que su estructura de captación esté conectada directamente a la fuente de agua para que tome parcial o totalmente el caudal de dicha fuente, o
- ii. Que la central posea embalse cuyo tiempo de vaciado, generando con su Capacidad Efectiva Neta, CEN, considerando el aporte promedio multianual e iniciando con embalse en el máximo técnico, calculado según el Acuerdo 512 del CNO o aquellos que lo modifiquen, sea menor o igual a un (1) día, o si el tiempo de llenado generando con dicha capacidad efectiva neta y con el aporte promedio multianual iniciando con el embalse en el mínimo técnico, calculado según el Acuerdo 512 del CNO o aquellos que lo modifiquen, sea menor o igual a un (1) día.

Adicionalmente, no se considerarán filo de agua las centrales hidroeléctricas que estén situadas aguas abajo de embalses que le garanticen regulación de caudales mayor a un (1) día. En este caso, se entiende como tiempo regulación el calculado mediante el criterio indicado en el párrafo anterior.

Planta o unidad de generación variable. Se considerará la planta o unidad de generación variable, la planta de generación eólica, la planta de generación solar fotovoltaica y la planta filo de agua. Las anteriores, caracterizadas como plantas que tienen una capacidad de regulación de generación menor a un día.

Tiempo de establecimiento – T_e . Tiempo que tarda la señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de $\pm 3\%$ de la diferencia entre el valor inicial y final alrededor de su valor final, ante una entrada escalón.

Tiempo de respuesta inicial – T_r . Tiempo que tarda la señal en sobrepasar un 3% de la diferencia entre el valor inicial y final alrededor de su valor inicial, ante un escalón de subida; de igual forma un -3% en el caso de escalón de bajada.

CAPITULO I

CÓDIGO DE CONEXIÓN Y CÓDIGO DE OPERACIÓN

Artículo 3. Modifíquese el numeral 8.1.2 (“Equipo de Protección”) del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 8.1.2 del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

8.1.2 Equipo de Protección. Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al STN deben cumplir los siguientes requisitos para reducir a un mínimo el impacto en el STN por fallas en los circuitos de propiedad de los Generadores:

fls

Señor

DP Cuy

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Los tiempos de despeje de las protecciones primarias por fallas en los equipos del Generador directamente conectado al STN y por fallas en la parte de la STN directamente conectada al equipo del Generador, desde el inicio de falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que:

80 ms en 500 kV.

100 ms en 220 kV.

En el evento de no operación de los sistemas de protección primarios, el Generador debe proveer una protección de respaldo con tiempo de despeje de falla no mayor de 300 ms por fallas en la conexión de alta tensión del Generador.

Cuando la unidad de generación está conectada a los niveles de 220 kV o tensiones superiores del STN, el Generador debe proveer una protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar el disparo de todos los interruptores de potencia locales o remotos que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable entre 100 ms y 500 ms después de detectada la condición de falla de interruptor. Para los generadores solares fotovoltaicos y eólicos esta protección deberá ser implementada en un relé independiente de las protecciones propias del equipo protegido o podrá estar incluida como una función adicional en una protección diferencial de barras.

Adicionalmente, el Generador debe proveer las siguientes protecciones que minimizan el impacto sobre el STN:

- Protección por deslizamiento de polos, la cual se exigirá según los requerimientos de operación del STN. Esta protección no es requerida para Generadores solares fotovoltaicos y eólicos.*
- Protección de alta y baja frecuencia según los límites especificados en el Código de Operación.*
- Los Generadores solares fotovoltaicos y eólicos deberán disponer de funciones de protección de sobre y baja tensión, instalados en el punto de conexión y ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Los criterios y ajustes de las funciones de protección de sobre y baja tensión deberán ser definidos por el CND, de acuerdo con las necesidades del SIN.*
- Los Generadores solares fotovoltaicos y eólicos deberán coordinar con el transmisor la conveniencia de habilitar una protección anti-isla que, en caso de requerirse, deberá ser de tipo Intertrip.*

Artículo 4. Adíjóñese el numeral 8.2.4 (“Modelos de control de generadores eólicos y solares fotovoltaicos”) al Código de Conexión

WHS

AP

Cuy

ML

SJ

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 8.2.4 del Código de Operación quedará así:

8.2.4. Modelos de control de generadores eólicos y solares fotovoltaicos

Para el caso de Generadores solares fotovoltaicos y eólicos que se conecten al STN y STR será responsabilidad de los agentes representantes entregar al CND, 6 meses antes de su entrada en operación, los modelos preliminares del generador y sus controles asociados para los estudios de simulación RMS en la herramienta utilizada por el CND. Estos modelos deben incluir los requisitos técnicos definidos en la presente resolución, para el control de potencia activa y frecuencia y el control de tensión y potencia reactiva, y permitir el ajuste de los parámetros que definen estas funcionalidades.

Artículo 5. Modifíquese el numeral 13.1 (“Servicios que los Generadores deben proveer”) del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 13.1 del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

13.1. SERVICIOS QUE LOS GENERADORES DEBEN PROVEER

- Control de tensión y potencia reactiva.
- Control de frecuencia mediante regulador de velocidad.
- Estabilización de potencia.
- Regulación secundaria de frecuencia con AGC.
- Respuesta rápida en frecuencia, para el caso de las plantas eólicas conectadas al STN y STR.
- Respuesta rápida de corriente reactiva para plantas eólicas y solares fotovoltaicas

Artículo 6. Adíquese los numerales 3.1.1, 3.3.1.1, 3.3.4.1, 3.3.6 y 3.3.7 al Anexo CC.6 del Código de Conexión que hace parte del anexo general Código de Redes, adoptado mediante la Resolución CREG 025 de 1995. Al Anexo CC.6 del código de conexión, modificado por el artículo 6 de la Resolución CREG 083 de 1999, se le adicionan los numerales que aparecen en el Anexo de esta resolución.

Artículo 7. Modifíquese el numeral 2.1 (“planeamiento operativo energético”) del Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.1 del Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

2.1. PLANEAMIENTO OPERATIVO ENERGÉTICO

Consiste en la planeación de la operación de los recursos energéticos hidráulicos, térmicos, solares y eólicos para la producción de energía eléctrica.

10
Mvs.

AP Cuy
H

GA
Manc

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Artículo 8. Modifíquese el primer inciso del numeral 2.1.1.3 (“coordinación de mantenimientos y/o desconexiones de equipos de generación”) del Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El primer inciso del numeral 2.1.1.3 del Código de operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 4 de la Resolución CREG 065 de 2000, quedará así:

Las empresas propietarias u operadoras de unidades o plantas generadoras despachadas centralmente o propietarias u operadoras de plantas eólicas y solares fotovoltaicos conectadas al STN y STR, ingresarán su programa de mantenimientos y/o desconexiones mediante un sistema de información desarrollado por el CND, con el propósito de garantizar la reserva de potencia necesaria para la operación confiable y segura del SIN, de acuerdo con los criterios y parámetros técnicos definidos en este Código de Redes y en los acuerdos del CNO.

Artículo 9. Adíjíñese el numeral 2.2.1.1 (“Información para plantas solares fotovoltaicos y eólicas”) al Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.2.1.1 quedará así en el Código de Operación:

2.2.1.1 Información para plantas solares fotovoltaicos y eólicas

En los treinta (30) días posteriores a la entrada en operación del proyecto, los agentes que representan las plantas de generación que se conecten al SIN deben entregar los modelos de simulación RMS detallados en la herramienta de simulación que utiliza el CND, los cuales deben ser validados y parametrizables de acuerdo con los requerimientos técnicos definidos para el control de potencia activa y frecuencia y el control de tensión y potencia reactiva, conforme a la metodología de validación definida por el CND y aprobada por la CREG.

Dentro de los treinta (30) días siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el CND deberá definir la metodología para la validación de los modelos de que trata este artículo, la cual remitirá al CNO para sus comentarios, previo a que el CND remita la propuesta definitiva a la CREG para su aprobación.

Artículo 10. Modifíquese el numeral 2.2.5 (“ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación del SIN”) del Código de Operación, que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.2.5 del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

El CND especifica los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia de acuerdo con los estudios de análisis de seguridad.

En términos generales, los fabricantes de turbinas para plantas térmicas no recomiendan operarlas a bajas frecuencias, para no deteriorar su vida útil.

90

Ms

Os
Hans

PP Cuy

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Sin embargo, a este respecto en el SIN se consideran las siguiente dos normas.

- *Las unidades térmicas no pueden operar por debajo de 57.5 Hz un tiempo superior a 0.8 minutos (48 segundos) durante su vida útil.*
- *Las unidades térmicas pueden trabajar con frecuencias de 58.5 Hz hasta 30 minutos durante su vida útil.*

Se considera que el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, implementado en el SIN ha sido diseñado teniendo en cuenta estas dos normas y los criterios establecidos en el Numeral "2.2.4 Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia". Por lo tanto, las unidades de generación deben cumplir con los siguientes requisitos para el ajuste de los relés de baja frecuencia:

- *No deben tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz.*
- *En el rango de 57.5 Hz a 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos.*
- *Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos de la unidad.*
- *Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores de 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobrevelocidad con una temporización mínima de 15 segundos.*
- *Para frecuencias superiores a 63 Hz puede ajustarse el disparo instantáneo de la unidad para protección por sobrevelocidad.*

Las plantas solares fotovoltaicos y eólicas conectadas al STN y STR, deben operar normalmente para un rango de frecuencia entre 57.5 Hz y 63 Hz.

Artículo 11. Modifíquese el Artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001.

El Artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001, el cual adicionó algunas disposiciones contenidas en la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

Artículo 4. Reserva rodante, banda muerta y estatismo de plantas despachadas centralmente y características adicionales para el control de frecuencia/potencia de plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada. Para dar cumplimiento a lo anterior, las plantas y/o unidades de generación deben estar habilitadas para incrementar o decrementar su generación, incluso cuando sean despachadas con la disponibilidad máxima declarada o en su mínimo técnico, durante los tiempos de actuación definidos en la presente Resolución para la Reserva de Regulación Primaria. Se exceptúa de lo aquí dispuesto, el decremento cuando las plantas y/o unidades operan en su mínimo técnico.

10

11

Cuyl

G. Gómez

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Para una adecuada calidad de la frecuencia, las unidades generadoras deberán tener una Banda Muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30 mHz. Este valor podrá ser revaluado por el CND cuando lo considere conveniente.

El Estatismo de las unidades generadoras despachadas centralmente, excepto las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, debe ser un valor entre el 4% y el 6%, el cual deberá ser declarado por el agente al CND.

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deben tener un control de potencia activa/frecuencia que incluya una banda muerta y un estatismo permanente ajustable, permitiendo su participación en la regulación primaria de frecuencia del sistema. El control de potencia activa/frecuencia de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- *Ser estable: las señales de salida del control deben ser amortiguadas en el tiempo ante señales de entrada escalón, para todos los modos y condiciones operativas.*
- *El estatismo debe ser configurable en un rango entre el 2% y el 6%.*
- *La banda muerta debe ser configurable en un rango entre 0 y 120 mHz. Inicialmente deberán tener una Banda Muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30 mHz.*
- *El ajuste de la función de control de frecuencia debe ser reportado por el agente que representa la planta antes de las pruebas de puesta en servicio. La función de control de frecuencia debe ser reajustada en caso de que en la operación se identifiquen riesgos a la seguridad del SIN.*
- *Los parámetros de ganancia y constantes de tiempo deben poder ser modificados para cumplir con criterios de estabilidad y velocidad de respuesta del SIN, teniendo en cuenta las características técnicas de las tecnologías disponibles.*
- *Cumplir con los siguientes parámetros: tiempo de respuesta inicial máximo (Tr) de 2 segundos y tiempo de establecimiento máximo (Te) de 15 segundos.*
- *El CND dentro de los rangos establecidos, definirá el valor de estatismo y banda muerta de acuerdo con las necesidades del SIN.*

Parágrafo. Las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, se excluyen de la obligatoriedad de la prestación del servicio de respuesta primaria para eventos de subfrecuencia. Por tanto, las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR deben prestar servicio de regulación primaria para eventos de sobrefrecuencia.

40
JMS

AV
Cuy
M

CG
Ricardo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Artículo 12. Adíquese el numeral 5.6.3 (“respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas”) al Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 5.6.3 del Código de Operación quedará así:

5.6.3 RESPUESTA RÁPIDA EN FRECUENCIA PARA PLANTAS EÓLICAS

Las plantas eólicas, conectadas al STN y STR, deben tener la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida, cumpliendo con los siguientes requisitos:

- *La funcionalidad debe activarse cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, contribuyendo con un aporte en potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz. Este aporte deberá ser retirado automáticamente del sistema si la frecuencia entra al rango definido por la banda muerta del control frecuencia/potencia. En caso de que al cabo de 6 segundos la frecuencia no haya regresado al rango mencionado anteriormente se debe retirar el aporte adicional de potencia activa.*
- *El aporte adicional de potencia activa debe ser limitado a 10% de la potencia nominal del generador.*
- *Ante desviaciones de frecuencia mayores a 0.15 Hz y menores o iguales a 0.83 Hz con respecto a la frecuencia nominal, el generador deberá alcanzar el aporte adicional en un tiempo igual o menor a 2 segundos, contabilizados a partir de que se supere el umbral de activación de la funcionalidad, y mantenerse máximo 4 segundos aportando la potencia máxima requerida de acuerdo con el evento de frecuencia. Esta característica deberá ser verificada en las pruebas de puesta en servicio y notificada al CND.*
- *La función de respuesta rápida de frecuencia debe cumplir con los requisitos establecidos anteriormente mientras la planta opere al menos al 25% de su potencia nominal. Cuando opere por debajo de este nivel, debe reportar el valor de contribución y los tiempos de respuesta.*

Los parámetros de esta funcionalidad: umbral de activación, velocidad de subida, tiempo de sostenimiento y tiempo de subida podrán ser reevaluados por el CND de acuerdo a las condiciones operativas del sistema.

Artículo 13. Modifíquese el numeral 5.7 (“control de voltaje”) del Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 5.7 del Código de Operación contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 1 de la Resolución 135 de 2013, quedará así:

ms

P

Cuyl

al

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

5.7 CONTROL DE VOLTAJE

- *Los voltajes objetivo en los nodos de generación se determinarán según los resultados de las metodologías del Planeamiento Operativo Eléctrico.*
- *Los movimientos de taps en los transformadores con cambio bajo carga, se hacen según los resultados del Planeamiento Operativo Eléctrico de Corto y muy Corto Plazo.*
- *La disminución de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, según el siguiente orden de prioridades:*
 1. *Ajuste de voltajes objetivo de generadores.*
 2. *Cambio de posición de los taps de transformadores.*
 3. *Desconexión de condensadores.*
 4. *Conexión de reactores.*
 5. *Desconexión de líneas de transmisión o distribución en horas de baja carga.*
- *El aumento de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, según al siguiente orden de prioridades:*
 1. *Conexión de líneas de transmisión o distribución.*
 2. *Desconexión de reactores.*
 3. *Conexión de condensadores.*
 4. *Cambio de posición de los taps de transformadores.*
 5. *Ajuste de voltajes objetivo de generadores.*

Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.

La frecuencia con la que deben realizarse las pruebas de potencia reactiva se establecen en el numeral 7.4.1 Prueba de Potencia Reactiva del Reglamento de Operación.

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deberán cumplir lo siguiente:

11
Ms

11

Cuy

ATP

Señor
Alvaro

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

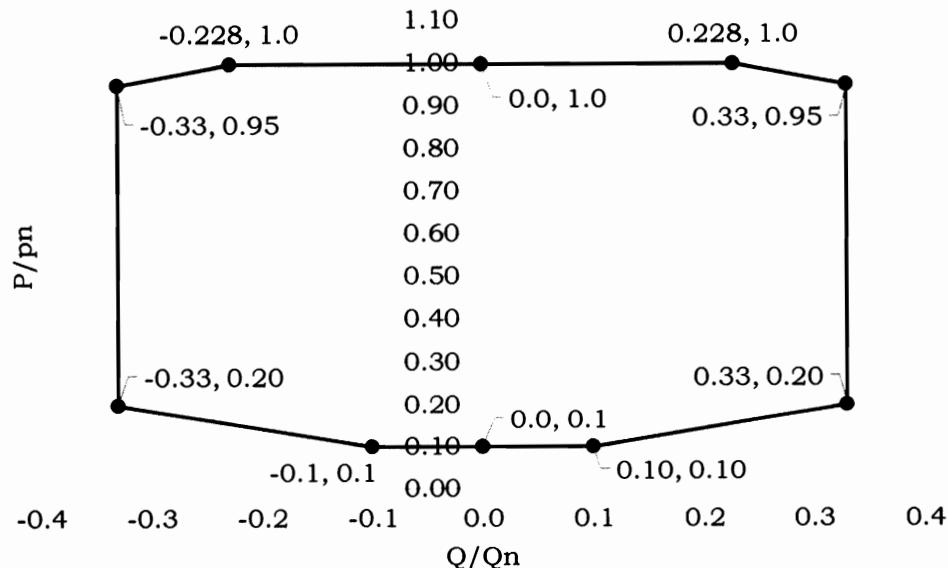
a) *Tener la capacidad de controlar la tensión en forma continua en el rango operativo normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva de acuerdo con su curva de carga declarada y según las consignas de operación definidas por el CND, para esto, se deberán cumplir los siguientes requisitos:*

- *El regulador de tensión deberá contar con los siguientes modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia.*
- *El regulador de tensión deberá disponer de un estatismo configurable.*
- *El control de potencia reactiva/tensión, debe ajustarse de tal manera que sea estable y que, ante cualquier cambio en lazo abierto tipo escalón en la consigna de tensión, potencia reactiva o factor de potencia, la potencia reactiva de la planta tenga un tiempo de respuesta inicial menor a 2 segundos y un tiempo de establecimiento menor a 10 segundos.*

El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia reactiva, de tensión o factor de potencia activa de forma local o remota.

b) *Para tensiones dentro del rango normal de operación en el punto de conexión, deberá operar dentro de los límites establecidos por la curva de capacidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se muestra a continuación.*

Curva de capacidad de plantas eólicas y solares



12/10/2018
Herr

RP

Cuyl

MM
Herr

SM

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Donde:

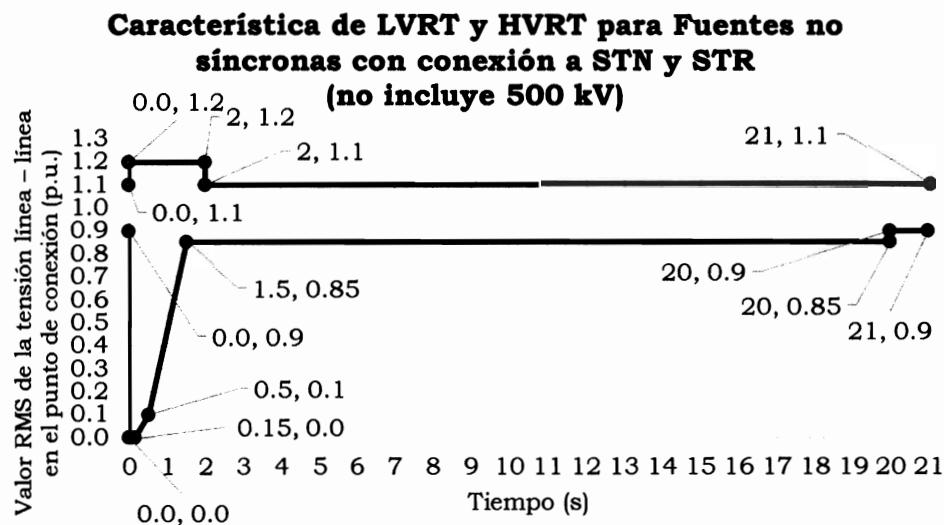
P y Q son la potencia activa y reactiva y Pn y Qn son la potencia activa y reactiva nominales.

Cuando una planta de generación eólica y solar fotovoltaica, conectada al STN y STR, esté operando en valores de potencia inferiores al 10% de la capacidad nominal no habrá exigencia de entrega o absorción de potencia reactiva para control de tensión. Sin embargo, en esa condición la planta no debe exceder el 5% en aporte o absorción de potencia reactiva.

Para tensión nominal se debe cumplir como mínimo con la curva de capacidad definida anteriormente. Adicionalmente, se realizarán pruebas y seguimiento posoperativo para verificar los valores de las curvas envolventes de capacidad en los rangos de las tensiones en condiciones normales de operación definidos en el numeral 5.1 del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995.

c) *Cuando se presenten fallas simétricas o asimétricas deben poder operar dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT) para fuentes no sincronas.*

La Característica de depresiones de tensión y sobretensiones para fuentes no sincronas conectadas al STN y STR, que no incluye red de 500 kV, es la que se muestra a continuación:



La Característica de depresiones de tensión y sobretensiones para fuentes no sincronas conectadas a la red en el nivel de tensión de 500 kV es la que se muestra a continuación:

123

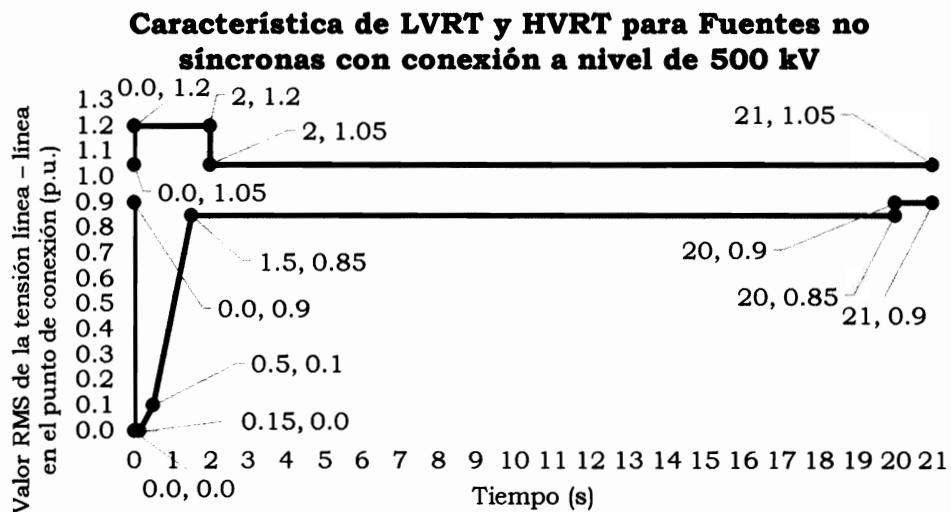
R

C

123

Flam

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*



Adicional a lo anterior, estas plantas deben ser capaces de superar depresiones de tensión sucesivas así:

- Para plantas eólicas, si la energía disipada durante las depresiones de tensión es menor a la capacidad nominal del recurso de generación durante 2 segundos, contabilizada en una ventana móvil de 30 minutos.
- Para plantas solares fotovoltaicas, deben soportar depresiones sucesivas separadas por 30 segundos entre depresión y depresión.

La depresión de tensión se considera superada cuando la tensión de línea-línea es mayor a 0.85 p.u. Una vez superada la depresión de tensión, la fuente de generación debe recuperar el 90% de la potencia activa que estaba suministrando antes de la depresión en un tiempo no superior a 1 segundo.

El CND realizará seguimiento del cumplimiento de este requisito ante eventos en el SIN.

d) Deben priorizar la inyección de corriente reactiva de forma que alcance un 90% del delta de cambio esperado en menos de 50 ms, con una tolerancia del 20%, ante desviaciones de tensión que excedan los límites operativos de la tensión nominal en la planta de generación. Los 50 ms consideran el tiempo necesario para detectar la falla.

El valor del delta de cambio de inyección de corriente reactiva (ΔI_r), en el punto de conexión, se calcula de acuerdo con la siguiente figura:

11/11/2018

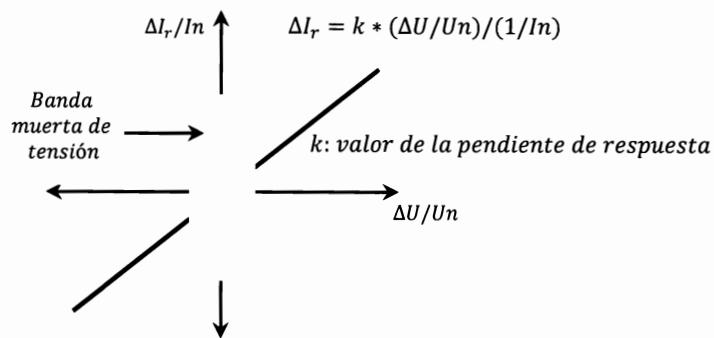
11/11/2018

11/11/2018

11/11/2018

11/11/2018

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*



Para la figura anterior, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- ΔI_r es el valor de la siguiente relación:

$$\Delta I_r = \frac{k * (\Delta U / U_n)}{(1 / I_n)}$$

Donde:

ΔI_r es el cambio en corriente reactiva requerido

I_n es la corriente nominal

ΔU es la variación de tensión respecto del valor nominal

U_n es la tensión nominal

k valor de la pendiente de respuesta

- La pendiente k de cada unidad de generación debe ser ajustable con valores entre 0 y 10.
- El aporte de potencia reactiva adicional se limitará al 100% de la corriente nominal del generador.
- El CND determinará el valor de k a ser usado en el punto de conexión, después de realizar los estudios eléctricos con el modelo suministrado por cada planta de generación. Cada planta de generación solar fotovoltaica y eólica debe determinar el valor de k a utilizar en cada unidad de generación para cumplir con el valor de k definido por el CND en el punto de conexión, para lo cual se debe tener en cuenta una k parametrizable entre 0 y 10 en la unidad de generación y el valor máximo declarado para el generador.
- La banda muerta de tensión corresponde al rango de tensión de operación normal en el punto de conexión definido en el numeral 5.1 del Código de Operación y en el cual no operará el control de rápido de corriente reactiva definido en este literal.
- El aporte de potencia reactiva adicional se debe mantener siempre que la tensión esté por fuera del rango normal de operación.

10

Avv

PP

Cuel

41

Alvaro

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

- *Se debe mantener un aporte de potencia reactiva por 500 ms después de que la tensión entre a la banda muerta de tensión manteniendo un aporte adicional proporcional a la desviación de la tensión con respecto al valor de referencia (1 p.u).*

Artículo 14. Adíquese el numeral 5.8 (“rampa operativa para arranque y parada”) al Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 5.8 del Código de Operación quedara así:

5.8 RAMPA OPERATIVA PARA ARRANQUE Y PARADA

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deben tener una rampa operativa para arranque y parada ajustable. Inicialmente se define una rampa del 14 % de la potencia nominal de la planta, en MW/min, para lo cual:

- *Este requerimiento de arranque y parada aplica siempre que esté disponible el recurso primario de generación.*
- *El agente debe reportar la rampa máxima de la planta.*
- *Este parámetro debe poder configurarse dependiendo de las condiciones del sistema, considerando la rampa natural reportada.*
- *El valor inicial de la rampa del 14% podrá ser revaluado por el CND cuando lo considere conveniente, considerando la rampa natural reportada.*

Artículo 15. Modifíquese el numeral 7.1 (“solicitud de prueba”) del Código de Operación, que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 7.1 del Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

7.1 SOLICITUD DE PRUEBA

El CND y los organismos de control pueden solicitar en cualquier momento a cualquier empresa generadora y a costo de esta última, pruebas de la capacidad efectiva de potencia activa o reactiva, estatismo, arranque rápido, restablecimiento, disponibilidad o parámetros de operación para demostrar que cumple con los parámetros declarados.

Las pruebas se hacen de acuerdo con los procedimientos establecidos en los numerales 7.4 a 7.6. La certificación se obtiene mediante prueba ante una empresa de auditoría técnica, debidamente registrada ante las autoridades competentes. La prueba deberá ser realizada antes de 96 horas después de realizada la solicitud. No se podrán solicitar más de dos pruebas para una misma unidad en cada año calendario, excepto cuando el generador haya fallado en las dos primeras pruebas.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

La solicitud para realizar una prueba solo cubre generadores despachados centralmente desde el CND.

La solicitud de la prueba de los parámetros de operación, de cualquiera de las unidades que son centralmente despachadas, puede provenir de cualquiera de las empresas de generación, comercialización u organismos de control. En caso de que se verifique un incumplimiento, los costos de la prueba son sufragados por el dueño de la planta, pero en caso de que la prueba sea satisfactoria, los costos son asumidos por el o los generadores solicitantes. Estas solicitudes son independientes a las dos que pueden solicitar el CND o los organismos de control, durante un año, sin ningún costo.

Todas las mediciones de las pruebas se hacen en los terminales de alto voltaje del transformador elevador del generador.

La solicitud para realizar una prueba cubre generadores solares fotovoltaicos y eólicos conectados al STN y STR.

Artículo 16. Modifíquese el numeral 7.4.4 (“prueba de restablecimiento”) del Código de Operación, que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 7.4.4 del Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

7.4.4 Prueba de restablecimiento

Para la prueba de restablecimiento se sigue el siguiente procedimiento:

- a) El generador en referencia debe estar sincronizado y suministrando energía al SIN.*
- b) Todas las máquinas diesel u otras máquinas asociadas al proceso de restablecimiento deben estar desenergizadas. Los servicios auxiliares de estas máquinas también deben estar desenergizados.*
- c) Se procede a bajar la generación de la unidad o planta en prueba hasta que esté completamente descargada y se desconecta del SIN. También se desconectan todos los suministros de corriente alterna y servicios auxiliares de la unidad o planta en prueba.*
- d) Se arranca la máquina diesel o aquella que esté designada para iniciar el restablecimiento. Se energizan los servicios auxiliares de la unidad en prueba y se arranca hasta alcanzar la velocidad sincrónica.*
- e) Se sincroniza la unidad al SIN pero se deja girando en vacío durante un lapso de cinco minutos y se procede a restablecer la generación que indique el programa de despacho a menos que el CND de la orden de tomar carga.*

40

Se
Man

Am

P
Cuel
ml

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

El generador incumple la prueba de restablecimiento si la unidad no está sincronizada al sistema en el tiempo declarado al CND, con una tolerancia positiva del 10 %.

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR no están sujetas a la prueba de restablecimiento, dada las características propias de la tecnología.

Artículo 17. Adíquese el numeral 7.7 (“pruebas para plantas solares fotovoltaicas y eólicas”) al Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 7.7 del Código de Operación quedara así:

7.7 PRUEBAS PARA PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y EÓLICAS.

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deben realizar y remitir los resultados de las siguientes pruebas al CND, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo CNO:

- Pruebas de respuesta al escalón para los controles de frecuencia/potencia activa y tensión/potencia reactiva de que tratan el artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001 y el literal a del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.*
- Pruebas de la curva de capacidad de que trata el literal b del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.*
- Pruebas de estatismo(s) potencia/frecuencia de que tratan el artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001.*
- Pruebas de rampa operativa de entrada y salida de que trata el numeral 5.8 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.*
- Pruebas de estatismo potencia reactiva/tensión de que trata el literal a del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.*
- Pruebas de desempeño de respuesta rápida en frecuencia de que trata el numeral 5.6.3 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.*
- Pruebas a los requerimientos de comportamiento ante fallas de que trata el literal c del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.*
- Pruebas a los requerimientos de priorización en la inyección rápida de corriente reactiva de que trata el literal d del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.*

10
JAS

AP Cuy 41
JAS

BOCA

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Lo anterior, sin perjuicio de las pruebas de puesta en servicio propias que debe realizar un proyecto de generación para entrar en operación, las pruebas requeridas por el TN, TR u OR que entrega el punto de conexión y las demás pruebas establecidas en la regulación vigente.

Adicional a las pruebas establecidas anteriormente, el CND realizará seguimiento posoperativo para verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos establecidos en la presente Resolución.

La solicitud para realizar una prueba cubre generadores solares fotovoltaicos y eólicos conectados al STN y STR.

Dentro de los treinta (30) días siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el CNO deberá definir mediante Acuerdo los términos y plazos para la realización de las pruebas, de que trata este artículo, que deben realizar las plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Artículo 18. Velocidad de toma de carga y potencia de salida de plantas eólicas y solares fotovoltaicas. Adíquese al final del Anexo CO.3 del Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, lo siguiente:

PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y EÓLICAS CONECTADAS AL STN Y STR

Los agentes deberán reportar al CND, una curva donde se relacione la velocidad de toma de carga en función la potencia de salida.

Artículo 19. Supervisión del CND sobre plantas solares fotovoltaicas y eólicas. Adíquese el literal i al numeral 2 del Artículo 3 de la Resolución CREG 080 de 1999, el cual quedara así:

i) Para el caso de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, contar con supervisión, la cual se podrá realizar desde el CND de manera directa por medio de unidades terminales remotas (RTU) o equivalente, de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control vigentes al momento de la integración o utilizando protocolos de comunicación sobre la red pública de datos internet que sean soportados por el centro de supervisión y control del CND, que hayan sido avalados previamente por el CND y que garanticen los criterios de seguridad y confiabilidad requeridos para la operación del sistema interconectado nacional.

Artículo 20. Modifíquese el numeral 4.3.3 (“protecciones”) del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998. El numeral 4.3.3 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998 quedará así:

4.3.3 Protecciones

El Usuario en su conexión deberá disponer de esquemas de protecciones compatibles con las características de su carga que garantice la

*Y
JHR*

P

CIV

*PM
HJ*

OM

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

confiabilidad, seguridad, selectividad y rapidez de desconexión necesarias para mantener la estabilidad del Sistema. El Usuario deberá instalar los equipos requeridos de estado sólido, de tecnología análoga o digital que cumplan con la Norma IEC 255.

Para garantizar una adecuada coordinación y selectividad en la operación de las protecciones del STR y/o SDL que opera el OR, los sistemas de protección y los tiempos de operación de las protecciones del Usuario, deberán ser acordadas con el OR durante el proceso de aprobación de diseños y para la puesta en servicio y conexión, y pueden ser revisados periódicamente por el OR, con la participación del Usuario.

Para el diseño de la conexión al STR y/o SDL, el Usuario deberá tener en cuenta las características técnicas de las protecciones que el OR tiene en su Sistema, para las operaciones de conmutación secuencial o para la reconexión automática.

Cuando las características de la carga de un Usuario que se conectará al STR y/o SDL requiera equipos de protección de respaldo, el OR exigirá la instalación de los mismos. Dichos equipos deberán cumplir con las normas aplicables a las protecciones principales.

El Usuario no podrá instalar equipos para limitar la corriente de falla en el punto de frontera o en las instalaciones del mismo, a menos que sea autorizado por el OR. En caso de autorización, el Usuario deberá garantizar la operación satisfactoria de los equipos de protección de su Sistema.

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STR:

- *Toda bahía de generación conectada en el STR deberá disponer de una protección tipo falla interruptor, la cual deberá ser implementada en un relé independiente de las protecciones propias del equipo protegido o podrá estar incluida como una función adicional en una protección diferencial de barras.*
- *Disponer de un mecanismo de corte visible en el punto de conexión del sistema de generación con el STR, con capacidad de maniobra y bloqueo manual verificable por parte del operador de red.*
- *Cuando se realiza la conexión de sistemas de generación mediante un transformador delta-estrella, con delta en el punto de conexión de generador con el OR, se deberá evaluar con el operador de red la conveniencia de implementar una protección de sobretensión de secuencia cero en el punto de conexión.*
- *La generación conectada al STR debe contar con sistemas de protección principal y respaldo, con capacidad para detectar fallas en el generador y en el punto de conexión con el STR, el cual deberá*

10

115

11

12

13

14

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

contar con un esquema de protección selectiva que coordine con la red existente.

- *La bahía de conexión de todo generador conectado en el STR, deberá disponer de dos relés de protección principales y estar en capacidad para despejar las fallas en el elemento protegido en un tiempo menor a 150 milisegundos.*
- *Es responsabilidad del agente representante del recurso de generación garantizar que todos los equipos de su instalación se encuentren correctamente protegidos para satisfacer los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad durante la operación del sistema eléctrico de potencia. Adicionalmente, en el punto de conexión, se deberán cumplir los siguientes requisitos.*
 - *Disponer de funciones de protección de sobre y baja tensión ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Los criterios y ajuste de las funciones de protección de sobre y baja tensión serán definidos por el CND de acuerdo con las necesidades del SIN.*
 - *Disponer de funciones de protección de sobre y baja frecuencia ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Los criterios y ajustes de las funciones de protección de sobre y baja frecuencia se establecerán mediante acuerdo CNO.*

Parágrafo. Dentro de los treinta (30) días siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el CNO deberá definir mediante Acuerdo los criterios y ajustes de las funciones de protección de sobre y baja frecuencia de que trata este artículo.

Artículo 21. Modifíquese el literal g del numeral 4.5.6.2 (“coordinación de protecciones”) del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998. El literal g del numeral 4.5.6.2 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998 quedará así:

g) La Unidad Generadora deberá contar con un sistema de detección de tensión a fin de no permitir el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito del OR esté desenergizado.

En caso de plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STR, se debe coordinar con el operador de red la conveniencia de habilitarse una protección anti-isla, en caso de requerirse esta protección, deberá ser de tipo Intertrip.

Artículo 22. Protocolo para calidad y confiabilidad de medidas meteorológicas para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR.

Dentro de los treinta (30) días siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el CNO deberá definir mediante Acuerdo el protocolo de verificación

10
HHR

11

Cuy
HO

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

de calidad y confiabilidad de la medición de las variables meteorológicas de que trata el numeral 3.3.6 del Anexo CC.6 del Código de Operación que hace parte del anexo general del Código de Redes y que se modifica en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 23. Requerimientos de calidad y disponibilidad de las medidas eléctricas para plantas eólicas y solares fotovoltaicas.

Dentro de los treinta (30) días siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el CND deberá definir la metodología para para el cálculo de la calidad y disponibilidad de las mediciones eléctricas de que trata el numeral 3.3.7 del Anexo CC.6 del Código de Operación que hace parte del anexo general del Código de Redes y que se modifica en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 24. Información y procedimiento de entrada en operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Dentro de los treinta (30) días siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución, el CNO establecerá, mediante Acuerdo la información, procedimiento de entrada en operación y los parámetros que los generadores eólicos y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR, deben cumplir para la entrada en operación de sus plantas. En caso de que las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR no cumplan todos los términos y plazos establecidos en esta Resolución, los Acuerdos del CNO, circulares UPME y Procedimientos XM, la planta no puede ser declarada en explotación comercial.

Por seguridad del sistema no es permitido la conexión de generación en el STN y STR mediante conexión en T.

CAPITULO II

ASPECTOS OPERATIVOS Y COMERCIALES

Artículo 25. Modifíquese el artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994.
El artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994, modificado por el artículo 2 de la Resolución CREG 051 de 2009, quedará así:

Artículo 6º. Ofertas de precio en la bolsa de energía. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía de sus unidades de generación, por unidad de energía generada cada hora en el día siguiente, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:

1.1. Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento y la eficiencia térmica de la planta.

4D

As

11

Gull
JL

Flam

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

- 1.2. *Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional.*
- 1.3. *Para las plantas de generación variable: los costos de oportunidad de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica del sistema interconectado nacional.*

Artículo 26. Modifíquese el numeral 1.1.1.1 (“Determinación del Despacho Ideal”) del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995, modificado por el Artículo 1 de la Resolución CREG-011 de 2010. El Numeral 1.1.1.1. del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995 quedará así:

“1.1.1.1. Determinación del Despacho Ideal

El Despacho Ideal considerará las ofertas de precio en la Bolsa de Energía y de precio de arranque-parada de los generadores térmicos, las ofertas de precios en la Bolsa de Energía de los diferentes generadores y los Precios de oferta en el Nodo Frontera para exportación del país exportador. A estos últimos se les debe adicionar los cargos asignados al transporte desde el Nodo frontera hasta el STN, si son del caso; el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad; y los cargos propios de los generadores en el mercado colombiano, necesarios para atender la demanda total para cada una de las horas del día en proceso. Para el caso de una importación, la disponibilidad comercial será considerada con un valor igual al de la importación real. Los precios considerados deberán tener en cuenta el resultado de la aplicación de la regla de desempate aplicada para el Despacho Programado.

El Despacho Ideal será uno para el día, comprenderá los 24 períodos horarios y se determinará por medio del programa de Despacho Económico, el cual se ejecutará todos los días, con posterioridad a la operación real del sistema. Para cumplir con las características técnicas de las plantas o unidades térmicas, las condiciones iniciales del Despacho Ideal para el día t tendrán en cuenta las condiciones con las que finalizó el Despacho Real del día t-1; no tendrá en cuenta las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional para atender la demanda total del sistema; y se efectuará con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de despacho resultante, denominado Despacho Ideal, determinará los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, sin considerar las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y la de los Sistemas de Distribución Local (SDL), existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema.

El Despacho Ideal será tal que:

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (P_{of_i} \times Q_{it}) + P_{ar_i}$$

100
115

11
12
13

14
15

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Sujeto a estas restricciones:

$$D_t \leq \sum_i Q_{it}$$

Características Técnicas

donde:

<i>i</i>	<i>Indexa a los generadores</i>
<i>t</i>	<i>Indexa las horas del día</i>
<i>Q</i>	<i>Generación</i>
<i>Pof</i>	<i>Oferta de precio en la Bolsa de Energía</i>
<i>Par</i>	<i>Oferta de precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan según el Despacho Ideal</i>
<i>D</i>	<i>Demanda</i> "

Artículo 27. Modifíquese el numeral 1.1.5 (“Proceso de cálculo de desviaciones y penalización”) del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995. El Numeral 1.1.5 del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995 quedará así:

1.1.5 Proceso de cálculo de pago de desviaciones

El proceso de cálculo de pago desviaciones se realiza diariamente para cada uno de los períodos horarios, aplicándose a los generadores que no se definen para la hora en proceso como reguladores del sistema.

Se calculará la desviación de las plantas o unidades de generación como el valor absoluto de la diferencia de su despacho programado horario (resultado del Redespacho) y su generación real horaria, sobre su despacho programado horario.

Para el proceso de cálculo de pago por desviaciones horarias, se definirá cual es la franja de tolerancia horaria de desviación de cada planta o unidad, así:

1. Planta o unidad de generación diferente a la planta o unidad de generación variable.

Para aquellos plantas o unidades de generación diferentes a las plantas de generación variable, su franja de tolerancia de desviación horaria será del cinco por ciento (5 %).

2. Planta o unidad de generación variable.

Para las plantas o unidades de generación variable, se calculará una desviación diaria como el valor absoluto de la diferencia del despacho programado diario y la generación diaria de su redespacho, sobre el despacho programado diario. De acuerdo con el cálculo de desviación diaria, aplicará la siguiente tolerancia de desviación horaria:

40 *As* *11* *Cu* *W*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

2.1. Para aquellas plantas de generación variable, que tengan una desviación diaria en un valor entre mayor a ocho por ciento (8%) y menor al veinte por ciento (20%), su franja de tolerancia de desviación horaria será la siguiente:

$$\text{tolerancia}_{h,d} = -\frac{5}{12} \times \text{desviación}_d + \frac{160}{12}$$

Donde:

$\text{tolerancia}_{h,d}$ Tolerancia de la hora h en el día d , en unidades porcentuales (%). A partir de este valor la planta de generación variable asumirá un pago por desviación.

desviación_d Desviación diaria en el día d de la planta de generación variable, en unidades porcentuales (%). Valor que debe estar entre mayor a 8% y menor al 20 %

2.2. Para aquellas plantas de generación variable, que tengan una desviación diaria en un valor mayor o igual al 20%, su franja de tolerancia de desviación horaria será del cinco por ciento (5%).

2.3. Para aquellas plantas de generación variable, que tengan una desviación diaria en un valor menor o igual al 8%, no les aplicará lo definido para la franja de tolerancia de desviación horaria. Es decir, no se les considerará desviación.

Para aquellas plantas o unidades de generación excepto las del numeral 2.3, que tengan una desviación horaria mayor a su franja de tolerancia definida en los numerales 1 y 2, se afectarán sus transacciones comerciales por pago de desviaciones así.:

- Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de desviaciones a la Bolsa de Energía, el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva.
- Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de desviaciones a la Bolsa de Energía, el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.

100

110

111

112

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

- Si la planta de generación o la unidad, no aparece en el despacho ideal y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de desviaciones a la Bolsa de Energía, el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.

El dinero que horariamente se determine en la Bolsa de Energía por pago de desviaciones, se asignará a los comercializadores a prorrata de su participación en la demanda total.

Artículo 28. Modifíquese el numeral 1.1.6 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995. El numeral 1.1.6 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, quedará así:

1.1.6. Proceso de cálculo de las restricciones de transmisión

Para evaluar el costo de las restricciones en el Sistema de Transmisión Nacional, en los sistemas de transmisión regional y en los de distribución local, se consideran los precios de oferta de las plantas y unidades de generación y las diferencias entre la generación real y la generación en el despacho ideal, y se procede de la siguiente manera:

1. Se calcula la diferencia entre la generación real y la generación en el despacho ideal para cada unidad de generación o planta, de acuerdo con la oferta presentada.
2. Si la diferencia es positiva, los transportadores pagan la diferencia al precio de oferta del generador, y el generador recibe una suma igual.
3. Si la diferencia es negativa, el generador paga la diferencia valorada a su precio de oferta, y los transportadores reciben una suma igual.
4. A partir del 1º. de diciembre de 1996, y hasta tanto la Comisión de Regulación de Energía y Gas determine el procedimiento detallado para que los transportadores puedan recuperar el costo asociado a las restricciones por transmisión, el costo asociado con las restricciones se asignará en la siguiente forma:
 - a. El costo de las restricciones globales, valoradas a nivel horario, se asignará en un 50% a los generadores despachados centralmente en proporción a su capacidad efectiva registrada en el Centro Nacional de Despacho y el restante 50% se distribuirá entre los comercializadores participantes en el mercado mayorista en proporción a su demanda horaria.
 - b. El costo de las restricciones regionales se asignará de acuerdo con los siguientes criterios:

10
Ses

11

12
Cury

13
M. Cury

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

El costo de la generación fuera de mérito de las plantas representadas ante el administrador del Sistema de Intercambios Comerciales por empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de Generación y Transmisión de electricidad; cuya eliminación o reducción esté asociada a inversiones en los Sistemas de Transmisión Regional o Distribución Local operados por las mismas empresas, o con refuerzos en la conexión de tales redes al Sistema de Transmisión Nacional; se asignará al negocio de Transmisión de esas empresas.

El costo de la generación fuera de mérito de las plantas representadas ante el administrador del Sistema de Intercambios Comerciales por empresas que desarrollan la actividad de Generación de electricidad; cuya eliminación o reducción esté asociada a inversiones en los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local en donde se encuentran conectadas tales plantas, o con refuerzos en la conexión de esas redes al Sistema de Transmisión Nacional, se asignará al negocio de Transmisión de las empresas operadoras de los respectivos Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.

Artículo 29. Modifíquese el numeral 2 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995. El numeral 2 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, quedará así:

2. Información a suministrar en el mercado mayorista.

Todos los agentes y el Administrador del SIC tienen las siguientes obligaciones:

- 2.1. *Todo agente debe reportar la información requerida y con la periodicidad definida en el Código de Redes, y de manera adicional la siguiente:*
 - 2.1.1. *En los contratos de energía a largo plazo se debe suministrar información suficiente para determinar hora a hora las cantidades de energía exigibles bajo estos contratos y los precios respectivos, tipo de contrato y período de vigencia del contrato.*
 - 2.1.2. *Los comercializadores deben presentar la información de curvas típicas de demanda a nivel horario en la forma solicitada por el Administrador del SIC, cada vez que se presenten cambios significativos o cuando se efectúen nuevas mediciones.*
 - 2.1.3. *Los generadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la generación horaria de cada una de sus plantas y unidades de generación correspondiente al día anterior, antes de las 8 horas del día en curso, medida en los contadores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.*

AS

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

- 2.1.4. *Los comercializadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la demanda horaria en cada una de sus fronteras correspondiente al día anterior, antes de las 16 horas del día en curso, medida en los contadores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.*
- 2.2. *Todos los agentes del mercado mayorista tienen acceso a la consulta de las especificaciones funcionales del software del SIC.*
- 2.3. *El Administrador del SIC propondrá los sistemas de seguridad, y las formalidades que considere necesarias, para identificación de las personas autorizadas, claridad en el alcance de las instrucciones que se den al Administrador del SIC, y oportunidad de las comunicaciones.*
- 2.4. *El Administrador del SIC realiza el proceso de liquidación a más tardar un día hábil después del recibo de todas las mediciones de energía en las diferentes fronteras comerciales.*
- 2.5. *El Administrador del SIC suministrará la información que soporta todos los ítems de las facturas y de las liquidaciones.*
- 2.6. *El Administrador del SIC debe enviar a cada agente su información asociada, con la resolución señalada a continuación:*
 - 2.6.1. *Soporte de factura y orden de pago - diario con resolución horaria*
 - 2.6.2. *Soporte de factura y orden de pago - mensual con resolución diaria*
 - 2.6.3. *Despacho real de cada contrato de energía a largo plazo por el vendedor y el comprador - diario con resolución horaria*
 - 2.6.4. *Despacho real de cada contrato de energía a largo plazo por el vendedor y el comprador - mensual con resolución diaria*
 - 2.6.5. *Reporte general de las transacciones por cada agente - diario con totales diarios*
 - 2.6.6. *Reporte general de las transacciones por cada agente - mensual con totales mensuales*
 - 2.6.7. *Reporte de lecturas crudas de contadores - diario con resolución horaria*
 - 2.6.8. *Reporte de energía de contadores - diario con resolución horaria*
 - 2.6.9. *Reporte de desviaciones y restricciones por agente - diario con resolución horaria*
 - 2.6.10. *Reporte de disponibilidad comercial por agente - diario con resolución horaria*

10
Hrs

AP

Cuy

PM
BO



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

2.6.11. *Reporte de desviaciones y restricciones por agente - mensual con resolución diaria*

2.6.12. *Demandas reales de energía y potencia por agente - diario con resolución horaria*

2.6.13. *Demandas reales de energía por agente - mensual con resolución diaria*

2.6.14. *Demandas, generación y pérdidas acumuladas por agente - en un rango de tiempo menor a tres meses*

Artículo 30. Modifíquese el aparte “Cálculo de la desviación” del Anexo A-5 de la Resolución CREG 024 de 1995, modificado por el artículo 13 de la Resolución CREG 112 de 1998. El aparte “Cálculo de la desviación” del Anexo A-5 de la Resolución CREG 024 de 1995, quedará así:

Cálculo de la desviación.

Si la generación real está por fuera de la franja de tolerancia de desviación aplicada al despacho programado de cada unidad o planta ofertada, según lo definido en el numeral 1.1.5 del Anexo A de la presente resolución, el generador deberá retribuir a la cuenta por pago de desviaciones el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y los siguientes precios de la Bolsa de Energía:

a) *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional:*

$$DSV = |PBN - PR| \times |G. Real - G. Prog|$$

b) *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional:*

$$DSV = |PBI - PR| \times |G. Real - G. Prog|$$

c) *Si la planta de generación o la unidad, no aparece en el despacho ideal:*

$$DSV = |PBI - PR| \times |G. Real - G. Prog|$$

Si la generación real está dentro de la franja de tolerancia de desviación, definida en el numeral 1.1.5 del Anexo A de la presente resolución, a las unidades o plantas ofertadas de este generador no se le evalúa su desviación. Así mismo, tampoco se evalúa la desviación si la unidad de generación o planta de acuerdo con la oferta, participó como regulador en la operación del sistema.

donde:

PR Precio de Reconciliación (Precio de Oferta) (\$/MWh)

10
✓/11

11

✓/11
11

✓/11

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

PBN	Precio de Bolsa para transacciones domésticas o nacionales (\$/MWh)
PBI	Precio de Bolsa para transacciones internacionales (exportaciones) (\$/MWh)
G. Real	Generación Real (MWh)
G. Prog	Generación Programada (MWh)
G. Ideal	Generación Ideal (MWh)
DSV	Desviación (\$)

Artículo 31. Modifíquese el aparte “Reconciliación y Penalizaciones” del Anexo A-5 de la Resolución CREG 024 de 1995. El aparte “Reconciliación y Penalizaciones”, quedará así:

Reconciliación y pago de desviaciones

La sumatoria de los pagos de reconciliación - SUM (REC) y de la sumatoria de los pagos de desviaciones SUM (DSV), se repartirán de acuerdo con lo definido en el Anexo A numeral 1.1.5. y 1.1.6. de esta resolución.

Artículo 32. Modifíquese el numeral 2 del Anexo C-1 de la Resolución CREG 024 de 1995. El Anexo C-1 de la Resolución CREG 024 de 1995, quedará así:

2. Criterios y supuestos.

La metodología aplica el enfoque de generación en el sistema integrado, perfiles estacionarios para la disponibilidad de potencia y la demanda atendible y criterio de confiabilidad igual a 95 % de casos con racionamiento menor o igual al 1.5 % de la demanda.

2.1. Criterio de confiabilidad

El mínimo número de casos que se presente en todo el horizonte de estudio, con racionamiento de energía menor al 1.5 % de la demanda de energía atendida en el respectivo período, debe ser igual al 95 % del total de casos.

2.2. Perfil de demanda

Se utiliza un perfil de demanda atendible estacionario durante el horizonte de K (59) meses, y para cada mes se modela una curva de demanda escalonada de seis (6) bloques y un factor de carga del 65%.

2.3. Disponibilidad de generación

Se considera como capacidad disponible para generación la capacidad efectiva de potencia de las plantas o unidades de generación, afectadas por su respectivo índice de indisponibilidad histórica (IH), más la potencia determinística del sistema. La capacidad disponible permanece constante durante todo el horizonte de estudio.

12
JHS

12
CML

CML
HJ

OM
HJ

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

2.4. Generación térmica

Las plantas térmicas se despachan al máximo, estando limitadas solo por la curva de duración de carga.

2.5. Horizonte de estudio

Un año calendario.

Artículo 33. Modifíquese el aparte “Oferta de Precios” del numeral 3.1. del Código de Operación de la Resolución CREG-025 de 1995. El aparte “Oferta de Precios” del numeral 3.1 del anexo denominado Código de Operación de la Resolución CREG-025 de 1995, modificado por el artículo 10 de la Resolución CREG 051 de 2009, quedará así:

"Oferta de Precios y Precios de Arranque-Parada:

Para el envío de información de ofertas al CND, se usará la transmisión electrónica de datos que haya establecido el CND, como medio principal. El CND y el ASIC aplicarán la confidencialidad para el manejo de la información de ofertas suministradas por este medio por las empresas generadoras.

Como medio alterno, ante fallas o indisponibilidades en los sistemas de comunicaciones o de información, se empleará el envío de información de ofertas por fax.

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.

Cuando un generador incumpla con lo establecido anteriormente, el CND supondrá como precio de oferta, el menor precio ofertado para cada una de las plantas y unidades según el caso.

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 y planta de generación, el día anterior, o la última oferta de precios a la Bolsa de Energía válida, aplicando los criterios establecidos en el presente Numeral.

ED

Mer

P

Cay

Man

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Para el caso de las plantas conectadas al STN y STR, que no realicen oferta de precios para el despacho económico, en caso de tener que limitar la generación de dos (2) o más recursos por restricciones en el sistema, la generación se asignará a prorrata de la disponibilidad declarada de los recursos. Si un recurso queda asignado con un valor menor a su mínimo técnico declarado, este recurso se retira y se vuelve asignar a prorrata con los demás recursos. Si hay dos recursos asignados por debajo de su mínimo técnico se retira el de mayor mínimo técnico y se vuelve a asignar a prorrata con los demás recursos.

Precios de Arranque-Parada.

Las empresas generadoras con plantas y/o unidades térmicas ofertarán en el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año el precio 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 y configuración, con sujeción a los Acuerdos No. 270 y 414 del Consejo Nacional de Operaciones y las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan. Además, diariamente al mismo tiempo que hacen la oferta de precios a la Bolsa de energía deberán informar el combustible y la configuración con que se debe considerar cada recurso de generación en el despacho.

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

- Si no declaran la configuración para la primera vez, se tomará la primera configuración declarada según acuerdos del CNO. Para las siguientes veces se tomará la última declarada.
- De acuerdo con el combustible declarado, según el punto anterior, si no ofertan precios de arranque-parada para la primera vez, se tomará el 80% de los costos reconocidos en la Resolución CREG-034 de 2001. 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.”

Artículo 34. Redespachos asociados a cambios de disponibilidad de plantas o unidades de generación variable. Adiciónese al Numeral 4.1 Causas de Redespacho del Código de Operación (Código de Redes - Resolución CREG-025 de 1995), la siguiente causal de redespacho:

- Redespacho solicitado por el agente que represente la planta o unidad de generación variable, debido a un cambio de disponibilidad de la planta. Esta

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

causal podrá ser invocada para la misma planta o unidad de generación variable hasta cuatro (4) veces durante el día de operación.

Artículo 35. Modifíquese el artículo 2 de la Resolución CREG-034 de 2001.

El artículo 2 de la Resolución CREG-034 de 2001, modificado por el artículo 36 de la Resolución CREG 036 de 2010, quedará así:

Artículo 2. Precio de reconciliación positiva de los generadores hidráulicos y generadores variables.

Precio de reconciliación positiva de los generadores hidráulicos: en el contexto de la Resolución CREG-063 de 2000, el ASIC aplicará el siguiente procedimiento, con base en la información disponible en el CND:

- Si las reservas agregadas de los embalses asociados a una planta o cadena de plantas, es inferior al Nivel de Probabilidad de Vertimiento, el precio de reconciliación positiva será igual al precio de Bolsa de la hora respectiva.*
- Si las reservas agregadas de los embalses asociados a una planta o cadena de plantas es igual o superior al Nivel de Probabilidad de Vertimiento, el precio de reconciliación positiva será igual a la suma de los siguientes costos variables asociados al SIN calculados por el ASIC y expresados en pesos por kilovatio hora (\$/kWh): i) CEE o CERE, según el caso, ii) FAZNI, iii) Aportes Ley 99 de 1993 y iv) El Costo Unitario por Servicio de AGC proporcional a la Generación Programada del agente (estimado y luego corregido con asignación real).*

Precio de reconciliación positiva de los generadores variables: será igual al precio de Bolsa de la hora respectiva.

Artículo 36. Modifíquese el artículo 3 de la Resolución CREG-034 de 2001.

El artículo 3 de la Resolución CREG-034 de 2001, modificado por el artículo 8 de la Resolución CREG 140 de 2017, quedará así:

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

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

- Cuando el Precio de Bolsa nacional sea menor o igual al Precio de Escasez (PE)*

Caso a. Si la $Gr \leq GI_{nac}$

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

10

hrs

AD

Cay

W

OS
Hau

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

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

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

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

$$PRN = MPO_{int}$$

Donde:

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

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

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

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

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

MPO_{nac} : Máximo precio de oferta nacional

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

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

2. Cuando el Precio de bolsa nacional es mayor que el precio de escasez (PE)

Caso d. Si la $Gr > GI_{nac}$ y $Gr \leq GI_{nac} + GI_{tie}$

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

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

$$PRN = MPO_{int}$$

Caso f. Si la $Gr \leq GI_{nac}$

En la medida que en el Caso f se deben utilizar los criterios de liquidación del Anexo 7 de la Resolución CREG-071 de 2006, se deben contemplar varias posibles situaciones:

i. Que la desviación diaria de la obligación de energía firme sea menor o igual a cero

$$DDOEF_{j,d,m} \leq 0$$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

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

ii. Que la desviación diaria de la obligación de energía firme sea mayor que cero y que la generación ideal sea mayor a la obligación horaria de energía firme.

$$DDOEF_{j,d,m} > 0 \quad y \quad GI_{j,h,d,m} > OHEF_{j,h,d,m}$$

$$PP_{i,j,h,d,m} = GI_{i,j,h,d,m} * \frac{OHEF_{j,h,d,m}}{GI_{j,h,d,m}}$$

$$Gr_{i,j,h,d,m} \geq PP_{i,j,h,d,m}$$

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

$$Gr_{i,j,h,d,m} < PP_{i,j,h,d,m} \quad y \quad PP_{i,j,h,d,m} \leq GI_{i,j,h,d,m}$$

$$PRN = \frac{(PP_{i,j,h,d,m} - Gr_{i,j,h,d,m}) * PD + (GI_{i,j,h,d,m} - PP_{i,j,h,d,m}) * MPO_{nac} + GI_{ne} * MPO_{ne} + GI_{int} * MPO_{int}}{GI - Gr}$$

iii. Que la desviación diaria de la obligación de energía firme sea mayor que cero y que la generación ideal sea menor o igual a la obligación horaria de energía firme.

$$DDOEF_{j,d,m} > 0 \quad y \quad GI_{j,h,d,m} \leq OHEF_{j,h,d,m}$$

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

Donde:

$DDOEF_{j,d,m}$: Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme, conforme a lo definido en el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, del agente j , en el día d , del mes m .

$GI_{i,j,h,d,m}$: Generación ideal nacional conforme a lo definido en el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, de la planta i , del agente j , en la hora h , en el día d , del mes m .

$Gr_{i,j,h,d,m}$: Generación real de la planta i , del agente j , en la hora h , del día d , del mes m .

$OHEF_{j,h,d,m}$: Obligación Horaria de Energía Firme, conforme a lo definido en el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, del agente j , en la hora h , en el día d , del mes m .

10
Hrs

R Cuy M

Osvaldo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

PD : *Precio definido como el máximo entre el precio de escasez ponderado del agente, según el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, en COP/kWh y:*

Para el caso de una planta hidráulica o de generación variable se calculará en la misma forma que el precio de reconciliación positiva de la metodología definida en la Resolución CREG 034 de 2001 en COP/kWh para plantas hidráulicas. En caso de que este cálculo resulte ser el precio de bolsa para la hora respectiva, se tomará el MPO nacional de la hora respectiva en COP/kWh.

Para el caso de una planta o unidad térmica, cuando su generación real es mayor a cero, se tomará el precio de reconciliación positiva de la metodología PR definida en el artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001 "Precio de reconciliación positiva para un generador térmico", sin considerar los costos arranque-parada. Es decir, el primer término de la metodología PR será la suma de los términos CSC, CTC, COM y OCV, según los define esa resolución en el artículo 1. Con la generación real, el combustible utilizado en el día de operación y los términos de la Resolución CREG 034 de 2001 señalados anteriormente, el ASIC determinará este precio en COP/kWh.

Para el caso de una planta o unidad térmica, cuando la generación real es igual a cero en el día de operación, se tomará el precio ofertado en COP/kWh.

Artículo 37. Modifíquese el anexo 3 de la Resolución CREG-014 de 2004. El anexo 3 de la Resolución CREG-014 de 2004, quedará así:

Anexo 3

Costo_Medio_Restricciones_e: Costo de la energía generada por restricciones del Sistema Interconectado Nacional, sin considerar las exportaciones a través de los enlaces internacionales, para cada período horario.

El Centro Nacional de Despacho –CND, determinará dichos costos de conformidad con el siguiente procedimiento:

1. *Calculará un Despacho Ideal para la Demanda Total Doméstica estimada, y a partir de este Despacho se calculará el Precio_Bolsa_e.*
2. *Calculará un Despacho Programado considerando la Demanda Total Doméstica.*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Para cada recurso j y para cada período k , se determina:

Si $(Q_{\text{prog}}_j - Q_{\text{ideal}}_j) > 0$ entonces $\text{Preferencia}_j = \text{Máx} (PRR_j, \text{Precio_Bolsa_e})$

Si $(Q_{\text{prog}}_j - Q_{\text{ideal}}_j) < 0$ entonces $\text{Preferencia}_j = (\text{Precio_Bolsa_e} + Pof_j)/2$

Donde:

PRR_j : Promedio ponderado horario del precio de reconciliación positiva, informado por el ASIC al CND. Para cada planta o unidad de generación hidráulica y de generación variable, se tomará el periodo correspondiente a la última 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. Para la variable CAP, aplicada a la máxima disponibilidad declarada para el despacho programado, cuyo valor se distribuirá entre la generación de seguridad resultante del despacho programado. El PRR_j a aplicar deberá ser el menor valor entre el calculado con este procedimiento y el Precio de Oferta para el recurso j .

Preferencia_j : Precio de referencia para el recurso j en el periodo k

Precio_Bolsa_e : Precio marginal del Despacho Ideal, calculado en el paso 1.

El Costo_Medio_Restricciones_e para el periodo k corresponderá a:

$$\text{Costo_Medio_Restricciones_e_k} = \frac{\text{Costo Re stricDomésticas_k}}{\text{DemandaTotalDoméstica_k}}$$

Donde:

$$\text{Costo Re stricDomésticas_k} = \sum_{j=1}^n (Q_{\text{prog}}_{j_k} - Q_{\text{ideal}}_{j_k}) * \text{Preferencia}_{j_k}$$

k :

$\text{CostoRestricDomésticas_k}$: Período del Despacho Programado. Costo de las Restricciones para el periodo k , para la demanda total doméstica, que incluye el valor mensual en pesos de remuneración de los activos que conforman la variante de línea entre la Subestación Guatapé y la Línea San Carlos-Ancón Sur del Sistema de Transmisión Nacional.

Q_{prog}_j :

Generación del recurso j en el periodo k del Despacho Programado.

Q_{ideal}_j :

Generación del recurso j en el periodo k del Despacho Ideal.

Preferencia_j :

Precio de referencia del recurso j en el periodo k , calculado en el paso 2.

$\text{DemandaTotalDoméstica_k}$:

Demandada total doméstica pronosticada en el periodo k .

10

110

12

13

14

15

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Artículo 38. Vigencia. Esta resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y modifica parcialmente las Resoluciones 024 de 1995 y 025 de 1995; deroga el artículo 3 de la Resolución CREG 122 de 1998; y deroga los artículos 1 y 2 de la Resolución CREG 152 de 2011.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firmas del proyecto,


DIEGO MESA PUYO
Viceministro de Energía
Delegado de la Ministra de Minas y Energía
Presidente


CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

40

111

AP Cuy M



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

Anexo

ADICIONES AL ANEXO CC.6 DE LA RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995

El anexo CC.6 del Código de Conexión tendrá las siguientes adiciones así:

3.1.1 Supervisión de plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Cuando es el caso de supervisión de plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, se debe cumplir con:

- *Contar con supervisión, la cual se podrá realizar desde el CND de manera directa por medio de unidades terminales remotas (RTU) o equivalentes, de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control vigentes al momento de la integración o utilizando protocolos de comunicación sobre la red pública de datos internet que sean soportados por el centro de supervisión y control del CND, que hayan sido avalados previamente por el CND y que garanticen los criterios de seguridad y confiabilidad requeridos para la operación del sistemas interconectado nacional.*
- *Los datos telemidos de tiempo real se deben enviar al CND con una periodicidad menor o igual a 4 segundos y con las unidades y cifras decimales definidas por el CND. El agente debe asegurar la correcta sincronización de la estampa de tiempo de las señales enviadas al centro de control y supervisión del CND; el error máximo permitido no podrá exceder +/- 200 ms.*

3.3.1.1 Medidas de plantas solares fotovoltaicas y eólicas

Es obligatoria la remisión de la siguiente información:

a) Potencia activa y reactiva unidades generadoras;

b) Tensión línea – línea y corriente de fase

c) Transmisión de sus datos al CND cada 4 segundos o menos:

- Estado de la función de control de frecuencia*
- Valor de potencia activa*
- Valor consigna de control de tensión*
- Valor consigna factor de potencia*
- Valor consigna potencia reactiva*
- Modo del control de tensión y frecuencia*

d) Transmisión de sus datos al CND cada 5 minutos o menos:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

- *Porcentaje de la planta disponible para generación. Corresponde al porcentaje de las turbinas o arreglos de paneles solares fotovoltaicas que se encuentran en operación. El CND deberá firmar acuerdos de confidencialidad de esta información.*

3.3.4.1 Telecomandos para plantas solares fotovoltaicas y eólicas

Para el caso de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, deben estar en capacidad de recibir de forma remota consignas de potencia reactiva, tensión, factor de potencia y modo de operación (factor de potencia, tensión y potencia reactiva) de acuerdo con la periodicidad definida por el CND. En todo caso, los operadores de estos equipos serán responsables de la ejecución de estas consignas. El CND realizará un seguimiento mensual del cumplimiento de estas consignas, e informará los resultados de este seguimiento a la CREG cuando esta lo solicite o cuando el CND lo estime necesario.

3.3.6 REQUERIMIENTOS DE MEDICIÓN DE VARIABLES METEOROLÓGICAS PARA PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES FOTOVOLTAICAS.

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, estas deben contar con sistemas de monitoreo de las variables meteorológicas en el sitio de la planta y con capacidad de almacenamiento de estos datos. El(Los) sistema(s) de medida y almacenamiento debe(n) cumplir con los protocolos que defina el CNO para tal fin.

Variables meteorológicas mínimas que se deben monitorear en las plantas eólicas.

Variable	Unidad
Velocidad del viento	Metros por segundo [m/s]
Dirección del viento	Grados relativos al norte geográfico [grados]
Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]
Humedad relativa	Porcentaje [%]
Presión atmosférica	Hectopascales [hPa]

Variables mínimas que se deben monitorear en puntos de medición de plantas fotovoltaicas.

Variable	Unidad
Irradiación en el plano del panel fotovoltaico	Vatios por metro cuadrado [W/m ²]
Temperatura posterior del panel fotovoltaico	Grados centígrados [°C]
Irradiación global horizontal	Vatios por metro cuadrado [W/m ²]
Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]

SD
Hur

NP

Cecy
W

OG

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*

3.3.7 REQUERIMIENTOS DE CALIDAD Y DISPONIBILIDAD DE LAS MEDIDAS ELÉCTRICAS PARA PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS AL STN Y STR.

El CND hará seguimiento a la calidad y disponibilidad de los datos telemétricos de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR. En caso de detectarse errores o problemas con las señales, el agente tiene la obligación de realizar las correcciones o los ajustes que se requieran, para garantizar la confiabilidad de la información.

El CND definirá la metodología de los criterios de calidad y confiabilidad para las medidas de las variables análogas y digitales de acuerdo a estándares internacionales. Las variables análogas son: Potencia Activa, Potencia Reactiva, Corriente y Voltaje.



DIEGO MESA PUYO
Viceministro de Energía
Delegado de la Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo