

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 098 DE 2025

(16 AGO. 2025)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1397 de 16 de agosto de 2025, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución por el término de quince (15) días hábiles contados a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG, en aplicación a lo dispuesto el numeral 73.17 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994 y el Decreto 05 de 2025.

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

De acuerdo con lo previsto en el i) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994, se le solicita al Consejo Nacional de Operación su concepto sobre el presente proyecto dentro del plazo de consulta establecido.

Los comentarios y sugerencias deben ser electrónicas y dirigidas al Director Ejecutivo de la CREG, a la cuenta creg@creg.gov.co, con asunto: "Comentarios sobre la Resolución CREG 701 NNN de 2025", utilizando el formato anexo.

En el Documento CREG 901 208 de 2025 se exponen los análisis y la justificación de la propuesta regulatoria que se somete al proceso de consulta pública.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524, 2253 de 1994, 1260 de 2013 y 2236 de 2023

CONSIDERANDO QUE:



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

De conformidad con el artículo 2 de la Ley 142 de 1994, la intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos domiciliarios debe perseguir entre otros fines, la prestación eficiente, continua e ininterrumpida, la libre competencia, y la no utilización abusiva de la posición dominante.

El numeral 73.22 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994 determinó que es competencia de las comisiones de regulación el establecer los requisitos generales a los que deben someterse las empresas de servicios públicos para utilizar las redes existentes y acceder a las redes públicas de interconexión.

El literal c) del numeral 1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, le asignó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, la función de expedir el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista De Energía (MEM).

El artículo 6 de la Ley 143 de 1994 señala que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán, entre otros principios, por los de adaptabilidad, calidad y eficiencia. El de adaptabilidad conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología, con el fin de que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico. En virtud del principio de calidad, el servicio prestado debe cumplir los requisitos técnicos que se establezcan para él. El principio de eficiencia obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico.

El artículo 18 de la Ley 143 de 1994 establece que la CREG debe desarrollar el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, SIN, por parte de inversionistas estratégicos, y establecer esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión.

El literal i) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994 señala que es función de la CREG *establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, después de haber oído los conceptos del Consejo Nacional de Operación*. De igual forma, el literal n) del mismo artículo señala que la CREG *define y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía*.



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

El artículo 85 de la Ley 143 de 1994, establece que *"las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos"*.

Mediante Resolución CREG 024 de 1995 se reglamentaron los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el SIN, 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 SIN que contiene los reglamentos de Código de Planeamiento, Código de Conexión, Código de Medida y Código de Operación. Actualmente el Código de Medida está regulado en la Resolución CREG 038 de 2014.

Mediante Resolución CREG 070 de 1998 y sus modificatorias se estableció el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional y que complementa el Código de Redes.

Mediante Resolución CREG 080 de 1999 y sus modificatorias se reglamentan las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN.

Mediante Resolución CREG 060 de 2019 se realizaron modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR y se dictaron otras disposiciones.

Mediante Resolución CREG 148 de 2021, la CREG publicó la Resolución *"Por la cual se adiciona un Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se dictan otras disposiciones"*.

Mediante Resolución CREG 101 011 de 2022, la CREG publicó la Resolución *"Por la cual se adiciona un Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW, y se dictan otras disposiciones"*.



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

Durante el periodo de transición e implementación de las citadas medidas, se recibieron varias comunicaciones en relación con la integración de plantas solares y eólicas, así como recomendaciones o acciones para actualizar o complementar los requisitos técnicos para la integración de manera segura, confiable y con calidad de fuentes de generación que usen inversores, la cuales relacionan y analizan en el documento soporte de esta resolución.

Acorde a todo lo anterior, en relación con la necesidad de la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas (SFV), la CREG considera que se debe ajustar y reglamentar nuevos requerimientos para la integración de estas plantas de manera segura, confiable y con calidad considerando además la nueva realidad operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En consecuencia,

RESUELVE:

CAPÍTULO 1. ACTUALIZACIÓN DE LOS REQUISITOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y EÓLICAS CONECTADAS EN EL STN Y STR

Artículo 1. Modifíquese el numeral 8.2.4 del Anexo Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 8.2.4 del Anexo Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

(...) 8.2.4. Modelos de control de plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR

Posterior a la asignación de un punto de conexión y una vez se tenga constituida la garantía de reserva de capacidad o la que la reemplace según el parágrafo 1 del artículo 24 de la Resolución CREG 075 de 2021, el CND podrá solicitar información preliminar de modelos de simulación que representen el comportamiento esperado de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas para la realización de estudios de estabilidad y transitorios electromagnéticos (modelos RMS y EMT). Esta información será enviada al CND en un plazo no superior a 2 meses desde la solicitud de esta.

Los modelos remitidos al CND deben representar la operación real esperada de la planta, y estar certificados por los fabricantes de los equipos que se esperan instalar. Estos modelos deben incluir los requisitos técnicos para el control de frecuencia y potencia activa, el control de tensión y potencia reactiva, el modo de recuperación ante



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

fallas y otros que apliquen, así como permitir el ajuste de los parámetros que definen estas funcionalidades.

Los modelos EMT y RMS deberán ser actualizados por los agentes representantes al menos seis meses antes de la entrada en operación de la planta, para lo cual se deberán anexar los registros reales de las pruebas de fabrica (FAT) o pruebas en sitio (SAT) donde se compare la evolución de las variables en el modelo entregado versus el desempeño real del equipo, junto con las métricas que defina el CND para medir la calidad del modelo de simulación de la planta. El CND deberá publicar las métricas anteriores en su página de internet.

La omisión en el reporte de información en el plazo establecido deberá ser informado por el CND a la SSPD para lo de su competencia. (...)

Parágrafo. El requerimiento técnico de este artículo aplica a plantas que entren en operación comercial a partir del primero (1) de agosto de 2028. Para las plantas que a la fecha de publicación en el Diario Oficial de la presente resolución se encuentren en operación comercial y aquellas que ingresen antes del plazo indicado se aplicará lo dispuesto en el Anexo 1 de esta resolución.

Artículo 2. Modifíquese el numeral 2.2.5 del Código de Operación Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.2.5 del Código de Operación Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

(...) 2.2.5 AJUSTES DE LOS RELÉS DE FRECUENCIA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DEL SIN

El CND especificará 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. Sin embargo, a este respecto en el SIN se considera:

- 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 condiciones y los criterios establecidos en el Numeral "2.2.4 Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia". Por lo tanto,



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

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.*
- *No deben tener disparo instantáneo para tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) menores a 1 Hz/s medido sobre una ventana de 500 milisegundos. Por encima de este valor, se puede ajustar disparo con una temporización mínima de 200 milisegundos.*

Las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR, deben operar normalmente para un rango de frecuencia entre 57.5 Hz y 63 Hz, y no deben tener disparo instantáneo para tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) menores a 2 Hz/s medido sobre una ventana de 500 milisegundos. Por encima de este valor se puede ajustar disparo, con una temporización mínima de 200 milisegundos. Adicionalmente, el CND podrá definir disparos temporizados de sobre y baja frecuencia dentro del rango establecido, que no comprometa la integridad de los equipos, cuando sea requerido para la operación segura y confiable del SIN. (...)

Parágrafo. Se dispondrá de seis (6) meses contados a partir de la fecha de la publicación en el Diario Oficial de la presente resolución para realizar el ajuste del relé de frecuencia en las plantas en operación comercial del SIN.

Las plantas síncronas en operación comercial podrán validar con los fabricantes el ajuste más próximo posible a los valores regulados para su coordinación con el CND. Lo anterior deberá esta adecuada y suficientemente soportado.

Artículo 3. Modifíquese el literal d) del numeral 5.7 del Código del Operación Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995. El literal d) del numeral 5.7 del Código de Operación Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

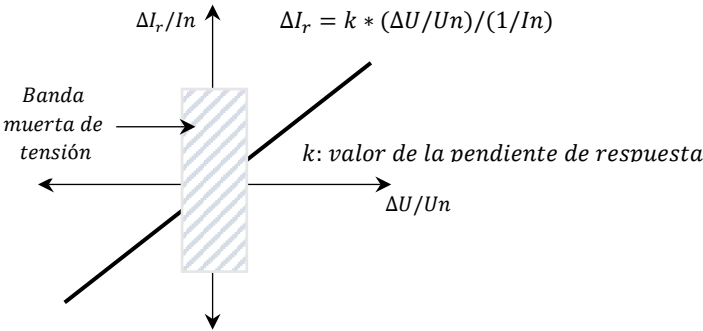


Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

(...) d) Deben priorizar la inyección de corriente reactiva de secuencia positiva y negativa de forma que alcance un 90% del delta de cambio esperado en menos de 50 milisegundos, con una tolerancia del 20%, ante desviaciones de tensión que excedan los límites operativos de la tensión nominal en la planta de generación.

La proporción de la corriente reactiva de secuencia positiva y negativa a ser inyectada deberá estar en función del cambio de la tensión de secuencia positiva y de secuencia negativa, para fallas balanceadas y desbalanceadas. Los 50 milisegundos consideran el tiempo necesario para detectar la falla.

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



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:

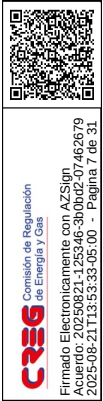
ΔI_r : es la variación de corriente reactiva de secuencia positiva o negativa, respecto al valor de corriente reactiva respectiva que tenía antes del evento.

I_n : es la corriente nominal

ΔU : es la variación de tensión de secuencia positiva o negativa, respecto al valor de tensión respectivo que tenía antes del evento.

U_n : es la tensión nominal

k : valor de la pendiente de respuesta. Debe ser ajustable con valores entre 0 y 10 para la inyección de corriente de secuencia positiva y entre 0 y -10 para la inyección de corriente de secuencia negativa. Deberá ser posible activar o desactivar la inyección de corriente reactiva de secuencia negativa, previa solicitud del CND.



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

- *Durante fallas se maximizará la corriente aportada por la planta, de tal forma que este alcance el 100% de la corriente nominal del generador, garantizando el aporte de corriente reactiva de acuerdo con la característica definida, sin suspender en ningún momento la entrega de corriente activa.*

El aporte/absorción de corriente reactiva de secuencia positiva y negativa podrá ser limitado a valores entre 0 y 1 p.u. y estará configurado en 0.9 por defecto, pudiendo ser modificado por solicitud del CND cuando las condiciones particulares del punto de conexión así lo requieran. Cuando el recurso primario lo permita, el generador deberá inyectar componente de corriente activa adicional hasta alcanzar la corriente nominal del generador.

- *El valor k para la inyección de corriente reactiva de secuencia positiva y negativa será por defecto 2 y el agente deberá suministrar al CND los análisis RMS y EMT que demuestren la operación estable de la planta conectada a su punto de conexión a través de las líneas de transmisión, transformadores o elementos definidos en el proyecto respectivo, con la parametrización por defecto considerada en esta resolución. Además, el agente deberá suministrar al CND los análisis RMS y EMT que demuestren la operación estable de la planta conectada a su punto de conexión a través de las líneas de transmisión, transformadores o elementos definidos en el proyecto respectivo, con la parametrización por defecto considerada en esta resolución.*

El CND determinará, cuando sea necesario, 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 inversor para cumplir con el valor de k definido por defecto o por el CND en el punto de conexión, para lo cual se debe tener en cuenta una k parametrizable en cada inversor.

- *La banda muerta de tensión por defecto 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 respuesta rápida de corriente reactiva definido en este literal.*

Cuando sea necesario, el CND podrá solicitar modificación a las bandas anteriores, siempre que las características del punto de conexión y los estudios eléctricos con el modelo suministrado por cada planta de generación así lo requieran.



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

- *El aporte dinámico de corriente reactiva adicional se debe mantener siempre que la tensión esté por fuera de la banda muerta de tensión*
- *Se debe mantener un aporte dinámico de corriente 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).*

Adicional a la función de priorización de inyección rápida de corriente reactiva anterior, se deberá proveer una función similar que priorice la inyección rápida de corriente activa, la cual se determinará mediante Acuerdo del CNO, y deberá ser propuesta por el CND. El CND podrá solicitar, con los estudios técnicos que lo justifiquen, si una planta debe cambiar su modo de control de priorización de corriente reactiva a priorización de corriente activa.

La función de priorización de corriente activa es para definir si una planta operará con priorización de corriente activa o corriente reactiva frente a eventos simultáneos de frecuencia y voltaje.

El CND cuando lo considere necesario, realizará evaluaciones del funcionamiento durante la operación real de este requisito, producto de las cuales podrá solicitar ajustes a los parámetros considerados en este numeral, con la debida justificación técnica de los mismos (...)

Parágrafo. El requerimiento técnico de este artículo aplica a plantas que entren en operación comercial a partir del primero (1) de agosto de 2028. Para las plantas que a la fecha de publicación en el Diario Oficial de la presente resolución se encuentren en operación comercial y aquellas que ingresen antes del plazo indicado se aplicará lo dispuesto en el Anexo 2 de esta resolución.

Artículo 4. Adiciónese el numeral 5.7.1 al Anexo Código de Operación, como parte del Código de Redes establecido en la Resolución CREG 025 de 1995. Adiciónese el numeral 5.7.1 al Anexo del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, el cual quedará así:

(...) 5.7.1 Soportabilidad ante sobrevoltajes transitorios

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR, deberán cumplir con las curvas de soportabilidad ante sobretensiones transitorias (Transient overvoltage ride-through requirements) recomendadas en la Norma IEEE 2800 de 2022 u otras normas que indique el CND a través del tiempo, para garantizar una operación segura y confiable del sistema. El CND podrá definir una recomendación de actualización del anterior requerimiento con base en normas internacionales y simulaciones del sistema, para lo cual deberá publicar



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

un informe con el análisis y realizar un taller para comentarios de los interesados. Posteriormente deberá ser aprobado y adoptado a través de la regulación. (...)

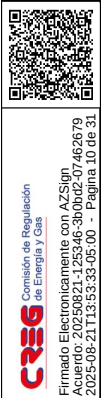
Parágrafo. El requerimiento técnico establecido en este artículo aplica a plantas que entren en operación comercial a partir del primero (1) de agosto de 2028.

Artículo 5. Modifíquese el numeral 7.7 del Código de Operación Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 7.7 del Código de Operación Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

(...) 7.7 Pruebas para plantas solares fotovoltaicas y eólicas

Antes de declararse en operación comercial, 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 C.N.O:

- a. 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.*
- b. Pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia de que trata el artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001.*
- c. Pruebas de rampa operativa de entrada y salida de qué trata el numeral 5.8 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.*
- d. Pruebas de las características del control de 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.*
- e. 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.*
- f. Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones para plantas eólicas y solares fotovoltaicas 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. El C.N.O definirá mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.*



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

g. Pruebas a los requerimientos 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. El C.N.O definirá mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.

h. Pruebas a los requerimientos de que trata el numeral 5.7.1, soportabilidad ante sobrevoltajes transitorios, del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El C.N.O definirá mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.

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.

Parágrafo. Para las pruebas, certificaciones o ajustes de los requerimientos técnicos que hayan sido actualizados aplicará conforme se establece en los parágrafos de los artículos 1, 2, 3 y 4 de esta resolución.

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN DE LOS REQUISITOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y EÓLICAS CONECTADAS EN EL SDL CON CAPACIDAD EFECTIVA NETA O POTENCIA MÁXIMA DECLARADA IGUAL O MAYOR A 5 MW

Artículo 6. Modifíquese el literal a) del numeral 11.2.1.1 del Capítulo 11 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998. El literal a) del numeral 11.2.1.1 del Capítulo 11 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 quedará así:



CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20250821-125346-3b0bd2-07462679
2025-08-21T13:53:35-05:00 - Página 11 de 31

Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

(...) a) Deben operar normalmente para un rango de frecuencia entre 57.5 Hz y 63 Hz, y no deben tener disparo instantáneo para tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) menores a 5 Hz/s medido sobre una ventana de 500 milisegundos. Por encima de este valor se puede ajustar disparo, con una temporización mínima de 200 milisegundos (...)

Parágrafo. Se dispondrá de seis (6) meses contados a partir de la fecha de publicación en el *Diario Oficial* de la presente resolución para el ajuste del relé de frecuencia en las plantas en operación comercial en el SIN.

Artículo 7. Modifíquese el numeral 11.2.3 del Capítulo 11 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998. El numeral 11.2.3 del Capítulo 11 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 quedará así:

(...) 11.2.3. Priorización de la inyección rápida de corriente reactiva y activa

Se deberá dar aplicación a lo dispuesto en el literal d) del numeral 5.7 del Código de Operación Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995 conforme el nivel de tensión. (...)

Parágrafo. El requerimiento técnico establecido en este artículo aplica a plantas que entren en operación comercial a partir del primero (1) de agosto de 2028. Para las plantas en operación comercial y aquellas que ingresen antes del plazo indicado se aplicará el Anexo 3 de esta resolución.

Artículo 8. Adiciónese el numeral 11.2.4.1 al Capítulo 11 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998. El numeral 11.2.4.1 del Capítulo 11 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 quedará así:

(...) 11.2.4.1 Soportabilidad ante sobrevoltajes transitorios

La curva de soportabilidad ante sobrevoltajes transitorios será la dispuesta en el numeral 5.7.1 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995 (...)

Parágrafo. El requerimiento técnico establecido en este artículo aplica a plantas que entren en operación comercial a partir del primero (1) de agosto de 2028.

Artículo 9. Modifíquese el numeral 11.3.7 del Capítulo 11 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998. El numeral 11.3.7 del Capítulo 11 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 quedará así:



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

(...) 11.3.7 Pruebas

Antes de entrar en operación comercial en el sistema, las plantas objeto de este capítulo, deben realizar y remitir los resultados de las siguientes pruebas al C.N.O, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo C.N.O así:

- a) Pruebas del control de tensión que fue definido mediante Acuerdo por nivel de tensión y/o capacidad.*
- b) Pruebas de rampa operativa de arranque y parada. El C.N.O deberá definir mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.*
- c) Pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia.*
- d) Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones. El C.N.O definirá mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.*
- e) Pruebas a los requerimientos de priorización en la inyección rápida de corriente reactiva o activa. El C.N.O definirá mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.*
- f) Pruebas a curvas de capacidad cuando se evalúa son requeridas*
- g) Pruebas a los requerimientos de que trata el numeral 11.2.4.1 de este Capítulo, Soportabilidad ante sobrevoltajes transitorios. El C.N.O definirá mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.*
- h) Pruebas de cumplimiento de los requisitos en las protecciones*
- i) Pruebas de los sistemas de supervisión de variables eléctricas y meteorológicas.*

Para las pruebas mencionadas, los agentes generadores serán responsables de la ejecución (o certificación cuando aplique) de las



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

pruebas funcionales y operativas requeridas por la normatividad vigente y verificar el cumplimiento de los Acuerdos expedidos por el CNO.

Las pruebas podrán ser realizadas por una empresa, una universidad o un centro de investigación que seleccione el interesado, la cual certificará junto con un informe detallado que se cumplen todos los requerimientos y suscrito por el ingeniero responsable de la realización de las pruebas con su matrícula profesional vigente. La realización de dichas pruebas deberá ceñirse a los protocolos técnicos, metodologías y procedimientos definidos y aprobados por el CNO para cada tipo de prueba y tecnología de generación. Una vez finalizadas las pruebas, el agente generador deberá consolidar y remitir al CND y al OR el informe técnico detallado de los resultados. El informe y la certificación anterior deberá entregarse con una declaración del agente generador que representa la planta de que se cumple la norma.

En cuanto a supervisión, mientras el OR no tenga la capacidad, el CND supervisará las plantas que considere necesarias, en aplicación de la Resolución CREG 080 de 1999. Para lo anterior, el CND indicará los requisitos sin que se precise una auditoria o contratar alguna empresa. Adicionalmente, el CND realizará las pruebas y verificaciones funcionales, verificando que se cumplen a cabalidad con los criterios técnicos, de calidad y de trazabilidad exigidos en la regulación. Las demás plantas no serán supervisadas hasta tanto el OR cumpla con la actualización de sus sistemas y este en capacidad de supervisar.

Una vez el OR disponga de la capacidad de supervisión, este realizará la supervisión y las pruebas conforme a este numeral.

El C.N.O. deberá definir el procedimiento de las pruebas de que trata este numeral (...)

Parágrafo. Para las pruebas, certificaciones o ajustes de los requerimientos técnicos que hayan sido actualizados aplicará conforme se establece en los parágrafos de los artículos 6, 7 y 8 de esta resolución.

CAPÍTULO 3. ACTUALIZACIÓN DE LOS REQUISITOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y EÓLICAS CONECTADAS EN EL SDL CON



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

**CAPACIDAD EFECTIVA NETA O POTENCIA MÁXIMA DECLARADA
IGUAL O MAYOR A 1 MW Y MENOR A 5 MW**

Artículo 10. Modifíquese el numeral 12 del Capítulo 12 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998. El numeral 12 del Capítulo 12 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 quedará así:

(...) 12. REQUISITOS TÉCNICOS DE GENERADORES Y AUTOGENERADORES A GRAN ESCALA QUE FUNCIONAN A PARTIR DE TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (SFV) O EÓLICA, Y QUE ESTÁN CONECTADOS AL SDL, CON CAPACIDAD EFECTIVA NETA O POTENCIA MÁXIMA DECLARADA IGUAL O MAYOR A 1 MW Y MENOR A 5 MW.

Los requisitos técnicos de este capítulo aplican en su totalidad para generadores que usen tecnología SFV o eólica, conectados al SDL, con capacidad efectiva neta igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW.

Solo en aspectos en que se indique, aplicará a los autogeneradores a gran escala conectados al SDL que usen tecnología SFV o eólica que tengan una potencia máxima declarada mayor a 1 MW y menor a 5 MW, conforme a lo previsto en la Resolución CREG 024 de 2015 o 174 de 2021, o todas aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Aquellos autogeneradores a gran escala que aplican el procedimiento de conexión y requisitos técnicos de que trata la Resolución CREG 174 de 2021, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, solo deben presentar al momento de entrada en operación, adicional a las pruebas solicitadas en dicha resolución, las pruebas de control de potencia activa/frecuencia, los sistemas de supervisión, el sistema de sincronización, y los certificados de cumplimiento de comportamiento ante sobretensiones y depresiones de tensión y soportabilidad ante sobrevoltajes transitorios. En el transcurso del proceso de solicitud o trámite de conexión de que trata la misma resolución el OR no podrá solicitar información sobre estos aspectos.

Respecto del control de tensión para los usuarios AGGE que les aplica la Resolución CREG 174 de 2021, no es un requisito el cumplimiento de la prueba de control de tensión para la entrada en operación comercial. Aquellos que no lo cumplan, les aplicará lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y 101 035 de 2024, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, respecto del tratamiento de energía reactiva.

A continuación, se definen los requisitos técnicos y se especifica en cada caso si aplica a generador o autogenerador (...)



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

Parágrafo. Para los usuarios AGGE que les aplica la Resolución CREG 174 de 2021:

- i. El requisito de un control de potencia activa/frecuencia, certificación de comportamiento ante sobretensiones y depresiones de tensión y soportabilidad ante sobrevoltajes transitorios aplicará a aquellos que entren en operación comercial a partir del primero (1) de agosto de 2028.
- ii. El requisito del control de tensión deberá aplicarse a más tardar en un plazo de dos meses contados a partir de la entrada en vigencia de esta resolución. Aquellos que no lo cumplan, les aplicará lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y 101 035 de 2024 respecto del tratamiento de energía reactiva.

Artículo 11. Modifíquese los numerales 12.2, 12.2.1, 12.2.1.1, 12.2.1.2, 12.2.2 y 12.2.3 del Capítulo 12 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998. Los numerales 12.2, 12.2.1, 12.2.1.1, 12.2.1.2, 12.2.2 y 12.2.3 del Capítulo 12 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 quedarán así:

(...) 12.2 Servicios que los generadores y autogeneradores objeto de este capítulo deben proveer.

Los generadores y autogeneradores objeto de este capítulo deben proveer los servicios definidos en este numeral:

12.2.1 Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia.

12.2.1.1 Características Generales

Los generadores objeto de este capítulo:

a) Deben operar normalmente para un rango de frecuencia entre 57.5 Hz y 63 Hz. El CND deberá determinar en análisis mediante simulación el ajuste del relé de frecuencia para la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF). El CND publicará el análisis y realizará un taller con los interesados y público en general. Posteriormente, el ajuste del ROCOF se presentará a la CREG para aprobación y adopción mediante regulación.

b) Deben contar con 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 para eventos de sobrefrecuencia.

c) Para ser declaradas en operación en el sistema, deben realizar pruebas de respuesta primaria ante eventos de sobrefrecuencia.



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

d) Para la operación, la respuesta ante eventos de sobrefrecuencia deberá estar habilitada a partir del primero (1) de agosto de 2028.

12.2.1.2 Características del Control de la planta

El control de potencia activa/frecuencia debe cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Estabilidad: las señales de salida del control deben ser amortiguadas en el tiempo ante señales de entrada escalón, para todos los modos y condiciones operativas.

b) El estatismo debe ser configurable en un rango entre el 2 y el 6%.

c) La banda muerta debe ser configurable en un rango entre 0 y 120 mHz. Inicialmente se establece una banda muerta de 30 mHz.

d) El ajuste de la función de control de frecuencia debe ser reportado por el agente y usuario antes de las pruebas de puesta en servicio.

e) Los parámetros de ganancia y constantes de tiempo deben ser ajustables para cumplir con criterios de estabilidad y velocidad de respuesta del SIN, teniendo en cuenta las características técnicas de las tecnologías disponibles. El CND definirá mediante estudio, análisis y seguimiento posoperativo, los parámetros de ganancia y constantes de tiempo para cumplir con criterios de estabilidad, velocidad de respuesta del SIN, y los deberá informar a los agentes que representan los generadores objeto de este capítulo.

f) El CND, dentro de los rangos establecidos, definirá el valor de estatismo y banda muerta de acuerdo con las necesidades del SIN. La función de control de frecuencia debe ser reajustada a solicitud del CND por criterios operativos. El CND deberá informar a los agentes que representan los generadores objeto de este capítulo de dichos cambios.

g) Cumplir con los siguientes parámetros: tiempo de respuesta inicial máximo (T_r) de 2 segundos, y tiempo de establecimiento máximo (T_e) de 15 segundos.

12.2.2 Control de tensión para generadores y autogeneradores objeto de este capítulo.

Los generadores y autogeneradores objeto de este capítulo deben poder aportar al control de la tensión en el rango operativo normal de su punto de conexión, y garantizando un rango operativo mínimo y máximo de factor de potencia.

El C.N.O. debe identificar el rango operativo mínimo y máximo de factor de potencia y evaluar las características del control de tensión más adecuado conforme el nivel de tensión 1, 2 o 3, y tener en cuenta los siguientes lineamientos mínimos:



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

- a) Los parámetros del control de tensión deberán ser configurables.*
- b) El control de tensión deberá tener el modo de control factor de potencia.*
- c) No se deberá solicitar envío de consignas remotas para el control de tensión. No obstante, se puede acordar entre el representante del generador o AGGE y operador de red.*
- d) El control de tensión deberá disponer de un estatismo (V/Q) configurable.*
- e) El control que se aplique debe ajustarse de tal manera que sea estable*
- f) El C.N.O. debe definir la configuración inicial del control por nivel de tensión, y deberá especificar el proceso para el cambio en la configuración del rango del factor de potencia. Para lo anterior, el C.N.O. debe definir la forma y el tiempo de anticipación en que el Centro de Control del operador de red le informa al representante de la planta de generación del cambio requerido para operar en un nuevo rango de factor de potencia.*
- g) En el Acuerdo no se podrán solicitar curvas de operación fijas en el punto de conexión con la red, por ejemplo, de la potencia reactiva en función de la tensión u otras.*

El C.N.O deberá definir mediante Acuerdo los requisitos anteriores para los generadores y AGGE objeto de este capítulo, y diferenciados por nivel de tensión.

12.2.3 Característica de depresiones de tensión y sobretensiones para generadores y autogeneradores objeto de este capítulo

Cuando se presenten fallas simétricas o asimétricas, los generadores y autogeneradores objeto de este capítulo deben poder operar dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT, por sus siglas en ingles) y sobretensiones (HVRT, por sus siglas en ingles) que serán definidas mediante Acuerdo del C.N.O. Las curvas deben ser definidas por nivel de tensión y mediante análisis del sistema. (...)

Parágrafo. Se dispondrá de 6 meses contados a partir de la fecha de publicación de los Acuerdos del CNO, modificados con base en lo establecido en el presente artículo, para el ajuste del relé de frecuencia en las plantas (sea generador o AGGE) en operación comercial en el SIN.

Artículo 12. **Adiciónese el numeral 12.2.3.1 al Capítulo 12 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998.** El numeral 12.2.3.1 del Capítulo 12 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 quedará así:



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

(...) 12.2.3.1 Soportabilidad ante sobrevoltajes transitorios para generadores y autogeneradores

Las plantas objeto de este capítulo deberán cumplir con las curvas de soportabilidad ante sobretensiones.

Para lo anterior, el CND deberá determinar en análisis mediante simulación y según la experiencia internacional, la curva de soportabilidad ante sobrevoltajes transitorios que debe tenerse. El CND publicará el análisis y realizará un taller con los interesados y público en general. Posteriormente, la curva anterior se presentará ante la CREG para su regulación (...)

Parágrafo. El requerimiento técnico establecido en este artículo aplica a plantas (sea generador o AGGE) que entren en operación comercial a partir del primero (1) de agosto de 2028.

Artículo 13. Modifíquese el numeral 12.3.5 del Capítulo 12 del Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998. El numeral 12.3.5 del capítulo 12 del Anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998 quedará así:

(...) 12.3.5 Pruebas para generadores y autogeneradores objeto de este capítulo

Antes de entrar en operación comercial en el sistema, los generadores y autogeneradores objeto de este capítulo, deben realizar y remitir los resultados de las siguientes pruebas al operador de red y al CND, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo C.N.O así:

a. Para generadores:

Pruebas de rampa operativa de entrada y salida. El C.N.O. deberá definir mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.

b. Para generadores y autogeneradores:

- i. Pruebas del control de tensión que fue definido mediante Acuerdo por nivel de tensión. Para los AGGE no es obligatorio el cumplimiento a la entrada en operación comercial, no obstante, se aplicará lo regulado en las Resoluciones CREG 015 de 2018 y 101 035 de 2024.*
- ii. Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones y soportabilidad ante voltajes transitorios. El C.N.O. definirá mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de estas pruebas.*



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.

iii. Pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia.

iv. Pruebas de cumplimiento de los requisitos en las protecciones.

Para el caso de autogeneradores se aplica el Acuerdo de pruebas y protecciones indicado y encargado al C.N.O. en la Resolución CREG 174 de 2021 o aquellas que la modifiquen o sustituyan y demás requisitos de pruebas establecidos en dicha resolución.

v. Pruebas de los sistemas de supervisión de variables eléctricas.

vi. Pruebas al sistema de sincronización con red de que trata el literal d) numeral 12.1 del presente capítulo.

Para las pruebas mencionadas anteriormente, los agentes generadores y autogeneradores serán responsables de la ejecución (o certificación cuando aplique) de las pruebas funcionales y operativas requeridas por la normatividad vigente y verificar el cumplimiento de los Acuerdos expedidos por el CNO.

Las pruebas podrán ser realizadas por una empresa o una universidad o un centro de investigación que seleccione el interesado, la cual certificará junto con un informe detallado que se cumplen todos los requerimientos y suscrito por el ingeniero responsable de la realización de las pruebas con su matrícula profesional vigente. La realización de dichas pruebas deberá ceñirse a los protocolos técnicos, metodologías y procedimientos definidos y aprobados por el CNO para cada tipo de prueba y tecnología de generación. Una vez finalizadas las pruebas, el operador de la planta deberá consolidar y remitir al CND y al OR el informe técnico detallado de los resultados. El informe y la certificación anterior deberá entregarse con una declaración del agente generador que representa la planta de que se cumple la norma.

En cuanto a supervisión, mientras el OR no tenga la capacidad, el CND supervisará las plantas que considere necesarias, en aplicación de la Resolución CREG 080 de 1999. Para lo anterior, el CND indicará los requisitos sin que se precise una auditoría o contratar alguna empresa. Las demás plantas no serán supervisadas hasta tanto el OR cumpla con la actualización de sus sistemas y esté en capacidad de supervisar.

Una vez el OR disponga de la capacidad de supervisión, este realizará la supervisión y las pruebas conforme a este numeral.

El C.N.O. deberá definir el procedimiento de las pruebas de que trata este numeral. (...)



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

Parágrafo. Para las pruebas, certificaciones o ajustes de los requerimientos técnicos que hayan sido actualizados aplicará conforme se establece en los parágrafos de los artículos 10, 11 y 12 de esta resolución.

CAPÍTULO 4. PLANTAS SOLARES EN ESTADO DE PRUEBAS O QUE NO HAYAN ENTRADO A ESTADO DE PRUEBAS, RESOLUCIONES CREG 148 DE 2021 Y 101 011 DE 2022

Artículo 14. Tratamiento de plantas solares en estado de pruebas en el SDL. Este artículo aplica a las plantas solares que se encontraban en operación comercial y que dejaron de estarlo por causa del incumplimiento de requisitos técnicos, según de determina a continuación:

- a) Resolución CREG 148 de 2021: plantas solares que pasaron de operación comercial a estado de pruebas a partir del 02 de marzo de 2025.
- b) Resolución CREG 101 011 de 2022: plantas solares que pasaron de operación comercial a estado de pruebas a partir del 17 de mayo de 2025.

Las anteriores plantas podrán entrar o permanecer en operación comercial cumpliendo los siguientes requisitos:

- c) Deberán cumplir, inicialmente, al menos con las pruebas del sistema de protecciones conforme las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022.

Para las pruebas del sistema de protecciones, los agentes generadores serán responsables de la contratación de las pruebas funcionales y operativas requeridas y verificar el cumplimiento de los Acuerdos expedidos por el CNO.

Las pruebas podrán ser realizadas por una empresa o una universidad o un centro de investigación que seleccione el interesado, la cual certificará junto con un informe detallado que se cumplen todos los requerimientos y suscrito por el ingeniero responsable de la realización de las pruebas con su matrícula profesional vigente. La realización de dichas pruebas deberá ceñirse a los protocolos técnicos, metodologías y procedimientos definidos y aprobados por el CNO. Una vez finalizadas las pruebas, el agente generador deberá consolidar y remitir al CND y al OR el informe técnico detallado de los resultados. El informe y la certificación anterior deberá entregarse con una declaración del agente generador que representa la planta de que se cumple la norma.



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

- d) En cuanto a supervisión, mientras el OR no tenga la capacidad, el CND supervisará las plantas que considere se necesarias, en aplicación de la Resolución CREG 080 de 1999. Para lo anterior, el CND indicará los requisitos sin que se precise una auditoría o contratar alguna empresa. Adicionalmente, el CND realizará las pruebas y verificaciones funcionales, verificando que se cumplen a cabalidad con los criterios técnicos, de calidad y de trazabilidad exigidos en la regulación.

Las demás plantas no serán supervisadas hasta tanto el OR cumpla con la actualización de sus sistemas y esté en capacidad de supervisar.

Una vez el OR disponga de la capacidad de supervisión, este realizará la supervisión y las pruebas conforme las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022.

- e) En un plazo de máximo 1 año, contado a partir de la entrada en operación comercial de la planta, deberán haber cumplido con el resto de las pruebas y certificaciones exigidas en las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022. En cuanto a supervisión, se cumplirá con lo establecido en las mismas citadas resoluciones.

En caso de que las plantas no cumplan con lo anterior, el CND contratará un auditor para la realización de las pruebas, siendo trasladados los costos a los agentes generadores representantes. El CND definirá los requisitos, términos y plazos de la anterior contratación.

En caso de que luego de realizado lo anterior, se incumpla alguna prueba, la planta retornara al estado de pruebas.

Artículo 15. Plantas que no hayan entrado al estado de pruebas. Las plantas que les aplique la Resolución CREG 148 de 2021 o la Resolución CREG 101 011 de 2022 que no estén en estado de pruebas, aplicaran lo dispuesto en dichas normas para su entrada en operación comercial.

CAPÍTULO 5. TRANSVERSAL

Artículo 16. Información general de los manuales de operación de los Operadores de Red (OR). Los OR deberán mantener actualizados y publicados en su sitio web sus manuales de operación del sistema, conforme a la regulación y los acuerdos del CNO que se encuentren vigentes.

Las actualizaciones deben realizarse para los diferentes aspectos contenidos en estos manuales, como son los procedimientos operativos detallados en materia de: coordinación, supervisión y control del Sistema del OR, ejecución



Comisión de Regulación
de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20250821-125346-3b0bd2-07462679
2025-08-21T13:53:35-05:00 - Página 22 de 31

Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

de maniobras, mantenimientos, seguridad industrial y las demás prácticas que garantizan el óptimo desempeño de los STR y SDL.

En todo caso, los procedimientos allí establecidos deberán estar acordes con las exigencias operativas de las Resoluciones CREG 025 de 1995 y 070 1998, u otras que la adicionen modifiquen, adicionen o sustituyan.

El OR deberá informar de la actualización de los manuales de operación, conforme a lo que determine la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para tal fin.

Cuando un OR no actualice el manual de operación de su sistema, el CND indicará conforme a sus funciones en Resolución CREG 080 de 1999 como será la coordinación de la operación de las plantas solares y eólicas que aplican las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022, antes y después de que el OR expida sus manuales de operación.

Artículo 17. Modelos de planta referenciados por el OR. El OR deberá informar, conforme a lo que determine la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, del cumplimiento de entrega de los modelos de planta referenciados al nodo más cercano asociado al lado de baja del transformador de conexión al STR o STN de que tratan las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022. El requisito anterior es para el OR y no un requisito para que una planta se declare en operación comercial.

Artículo 18. Acuerdos CNO y estudios CND. El C.N.O. tendrá un plazo máximo de cuatro (4) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución para expedir los Acuerdos adicionales de actualización en cumplimiento de esta resolución; lo anterior, manteniendo los Acuerdos que correspondan vigentes para poder ser aplicados por aquellos que entren en operación comercial antes del primero (1) de agosto de 2028 y no les aplique alguno de los requisitos actualizados. Dentro del mismo plazo anterior, el CND deberá adelantar los análisis encargados en esta resolución.

Artículo 19. Vigencia. Esta resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga las normas que le sean contrarias.

Dada en Bogotá, D.C.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

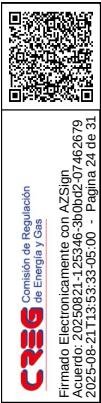


Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

Anexo 1 Modelos de control de plantas eólicas y solares fotovoltaicas Resolución CREG 060 de 2019 antes de la actualización de requisitos

Para el caso de plantas solares fotovoltaicas y eólicas que se conecten al STN y STR será responsabilidad de los agentes representantes entregar al CND, seis (6) meses antes de su entrada en operación, los modelos preliminares de la planta de generación 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 Resolución CREG 060 de 2019 para el control de frecuencia y potencia activa, el control de tensión y potencia reactiva de que trata el Anexo 2 de esta resolución, así como permitir el ajuste de los parámetros que definen estas funcionalidades.

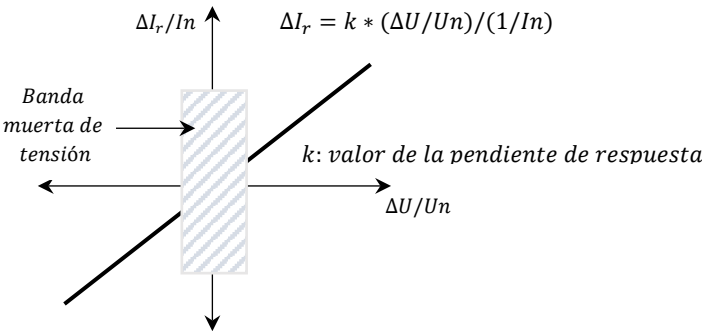


Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

Anexo 2 Aporte rápido de potencia reactiva antes de la actualización de requisitos Resolución CREG 060 de 2019

Las plantas eólicas y solares con conexión en el STN o STR 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:



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 la variación de corriente reactiva respecto al valor de corriente reactiva que tenía antes del evento

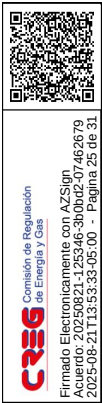
I_n es la corriente nominal

ΔU es la variación de tensión respecto al valor de tensión que tenía antes del evento

U_n es la tensión nominal

k valor de la pendiente de respuesta. Debe ser ajustable con valores entre 0 y 10

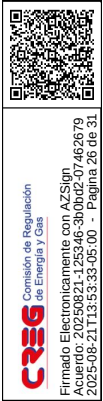
El aporte de potencia reactiva adicional se limitará al 100% de la corriente nominal del generador.



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

- 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 inversor 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 cada inversor 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 respuesta rápida de corriente reactiva definido en este anexo.
- El aporte de potencia reactiva adicional se debe mantener siempre que la tensión esté por fuera del rango normal de operación.
- 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).

Ante eventos simultáneos de frecuencia y tensión, el CND deberá evaluar según el estado del sistema que prioridad da a la corrección de las variables de balance de frecuencia o tensión.



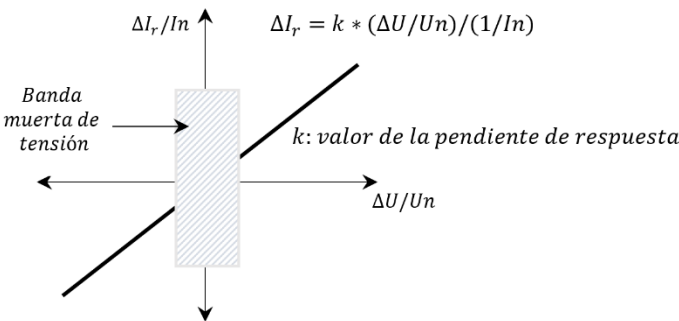
Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

Anexo 3 Priorización de la inyección rápida de corriente reactiva plantas solares y eólicas Resolución CREG 148 de 2021, antes de la actualización de requisitos

El C.N.O. deberá evaluar para las plantas objeto de la Resolución CREG 148 de 2021 que les aplique este anexo, la necesidad de tener capacidad de respuesta de inyección rápida de corriente reactiva ante desviaciones de tensión que superen los límites de la banda muerta de tensión.

Para lo anterior, el C.N.O mediante Acuerdo debe establecer las condiciones del control y tener en cuenta los siguientes lineamientos:

- a) Las características técnicas específicas se podrán diferenciar por nivel de tensión y/o por capacidad de la planta.
- b) De no requerirse el servicio en algún nivel de tensión y/o para alguna capacidad de planta (capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada), el Acuerdo debe ser claro en que no es un requisito aplicable.
- c) Ante desviaciones de tensión que excedan los límites operativos normales de la tensión nominal en la planta de generación, el control debe priorizar la inyección rápida de corriente reactiva de forma que alcance un valor porcentual del valor final esperado en un tiempo en milisegundos con una tolerancia definida en valor porcentual. Los anteriores parámetros son definidos en el Acuerdo.
- d) El aporte de potencia reactiva adicional se debe mantener siempre que la tensión esté fuera del rango normal de operación o supere la banda muerta de tensión.
- e) El aporte de potencia reactiva adicional se limitará cuando se alcance el 100% de la corriente nominal del generador.
- f) La curva característica es la siguiente:



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

Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

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 valor de la siguiente relación:

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

Donde:

ΔI_r es la variación de corriente reactiva respecto al valor de corriente reactiva que tenía antes del evento

I_n es la corriente nominal

ΔU es la variación de tensión respecto al valor de tensión que tenía antes del evento

U_n es la tensión nominal

k valor de la pendiente de respuesta.

El aporte de potencia reactiva adicional se limitará al 100% de la corriente nominal del generador.

La banda muerta de tensión corresponde al rango de tensión de operación normal en el punto de conexión definido en el numeral 6.2.1.1 del Reglamento de Distribución, Resolución CREG 070 de 1998, o la que modifique o sustituya y en el cual no operará el control de respuesta rápida de corriente reactiva definido en este literal.

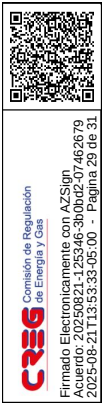
Ante eventos simultáneos de frecuencia y tensión, el C.N.O. deberá evaluar las consideraciones que se deben tener en cuenta, según el estado del sistema, para darle prioridad a la corrección de las variables de balance de frecuencia o tensión.

- g) El Acuerdo debe definir el valor de la pendiente k de la funcionalidad en el punto de conexión por nivel de tensión. El representante de cada planta de generación debe determinar el valor de k a utilizar en cada inversor para cumplir con el valor de k definido en el Acuerdo en el punto de conexión.



Por la cual se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y se dictan otras disposiciones

- h) Cada unidad de generación deberá tener una k parametrizable dentro de un rango definido en el Acuerdo C.N.O. Se debe tener en cuenta los valores de k máximos declarados por el representante de la planta.
- i) Se debe mantener un aporte de potencia reactiva por un periodo de tiempo en milisegundos 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). Dicho tiempo debe ser definido en el Acuerdo.



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto_Resolución_CREG_701_098_2025

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20250821-125346-3b0bd2-07462679

Creación: 2025-08-21 12:53:46

Estado: Finalizado

Finalización: 2025-08-21 13:53:32



Escanee el código
para verificación

Firma: Director ejecutivo

Antonio Jiménez

@creg.gov.co

13744211

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Revisión: Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales - OARE

Juan Carlos Bedoya

jcbedoya@minenergia.gov.co

18519566

Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Ministerio de Minas y Energía



CREG

Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20250821-125346-3b0bd2-07462679
2025-08-21T13:53:33-05:00 - Página 30 de 31

REPORTE DE TRAZABILIDAD			 Escanee el código para verificación
Proyecto_Resolución_CREG_701_098_2025			
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo: 20250821-125346-3b0bd2-07462679		Creación: 2025-08-21 12:53:46	
Estado: Finalizado		Finalización: 2025-08-21 13:53:32	
TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Revisión	Juan Carlos Bedoya jcbedoya@minenergia.gov.co Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatori Ministerio de Minas y Energia	Aprobado	Env.: 2025-08-21 12:53:47 Lec.: 2025-08-21 13:18:18 Res.: 2025-08-21 13:20:58 IP Res.: 191.156.150.18
Firma	Antonio Jimenez @creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2025-08-21 13:20:58 Lec.: 2025-08-21 13:53:22 Res.: 2025-08-21 13:53:32 IP Res.: 191.95.23.227