



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN CREG 173 DE 2021

**DOCUMENTO CREG-101 011
29 DE MAYO DE 2022**

Contenido

1. ANTECEDENTES, INFORMACIÓN GENERAL Y PROPUESTA RESOLUCIÓN CREG 173 DE 2021	3
2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	6
3. OBJETIVO.....	6
4. ALTERNATIVA.....	6
5. CONSULTA PÚBLICA, ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y PROPUESTA.....	6
6. RECOMENDACIÓN	26

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 2

ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO DE RESOLUCIÓN 173 DE 2021

1. ANTECEDENTES, INFORMACIÓN GENERAL Y PROPUESTA RESOLUCIÓN CREG 173 DE 2021

Mediante Resolución CREG 070 de 1998 y sus modificaciones 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. Básicamente en esta resolución se establecieron reglas para la expansión del sistema de distribución, condiciones generales de conexión, ejecución de obras y otros aspectos de operación. Entre los temas relevantes, se tiene que cada Operador de Red (OR) debe diseñar y establecer su propio manual de operación de las redes del sistema de distribución al cual se acogen todos sus usuarios.

Por su parte, en relación con las reglas de conexión a los sistemas de distribución del citado reglamento, los procedimientos de asignación de capacidad para usuarios y generadores se actualizaron por medio de las Resoluciones CREG 075 de 2021 y 174 de 2021.

Posterior, la Resolución CREG 080 de 1999 reglamentó las funciones de planeación, coordinación, supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN. Entre los temas relevantes se encuentra que el OR puede ejercer supervisión de generadores no despachados centralmente que le hayan sido encargados y coordinar la regulación de voltaje de los activos de otros transportadores que también le hayan sido encargados. Por lo tanto, los operadores de red deben estar en capacidad de realizar supervisión y control de tensión desde ese año.

Ahora bien, en relación con esta última tarea, la de capacidad del operador de red de coordinar voltaje, la Resolución CREG 015 de 2018 en su capítulo 12 estableció que las plantas de generación están obligadas a realizar control de tensión y, además, la Comisión ya se ha pronunciado con varios conceptos confirmando que esto se realiza a través de la coordinación con el OR:

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0000355_2022.htm#INICIO

Ahora bien, específicamente respecto de plantas solares fotovoltaicas (SFV) y eólicas, se tienen las siguientes resoluciones:

1. Resolución CREG 060 de 2019 en la cual se realizaron modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas SFV y eólicas conectadas al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR).

Entre las reglas se tiene control de frecuencia (con consignas), control de tensión (con consignas), supervisión de variables eléctricas y meteorológicas, protecciones, respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas, respuesta rápida de corriente reactiva, procedimiento de pruebas, curvas de potencia activa en función de la reactiva (PQ) y de potencia reactiva en función del voltaje (QV – actualización en Resolución CREG 229 de 2021), declaración de modelos de planta, entre otros.

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 3

Como aspecto relevante, en este caso el CND es el que supervisa y realiza el control.

En cuanto al sistema donde se registran los mantenimientos de las plantas, se usa el mismo regulado en la Resolución CREG 025 de 1995, Código de Redes.

2. Resolución CREG 148 de 2021 en la cual se realizaron modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas SFV y eólicas conectadas al Sistema de Distribución Local (SDL) con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

En esta resolución se establecieron reglas similares a la Resolución CREG 060 de 2019, pero más flexibles: por ejemplo, no se tienen curvas PQ y QV fijas, las mismas deben solicitarse y establecerse mediante Acuerdo C.N.O. solo en caso de ser necesario.

Como aspecto relevante, en este caso el OR es el que supervisa variables eléctricas y realiza el control de tensión. Al CND no se le modifican sus funciones de despacho centralizado de los recursos para la potencia activa y su control, pero el OR podría requerir cambios ante situaciones de emergencia, las cuales son establecidas por el CND.

Adicional, las variables de supervisión eléctricas se pueden transmitir al CND a través del centro de control del OR. En el caso anterior y de una planta despachada centralmente, las variables eléctricas se deben enviar de forma obligatoria al CND.

3. Posteriormente, mediante Resolución CREG 101 005 de 2022 se realizó un ajuste a la transición de la Resolución CREG 148 de 2021. Esto debido a que se encuentra que el tiempo de la transición establecida en dicha resolución no permitía establecer condiciones equivalentes para todos los proyectos en función de su tiempo o fecha de entrada en operación.

También se encontró que los proyectos que tenían fecha de operación cercana a la expedición de la misma resolución podrían no lograr cumplir con los requisitos técnicos para su entrada en operación, entre otros por el tiempo que tomaba desarrollar los Acuerdos técnicos y el ajuste a los mismos por parte del C.N.O.

4. Finalmente, durante la consulta de la Resolución previa a la 148 de 2021, Resolución CREG 170 de 2020, se identifica la solicitud de varios agentes de tener las reglas para el rango de capacidad mayor o igual a 1 MW y menor de 5 MW. Por lo anterior, la Comisión considera que se debe ajustar nuevamente el Reglamento de Distribución, de forma transitoria, en los temas relacionados con aspectos técnicos que deben cumplir las plantas SFV y eólicas en el SDL dentro del rango antes mencionado.

Así, mediante Resolución CREG 173 de 2021 se publicó a comentarios el proyecto de resolución CREG: *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*, la cual se diseñó con requisitos más flexibles que los de la Resolución CREG 148 de 2021.

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 4

Los aspectos propuestos en el citado proyecto son los siguientes:

- a. Aplicación: aplica a generadores con capacidad efectiva neta igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW. Solo en aspectos de supervisión y ante eventos de emergencia aplicará a los autogeneradores a gran escala conectados al SDL que usen tecnología SFV y eólica que tengan una potencia máxima declarada mayor a 1 MW y menor a 5 MW.
- b. A los OR se les encarga la supervisión directa de las plantas en el SDL y coordinar el control de tensión. También ayudar a coordinar la operación ante emergencia.
- c. Los OR deben actualizar su manual de operación sujetándolo a las reglas.
- d. En caso de que una planta opte por el despacho centralizado, le aplicarán todos los requisitos técnicos establecidos para plantas eólicas y SFV conectadas en los SDL y con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW establecidos en la regulación vigente, es decir, la Resolución CREG 148 de 2021.
- e. La transición considero reglas con los mismos problemas identificados en la Resolución CREG 148 de 2021, los cuales se les dio solución como se cita más adelante en este documento.
- f. Topologías de conexión indicativas definidas por el C.N.O., sin que sea obligatorias. El solicitante puede seleccionar cualquier otra topología de conexión siempre y cuando cumpla con los requisitos técnicos.
- g. Pruebas, protecciones y características de Sincronización definidas por el C.N.O.
- h. Regulación primaria de frecuencia solo ante sobrefrecuencia, es decir, para reducir generación.
- i. Control de tensión en un rango de factor de potencia, sin consignas.
- j. Control de potencia activa se realiza ante condiciones de emergencia.
- k. No se pueden pedir curvas de operación PQ u otras en el punto de conexión.
- l. La supervisión de variables eléctricas la realiza el Centro de Control del OR.
- m. Se entregan modelos de planta de fabricante. El OR referencia el modelo al punto del sistema donde el CND tenga vista.
- n. Se declaran rampas de arranque y parada de fabricante. Pero debe ser ajustable cuando el sistema lo necesite.
- o. Los mantenimientos se avisan por medio de correo electrónico.

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 5

2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

No se tienen reglas específicas de conexión para plantas SFV y eólicas de capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW. Actualmente se aplican las reglas en “lo que les aplique” del Código de Redes – Resolución CREG 025 de 1995 (Numeral 4.5 Anexo del Reglamento de Distribución, Resolución CREG 070 de 1998), lo cual se constituye en una restricción, dado que las actuales reglas del Código de Redes podrían sobrepasar las funcionalidades requeridas en el SDL.

3. OBJETIVO

Definir las reglas técnicas para la conexión plantas SFV y eólicas de capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW.

4. ALTERNATIVA

Con el objetivo de tener condiciones de aplicación, la CREG hizo la propuesta que se consultó con la Resolución CREG 173 de 2021 como única alternativa y cuyas características se citaron en la sección de antecedentes.

5. CONSULTA PÚBLICA, ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y PROPUESTA

Las siguientes remitentes, en el periodo de consulta, realizaron comentarios:

Radicado	Remitente
E-2021-015478	ACOLGEN
E-2021-015483	ASOCODIS
E-2021-015451	C.N.O.
E-2021-015440	CEDENAR
E-2021-015474	CELSIA
E-2021-015315	ENEL
E-2021-015471	XM

A continuación, sobre la Resolución CREG 173 de 2021, se presenta el análisis de comentarios y propuestas recibidas:

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
1	XM	General	<p>5. En cuanto a los temas asociados a los AGGE conectados en el SDL que usen tecnología SFV y eólica, el proyecto de Resolución hace referencia en varios apartes de la norma a la Resolución CREG 030 de 2018. Al respecto, recomendamos a la Comisión que en la resolución definitiva se haga referencia es a la Resolución CREG 174 de 2021</p>		Se acepta el comentario se ajusta redacción
2	ACOLGEN	General	<p>Desde las empresas agremiadas a Acolgen se han identificado algunas dificultades en el proceso de construcción de los nuevos proyectos de generación con FNCER bajo el marco de lo dispuesto en la Resolución CREG 060 de 2019. Dichos problemas, que han sido dados a conocer a la Comisión en anteriores oportunidades, son entre otros los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dificultades asociadas al control de voltaje en los límites de la curva PQ, respecto de los cuales Acolgen, mediante comunicación A-217-21-06-2021, recomendó a la Comisión complementar los requerimientos de Control de Voltaje establecidos en la Resolución CREG 060 de 2019, con una curva que relacione los aportes de potencia reactiva con la tensión medida en el punto de conexión (comúnmente denominado perfil U-Q/Pmax). En atención al tema, la CREG realizó los ajustes pertinentes a través de la Resolución CREG 187 de 2021; • La necesidad de reglamentar técnicamente las conexiones con fronteras embebidas y/o compartidas de plantas generadores, definidas en la Resolución CREG 122 de 2003 y 200 de 2019. Lo anterior, teniendo en cuenta que esta reglamentación técnica es una condición necesaria para la entrada en operación de activos que cuentan con obligaciones del sistema, y que la exigencia de los requisitos de la Resolución CREG 060 de 2019 en la frontera principal, en lugar del punto de conexión físico o el lado de alto voltaje del transformador elevador de tensión del generador, se convierte en un obstáculo para la puesta en marcha de estas plantas. Por lo tanto, hemos solicitado a la Comisión darle prioridad al tema en el marco de la Agenda Regulatoria 2022, tal y como lo exponemos en comunicación A-303-19-11-2021. <p>En general, se evidencian en el mercado diferentes dificultades que impuso la aplicación de la Resolución CREG 060 de 2019 a los desarrolladores de proyectos, respecto de las cuales consideramos que las lecciones aprendidas en su superación deben transferirse a las Resoluciones en consulta. Lo anterior, por cuanto se trata de problemáticas que tienen un potencial alto de replicarse en proyectos de menor escala, afectando en todos los niveles la efectiva conexión de estas plantas.</p>	<p>la recomendación a la Comisión desde la Asociación es la de revisar de forma integral el código de redes el próximo año, ya que ello representaría una oportunidad para ajustar la normatividad que se considere pertinente a la luz de la experiencia del sector de generación, y otras partes interesadas. Más aún, la revisión del código de redes se produciría en una ventana relevante para el sistema, dada la celeridad con que se viene presentando la incorporación de nuevas fuentes de generación, lo que refuerza la priorización del tema por parte de la Comisión para la Agenda Regulatoria del 2022.</p>	<p>Tendremos en cuenta la recomendación de ajuste para el avance código de redes.</p> <p>Respecto del primer inciso de comentario y que en parte tiene también relación con el primer ítem, fue solucionado mediante la Resolución CREG 229 de 2021.</p> <p>En cuanto a conexiones compartidas o fronteras embebidas (temas similares) o Resolución CREG 060 de 2019, no hace parte del ámbito de esta resolución, pero se tendrá en cuenta en dichas normativas.</p>
3	ASOCODIS	General	<p>Invitamos a la CREG a examinar el texto integro de nuestra Comunicación ACDS No. 21-162 donde están contenidos de manera integral nuestros comentarios sobre los estudios sometidos a consulta.</p>		Se realiza la revisión y comparación contra los comentarios incluidos en el documento de Excel, para garantizar la inclusión de todos los comentarios. Estos se presentarán en el transcurso de esta tabla.
4	ENEL	Artículo 2, Ámbito de aplicación	<p>Se solicita aclarar que todos los recursos de autogeneración en el rango de potencia entre 1 y 5 MW hacen parte de los alcances de esta resolución.</p>		Esta resolución en específico está buscando regular tecnologías SFV y eólica en el SDL que no cuentan con reglas específicas. En el reglamento de distribución integral se

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
					estudiarán otro tipo de cambios como el mencionado.
5	C.N.O.	Artículo 2, Ámbito de aplicación		<p><i>El artículo 2 del proyecto normativo establece que la misma sólo aplica en aspectos de supervisión, y ante eventos de emergencia que se especifiquen, a los autogeneradores a gran escala conectados al SDL y que tengan una potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW. Al respecto y en línea con la Resolución 148 de 2021, sugerimos a la Comisión ampliar el rango de aplicación del proyecto normativo, cobijando a los autogeneradores en todos los demás aspectos planteados, es decir, coordinación de protecciones y mantenimientos, servicios, coordinación de la operación, pruebas y modelación. Esta observación se sustenta en los impactos que hemos identificados al interior del Consejo, en relación a los retos operativos que imponen los autogeneradores convencionales y aquellos basados en inversores. Entre estos sobresalen:</i></p> <p><i>* Desviaciones recurrentes de los pronósticos de demanda asociados a la autogeneración, ya que estos al no tener garantía de potencia, pueden modificar sin previo aviso al operador de red su programa de generación y consumo interno. Dicha situación podría comprometer la seguridad del SIN dependiendo de los porcentajes de integración de estas tecnologías de producción.</i></p> <p><i>*Respecto a la cogeneración, la variabilidad de su potencia inyectada a la red dificulta en algunas ocasiones la gestión de mantenimientos sobre la infraestructura de transporte.</i></p> <p><i>* Para el control de tensión en el punto de conexión, el nivel de consumo interno de los autogeneradores desplaza la Curva de Cargabilidad-PQ, dificultando la entrega u absorción de potencia reactiva.</i></p> <p><i>* Es necesario establecer responsabilidades a cargo de los promotores de proyectos principalmente en lo que refiere a disponibilidad y calidad de comunicaciones con el OR.</i></p>	<p>Al respecto informamos que:</p> <ul style="list-style-type: none"> - En cuanto a las reglas de autogeneradores a gran escala solar o eólica con potencia máxima declarada mayor a 1 MW y menor a 5 MW, se aclara que no solo le aplican las reglas de la presente resolución en lo que se indique, sino también los aspectos técnicos reglados en la Resolución CREG 174 de 2021, lo cual incluye protecciones. Se realiza esa claridad sobre el texto. - Para autogeneradores: En cuanto al rango de capacidad, se corrige para el autogenerador: no es mayor o igual a 1 MW, lo correcto es mayor a 1 MW y menor a 5 MW. - Para autogeneradores: en cuanto a las pruebas, las mismas ya se regularon en la Resolución CREG 174 de 2021 para la entrada en operación (incluso las de protecciones). Solo restan las del sistema de supervisión y sistema de sincronización (lo cual se incluye); se realiza un énfasis en dicha aplicación, en el sentido de que deben ser solicitas a través del sistema de trámite en línea (o ventanilla única) y estableciendo que el de protecciones se debe cumplir desde entrada en operación. - En cuanto a mantenimientos, se cambia para que los autogeneradores también avisen de su programa de mantenimientos. - En cuanto a servicios de frecuencia, no se solicita subfrecuencia; pero sobrefrecuencia si, tal cual se observó de la experiencia internacional es lo que prevalece y lo que propuso el mismo C.N.O. Respecto de los servicios de tensión, se da la libertad al autogenerador de entrar a operación sin la prestación de los mismos (y sin curvas PQ o QV), pero esto no lo exonera de los cargos que puedan llevarse a cabo por potencia reactiva inductiva o capacitiva de que trata la Resolución CREG 015 de 2018. - En cuanto a cogeneradores u otras tecnologías diferentes a la solar o eólica, estos

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 8

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
					<p>no son parte del objeto de esta resolución y serán analizados en el contexto de actualización integral del reglamento de distribución.</p> <p>- En cuanto a responsabilidades en la disponibilidad y calidad de las comunicaciones, entendemos se puede referir a dos aspectos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Disponibilidad y calidad de comunicaciones para variables análogas y digitales, lo cual ya se dejó en la resolución el C.N.O. debe establecer una metodología de cálculo de calidad, confiabilidad y disponibilidad de dichas medidas y entendemos es suficiente. 2. Entendemos que, si se incumple lo anterior, es la SSPD la que debe sancionar.
6	XM	Artículo 2, Ámbito de aplicación	<p>4. Recomendamos a la Comisión extender los requisitos técnicos que aplicarían a los generadores objeto del proyecto de Resolución a los Autogeneradores a Gran Escala (AGGE) conectados al Sistema de Distribución Local (SDL), que usen tecnología Solar Fotovoltaica (SFV) y eólica que tengan una potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW, dado que el aumento que se espera en la conexión de este tipo de proyectos puede implicar riesgo para la operación del SIN, al no considerar la exigencia mínima de requisitos que garanticen una operación segura y confiable.</p>	<p>Artículo 2. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a generadores que usen tecnología SFV y eólica conectados al SDL, con capacidad efectiva neta igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW, y a autogeneradores a gran escala conectados al SDL que usen tecnología SFV y eólica que tengan una potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW conforme a lo previsto en la Resolución CREG 174 de 2021, o todas aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.</p> <p>También aplica a los agentes que representan las anteriores plantas y a los demás agentes involucrados.</p>	<p>Entendemos que el objetivo del comentario es extender los requisitos técnicos en su totalidad a los autogeneradores a gran escala, en ese sentido, les informamos que las reglas deben ser coherentes con las de la Resolución CREG 174 de 2021 en cuanto a los requisitos simplificados por capacidades lo cual está en línea con la Ley 1715 de 2014. En todo caso, no se están exonerando de no cumplir con protecciones y demás requisitos que contiene la Resolución CREG 174 de 2021 e incluso se incluye la supervisión y operación ante emergencia para los mismos. No se excluyen las reglas del capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018.</p>
7	CELSIA	Artículo 2, Ámbito de aplicación	<p>Es importante definir claramente cuales son las condiciones para considerar que se está en estado o condición de emergencia, la cual activa los diferentes aspectos enumerados.</p>	<p>Artículo 2. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a generadores que usen tecnología SFV y eólica conectados al SDL, con capacidad efectiva neta igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW.</p> <p>Solo en aspectos de supervisión, y ante eventos de emergencia que se especifican en esta resolución, aplicará a los autogeneradores a gran escala conectados al SDL que usen tecnología SFV y eólica que tengan una potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW conforme a lo previsto en la Resolución CREG 024 de 2015 o 030 de 2018, o todas aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. El CNO definirá mediante Acuerdo las</p>	<p>El CND ya cuenta con manuales de operación ante emergencia, esto por orden de la Resolución CREG 080 de 1999.</p> <p>Por lo tanto, no encontramos apropiado enumerar los eventos de emergencia ya que: i) el sistema es dinámico y dicho reglamento podría cambiar, ii) se podrían omitir situaciones operativas que luego requieran ajuste regulatorio.</p> <p>Es por esto que se le dio la tarea al CND de definir el procedimiento a seguir y que luego, tal como ustedes lo solicitan en su comentario, el C.N.O. expida por acuerdo el reglamento. No encontramos necesario repetir en el ámbito de</p>

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 9

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
				condiciones que se consideran eventos o condiciones de emergencia. También aplica a los agentes que representan las anteriores plantas y a los demás agentes involucrados.	aplicación la tarea que ya se dio al C.N.O. en el nuevo capítulo anexo.
8	ASOCODIS	Artículo 2, Ámbito de aplicación	Se debe definir claramente cuáles son las condiciones de un estado o condición de emergencia, la cual activa los diferentes aspectos enumerados a lo largo de la resolución.		Ver respuesta a comentario anterior
9	CEDENAR	Artículo 5, Funciones OR		Que defina con claridad las responsabilidades del OR frente a las intermitencias de los agentes generadores	Para dar respuesta informamos que: - Los OR ya tienen sus funciones en la Resolución CREG 080 de 1999, entre las cuales tienen la supervisión en caso de que le sea encargada, aquí solo se le está aplicando dicha situación. - En cuanto a coordinación solo se está dejando que puedan dar línea sobre el control de tensión. En la Resolución CREG 080 de 1999 ya tenían la función de coordinar la regulación de tensión en activos de su propiedad y que le hayan sido encargados, solo se está permitiendo que lo puedan realizar de mejor forma. - Si se refieren a índices de calidad del servicio, la intermitencia (mayor o menor entrega de energía) de una planta de generación no afecta tales índices, ya que estos se afectan por daños en las redes. Además, si existen eventos de generación ("insuficiencia de generación u otros eventos"), ya están incluidos en la Resolución CREG 015 de 2018 como eventos que se excluyen para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio (Anexo Numeral 5.2.2), siempre y cuando los defina el CND. Por su parte en el contexto de la resolución de calidad de la potencia, la Resolución CREG 024 de 2005 ya incluye este tema.
10	CEDENAR	Artículo 5, Funciones OR		Que los agentes que crean las intermitencias respondan por los efectos que estas tiene en la calidad del servicio y realicen las compensaciones	Ver respuesta comentario anterior
11	XM	Artículo 5, Funciones OR	2. Respecto de las funciones de supervisión, coordinación, planeación y control que se adicionan a los Operadores de Red (OR), solicitamos que de manera explícita se indique que las mismas se darán sin detrimento de las funciones establecidas para el Centro Nacional de Despacho (CND) en la Resolución CREG 080 de 1999, relacionadas con las facultades discrecionales relacionadas con los generadores no despachados centralmente.		Recordamos que en la propuesta solo se está dando mayor visibilidad a las plantas, y no se está derogando ninguna función del CND sobre las plantas no despachadas centralmente. No consideramos necesario resaltar que el CND no pierde la potestad solicitada, pues la misma no está siendo derogada. se incluirá que el CND

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 10

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
					pueda solicitar las señales cuando lo requiera a través del OR.
12	ASOCODIS	Artículo 5, Funciones OR	<i>Respecto de la aplicación de la metodología AIN descrita en el documento soporte de la propuesta regulatoria, aunque valoramos la identificación del problema, así como sus causas y consecuencias, reiteramos la necesidad de profundizar no sólo en la identificación de las alternativas posibles, sino en la evaluación de las diferentes alternativas frente a los objetivos establecidos.</i>	<i>En particular consideramos fundamental que se incluya dentro de los objetivos garantizar, que con la inserción de estos recursos energéticos distribuidos, No se afecte la estabilidad, calidad y adecuada expansión del sistema de distribución local, para lo cual consideramos necesario que la regulación permita que la operación y el control de estos recursos quede a cargo del Operador de Red, teniendo en cuenta las implicaciones y efectos que pueden presentar en el sistema una operación inadecuada de estos recursos.</i>	Los requisitos se revisaron contra la experiencia internacional, y se están solicitando conforme a los mismos, los cuales ya nos brindan un claro camino de lo que debe hacerse para evitar escenarios que afecten la seguridad del sistema. La experiencia internacional fue referenciada en el documento soporte donde puede verse requisitos que son incluso más fuertes, por ejemplo: Dinamarca. Respecto de la operación de los recursos por parte del OR, ese tema no es ámbito de esta resolución y debe ser producto de modificación de la Resolución CREG 080 de 1999.
13	ENEL	Artículo 6, Tiempo C.N.O.	<i>En relación con la expedición de los acuerdos del CNO, se solicita establecer un plazo superior a los 70 días previstos en el proyecto de resolución, se sugieren entre 90 y 120 días, para que el CNO elabore los acuerdos.</i>		No se acepta el comentario, esto pues ya se expidieron tiempos adicionales al C.N.O. para tareas relacionadas que le dan espacio suficiente para las tareas aquí asignadas.
14	XM	Artículo 6, Tiempo C.N.O.	<i>3. Considerando que en el proyecto de Resolución se encarga al Consejo Nacional de Operación (CNO) de la definición mediante Acuerdo de aspectos técnicos para la conexión de los generadores objetos de esta, llamamos la atención de la Comisión en el sentido que en todo caso se debe asegurar que los requisitos que allí se establezcan garanticen que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, pues luego de que las plantas de generación ya se encuentren en operación y conectadas al sistema, será más complejo establecer la exigencia de nuevos requisitos técnicos, lo cual finalmente se reflejará en sobrecostos que deben ser asumidos por la demanda.</i>		De acuerdo, entendemos que en el C.N.O los requisitos que se establezcan deben garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, esto sin necesidad de incluir alguna redacción, pues así se lo dicta la Ley 142 de 1994. En todo caso, las funcionalidades que se solicitan son con base en la experiencia internacional y se incluye que para seguir operando deben realizar pruebas de las funcionalidades al finalizar de la transición.
15	C.N.O.	Artículo 6, Tiempo C.N.O		<i>Finalmente, recomendamos nuevamente a la CREG coordinar los plazos para que las tareas de la Resolución CREG 174 y la resolución definitiva del asunto se articulen. Esto debido a que, para definir algunas de las tareas de la Resolución CREG 174 de 2021, como por ejemplo los protocolos de pruebas, los lineamientos de los estudios de conexión simplificados y los requerimientos de protecciones, se deben armonizar dichas tareas con la norma definitiva que corresponda a la Resolución CREG 173 de 2021.</i>	Las reglas de la Resolución CREG 148 de 2021 aplican a solares y eólicas de capacidad mayor o igual a 5 MW, y las cuales deben expedirse a más tardar en febrero de 2021. En cuanto a las presentes reglas son para plantas entre 1 y 5 MW, para lo cual entendemos algunas reglas pueden ser las mismas o similares o partir de las mismas bases, por lo cual el tiempo dado aquí se considera suficiente y es posterior a las reglas de la Resolución CREG 148 de 2021. En cuanto a tareas que se cruzan con la Resolución CREG 174 de 2021, pueden expedirse aparte o dar un alcance a los que se expidan sobre las pruebas a los sistemas de supervisión y operación ante eventos de emergencia, pero no tienen por qué retrasar las tareas de la misma. En adición, ya se otorgó un

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 11

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
					plazo para la expedición de las reglas de la Resolución CREG 174 de 2021. De acuerdo con el comentario.
16	XM	Artículo 6, Tiempo C.N.O	<i>6. Considerando que lo dispuesto en la Resolución CREG 174 de 2021, que reemplaza la Resolución CREG 030 de 2018, aplica a las conexiones de los AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW en lo relacionado con los requisitos para la conexión y operación, es importante que se armonicen los tiempos para la expedición de los Acuerdos encargados al CNO de aspectos técnicos requeridos para la entrada en operación, relacionados con las pruebas de los sistemas de supervisión de variables eléctricas a los que se hace referencia en el proyecto en consulta, dado que la Resolución CREG 174 de 2021 establece un tiempo de (30) días hábiles siguientes a la entrada de su vigencia para su expedición, para lo cual entendemos deberá considerar aspectos emitidos en la resolución definitiva de este proyecto en consulta.</i>		Se expidió la Resolución CREG 230 de 2021 para ampliación del plazo citado. En cuanto a tareas que se cruzan con la Resolución CREG 174 de 2021 y la presente resolución, pueden expedirse aparte o dar un alcance a los que se expidan sobre las pruebas a los sistemas de supervisión y operación ante eventos de emergencia, pero no tienen por qué retrasar las tareas de la misma.
17	CEDENAR	Artículo 7, Lineamientos a los OR para ajuste de manuales operativos	<i>Para la aplicación del párrafo 3 del artículo 10 sugerimos que el CND dé unos lineamientos a los OR a fin de que los ajustes a los manuales operativos sean coordinados y comunes a todos los operadores y poder tener una reglamentación integrada del sistema y no por OR.</i>		Las reglas de requisitos técnicos y de operación son generales, por lo tanto encontramos que deben ser implementadas en todos los OR con las mismas reglas y no encontramos necesario especificar lo que se solicita. En todo caso se incluye un procedimiento de actualización de manuales de operación en el cual se debe expedir a comentarios los manuales. Esto también impacta la Resolución CREG 148 de 2021, por lo tanto, se realiza la modificación.
18	ASOCODIS	Artículo 8, Responsabilidades de los Agentes o representantes antes de autogeneradores	<i>Es importante recordar que los Gx deben asumir responsabilidades; la experiencia de algunas de nuestras empresas es que el OR no cuenta con todas las herramientas para hacer exigibles calidad y disponibilidad de medidas de todas las variables y de sistemas de comunicaciones,</i>	<i>Este proyecto debería avanzar asignando responsabilidades específicas a los Gx, para facilitar la gestión de los OR's.</i>	Ya se tiene la regla de que el generador debe instalar todo lo necesario desde sus activos para realizar la supervisión y el OR debe estar preparado para recibirlas. Si el generador incumple, la situación debe ser interpuesta ante la SSPD. En adición, la Resolución CREG 080 de 1999 ya establece la responsabilidad de las plantas no despachadas centralmente en la cual se establece que se deben sujetar a la regulación vigente y acuerdos del C.N.O.
19	ENEL	Artículo 8, Responsabilidades de los Agentes o representantes antes de autogeneradores	<i>En el acuerdo CNO se deben incluir sanciones para un generador cuando su RTU no funcione con estándares adecuados que permitan la supervisión por parte del operador de red.</i>		La CREG no regula sanciones, esto corresponde a la Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. Así mismo, el C.N.O. no tiene tal función ni la CREG se la puede otorgar
20	ASOCODIS	Artículo 10 Transición	<i>Consideramos que, si bien el plazo anterior no es corto, considerando los análisis y modificaciones que se deben realizar, así como su impacto en la adecuada operación y coordinación de</i>	<i>Es importante tener en cuenta que los 36 meses planteados o el plazo de ajuste para los OR's,</i>	El plazo dado de 36 meses es suficiente para que el OR se adecue a los requisitos y ajuste sus procedimientos, entre los cuales podría

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 12

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
		n / plazo OR	<i>diversidad de agentes, podría ser demasiado ajustado y no se considerarían posibles contingencias que podrían afectar su respectiva implantación, por lo cual sugerimos a la Comisión evaluar la ampliación del plazo indicado en dicho párrafo.</i>	<p><i>depende de la penetración de DER's en cada mercado, por las siguientes consideraciones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>o Algunos OR's actualmente ya evidencian represamiento en la atención de solicitudes, debido a la gran cantidad de proyectos con solicitud de conexión.</i> <i>o Los Sistemas de Gestión de Distribución, DMS actuales pueden servir hasta cierto punto pero después será necesario complementarlos instalando Sistemas de Gestión de Recursos Energéticos Distribuidos (DERMS). Los tiempos de implantación pueden ser de más de 36 meses, si los planes de generación de cada OR demoran en copar el DMS actual de cada empresa.</i> <i>o Es decir, aunque es posible trabajar con los DMS actuales y en forma paralela iniciar la implementación de proyectos de implementación de DERMS en las empresas, es importante tener en cuenta que el plazo de adecuación de los OR's depende de las proyecciones de crecimiento de las solicitudes de conexión de DER's.</i> <p><i>es importante tener en cuenta que los 36 meses planteados o el plazo de ajuste para los OR's, depende de la penetración de DER's en cada mercado, por las siguientes consideraciones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>o Algunos OR's actualmente ya evidencian represamiento en la atención de solicitudes, debido a la gran cantidad de proyectos con solicitud de conexión.</i> <i>o Los Sistemas de Gestión de Distribución, DMS actuales pueden servir hasta cierto punto pero después será necesario complementarlos instalando Sistemas de Gestión de Recursos Energéticos Distribuidos (DERMS). Los tiempos de implantación pueden ser de más de 36 meses, si los planes de generación de cada OR demoran en copar el DMS actual de cada empresa.</i> <i>o Es decir, aunque es posible trabajar con los DMS actuales y en forma paralela iniciar la implementación de proyectos de implementación de DERMS en las empresas, es importante tener en cuenta que el plazo de adecuación de los OR's depende de las proyecciones de crecimiento de las solicitudes de conexión de DER's.</i> 	estar incluido realizar modificaciones a su centro de control o modificar su manual de operación. Esto se necesita así, dado que las FNCER están entrando y cumpliendo en el mismo plazo de transición, esto en línea con su comentario en el que afirma que ya existe represamiento, por lo cual no se puede extender más la transición.
21	XM	Artículo 10 Transición n / pruebas de forma indefinida	7. Los generadores y autogeneradores objeto del proyecto de resolución tendrán que cumplir con las reglas de transición establecidas en el Artículo 10 del proyecto, dentro del cual se define: "Parágrafo 1. Una vez se cumpla el período de transición, se deberán realizar las pruebas de las funcionalidades establecidas en esta resolución, conforme su condición de generador o	Así las cosas, solicitamos a la Comisión revisar esta situación y realizar los ajustes a la regulación vigente y tenerlo en cuenta en la resolución definitiva que se expida a partir del proyecto en consulta, con el fin de garantizar condiciones adecuadas para la integración de los proyectos de generación que operan con FNCER.	Este es un tema que la CREG estará revisando en la actualización del código de redes y en la reglamentación de plantas en pruebas (Resoluciones CREG 121 de 1998, 44 y 64 de 2020) y que no hace parte del ámbito de esta resolución.

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 13

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
			<p>autogenerador, y se deberán aprobar para seguir operando en el sistema. De no aprobarse, se podrán realizar pruebas hasta cumplir con las disposiciones reguladas para poder seguir conectado al SDL. En todo caso, para la realización de pruebas se permite la conexión al SDL." (Subrayado fuera de texto)</p> <p>Del texto citado entendemos que cumplido el periodo de transición, los generadores y autogeneradores objeto de la resolución podrían declararse en pruebas de forma indefinida hasta tanto se cumplan los requisitos técnicos previstos, situación que también quedó establecida en el Artículo 9 de la Resolución CREG 148 de 2021, el cual define la transición de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW, condiciones que ponen en riesgo la calidad, confiabilidad y seguridad de la operación del SIN.</p> <p>Reiteramos, según lo expuesto por XM a la Comisión en las comunicaciones con cítese 0012497-1 del 12 de octubre de 2018 y 008558-1 del 11 de junio de 2019, que dicha situación se ha presentado con la planta solar El Paso de 70 MW conectada a nivel del STR, la cual se encuentra en pruebas ante el CND desde el 02 de diciembre de 2018 y a la fecha no ha cumplido con los requisitos técnicos que le permitan declararse en operación comercial. Así las cosas, solicitamos a la Comisión revisar esta situación y realizar los ajustes a la regulación vigente y tenerlo en cuenta en la resolución definitiva que se expida a partir del proyecto en consulta, con el fin de garantizar condiciones adecuadas para la integración de los proyectos de generación que operan con FNCER.</p>		
22	CEDENAR	Artículo 10 Transición / tiempo para cumplir	<p>Art 10º Una transición de 36 meses es un periodo demasiado largo, con lo cual se aumenta la incertidumbre. Resultaría más conveniente que se definiera un periodo mas corto máximo de seis meses y que se propenda por determinar las medidas de carácter definitivo.</p>	<p>Que la CREG en un periodo máximo de seis meses expida la regulación definitiva.</p>	<p>Se revisaron las reglas de transición en el mismo sentido del ajuste realizado a la Resolución CREG 148 de 2021: Resolución CREG 101 005 de 2022, donde todos deben cumplir por igual y a partir de una fecha en específico en el futuro. Con esto se igualan las características de aplicación en tiempo de todos: existentes y nuevos y OR</p>
23	CELSIA	Artículo 10 Transición / tiempo para cumplir	<p>Considerando que en el 2017 con inversiones del sector privado el país inicia la incursión de plantas de generación fotovoltaica sin disponer de un marco regulatorio que reglamente los requisitos de conexión, se puede presentar que algunos de los requisitos implique cambiar los inversores de una instalación que representa el 15%-20% de la inversión total de un proyecto, generando así, un incentivo negativo a los promotores que se atrevieron con proyectos de energía renovable acelerar el desarrollo de energías limpias en el país.</p> <p>Como acción remedial se sugiere a la comisión evaluar la práctica de los países miembros de la unión europea descrita en el artículo</p>	<p>Los generadores y autogeneradores que estén en operación en el sistema al momento de la publicación de la presente Resolución en el Diario Oficial, deberán cumplir los requisitos técnicos definidos en la presente resolución, según corresponda, en un término máximo de treinta y seis (36) meses contados a partir de la vigencia de la presente resolución. Para los casos en los cuales el cumplimiento implique el cambio total de los inversores, el plazo se ampliará hasta la fecha en la que el sistema requiera realizar una reposición de dichos equipos.</p>	<p>Se revisaron las reglas de transición en el mismo sentido del ajuste realizado a la Resolución CREG 148 de 2021: Resolución CREG 101 005 de 2022, donde todos deben cumplir por igual y a partir de una fecha en específico en el futuro. Con esto se igualan las características de aplicación en tiempo de todos: existentes y nuevos.</p> <p>Además, se precisa de que todos cumplan para garantizar la operación segura del sistema y</p>

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 14

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
			<p>4 del documento COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 el cual establece:</p> <p>(...) Dada la necesidad de proporcionar seguridad normativa, los requisitos de este Reglamento se deben aplicar a las nuevas instalaciones generadoras, pero no a los módulos generadores existentes ni a los que ya se encuentran en una etapa de planificación avanzada que aún no se hayan finalizado, a menos que la autoridad reguladora o el Estado miembro pertinentes decida lo contrario atendiendo a la evolución de los requisitos del sistema y a un análisis de costes y beneficios completo, o cuando haya habido una modernización importante de esas instalaciones generadoras. (...)</p>		<p>confiable del sistema, para lo cual se da un amplio plazo para analizar los cambios.</p>
24	CELSIA	Artículo 10 Transición / tiempo para cumplir	<p>La escala de este tipo de proyectos permite que su tiempo de construcción sea relativamente corto.</p> <p>Dado que los acuerdos del CNO se emiten 70 días hábiles después de publicada la resolución, los proyectos que obtienen su concepto de conexión ya sea por parte del Operador de Red (en caso de autogeneradores) o por parte de la UPME en el periodo comprendido entre la expedición de la resolución y la de los Acuerdos del CNO pierden hasta 70 días hábiles (casi 4 meses) sin conocer los requerimientos sobre los cuales debe diseñar, especificar y adjudicar la construcción.</p> <p>Esto produce un riesgo ingestible de atrasar el proyecto que ya tiene un concepto de conexión con una fecha máxima de entrada en operación, la cual a partir de las Resoluciones 075 de 2021 para el caso de generadores y 174 de 2021 para autogeneradores no se permite modificar por atrasos derivados de esta situación.</p>	<p>c) Los generadores que aún no han entrado en servicio en el sistema y cuyo concepto de conexión aprobado por parte de la UPME se emita antes de los 70 días hábiles que tiene el CNO para reglamentar, deberán cumplir todos los requisitos antes de 36 meses luego de su conexión al sistema. Si su concepto de conexión es posterior a la emisión de los Acuerdos del CNO, aplicarán todos los requisitos técnicos de la presente resolución desde su entrada en operación.</p> <p>d) Los autogeneradores a gran escala que apliquen el procedimiento de conexión y requisitos técnicos establecidos en la Resolución CREG 030 de 2018 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y que no cuenten con estado aprobado en el procedimiento de conexión, aplicarán los requisitos técnicos de supervisión y de operación ante emergencia de la presente resolución desde su entrada en operación. En caso de que el autogenerador tenga aprobada la conexión antes de la emisión de los Acuerdos del CNO, se aplicará la misma transición establecida en el literal b) anterior para generadores.</p>	<p>Se revisaron las reglas de transición en el mismo sentido del ajuste realizado a la Resolución CREG 148 de 2021: Resolución CREG 101 005 de 2022, donde todos deben cumplir por igual y a partir de una fecha en específico en el futuro. Con esto se igualan las características de aplicación en tiempo de todos: existentes y nuevos.</p> <p>Así, para aquellos proyectos con estado aprobado, se permite entrar con lo que se comprometieron, pero deben ajustar requisitos en el futuro.</p> <p>Ahora bien, el periodo de tiempo dado es lo suficientemente flexible (año 2025) para que se alcancen a conocer los acuerdos del C.N.O y se alcancen a tomar las decisiones pertinentes.</p>
25	ACOLGEN	Artículo 10 Transición / tiempo para cumplir	<p>(...) El artículo 10 del Proyecto de Resolución en consulta, establece un esquema de transición en el cual se establecen los siguientes plazos para los generadores:</p> <p>"b) Los generadores que aún no están en operación en el sistema al momento de la publicación de la presente Resolución en el Diario Oficial, y que tengan un concepto de estado aprobado por parte de la UPME, deberán cumplir todos los requisitos técnicos de la presente resolución en un término de treinta y seis (36) meses luego de su conexión al sistema.</p> <p>c) Los generadores que aún no han entrado en servicio en el sistema y no cuenten con un concepto de estado aprobado por parte de la UPME, aplicarán todos los requisitos técnicos de la</p>	<p>recomendamos y solicitamos a la Comisión armonizar los diferentes esquemas de transición y, en especial, el indicado en la Resolución CREG 173 de 2021 que se encuentra en consulta, respecto de aquel que fue implementado en la Resolución CREG 148 de 2021, que hoy se encuentra vigente</p> <p>solicitamos a la Comisión que los generadores cuyo concepto de conexión aprobado por parte de la UPME se emita antes la fecha en que el CNO emita los acuerdos definiendo los requisitos puedan cumplir todos los requisitos antes de 36 meses luego de su conexión al sistema.</p>	<p>Se revisaron las reglas de transición en el mismo sentido del ajuste realizado a la Resolución CREG 148 de 2021: Resolución CREG 101 005 de 2022, donde todos deben cumplir por igual y a partir de una fecha en específico en el futuro. Con esto se igualan las características de aplicación en tiempo de todos: existentes y nuevos</p> <p>Entendiendo que la preocupación es que no se tenga un concepto de conexión con estado aprobado UPME a tiempo, las reglas de transición de la Resolución CREG 148 de 2021 se modificaron y también las de la presente</p>

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código:	RG-FT-005	Versión:	1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión:	14/11/2017	Página:	15

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
			<p>presente resolución desde su entrada en operación.” (énfasis fuera de texto) (...)</p> <p>(...) Respecto de tales condiciones, hemos identificado una ausencia de armonización entre lo dispuesto por el proyecto analizado, y el esquema de transición de la resolución CREG 075 de 2021, ya que la mencionada resolución establece en su artículo 51 (esquema de transición) que:</p> <p>“...Todas las solicitudes que se encuentren en trámite ante la UPME, a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, y las que se reciban con base en lo dispuesto en este artículo, serán resueltas antes del 31 de diciembre de 2021...” (énfasis fuera de texto) (...)</p> <p>(...) Conforme lo expuesto en el artículo citado, así como las exigencias a que se refiere el literal c) del artículo 10 del proyecto en consulta, los proyectos que están en el esquema de transición de la Resolución CREG 075 de 2021 no podrían acceder al esquema de transición propuesto en la Resolución CREG 173 de 2021, tal y como hoy sucede con la Resolución CREG 148 de 2021, la cual cuenta con un esquema de transición análogo (...)</p> <p>(...) Adicionalmente, considerando que la escala de los proyectos a los cuales hace referencia la resolución del asunto permite que su tiempo de construcción sea comparativamente corto, y teniendo en cuenta que los acuerdos del CNO se emiten 70 días hábiles después de emitida la Resolución definitiva, los proyectos que obtienen su concepto de conexión en el periodo comprendido entre la expedición de la Resolución y la de los Acuerdos del CNO pierden hasta 70 días hábiles (casi 4 meses) sin conocer los requerimientos sobre los cuales debe diseñar, especificar y adjudicar la construcción. Lo anterior produce un riesgo de atraso en el proyecto que ya tiene un concepto de conexión con una fecha máxima de entrada en operación, la cual a partir de las Resoluciones CREG 075 de 2021 para el caso de generadores y CREG 174 de 2021 para autogeneradores no se permite modificar por razones asociadas a este problema.</p>		<p>propuesta, en el sentido de que la transición se extenderá y no aplicara dependiendo de si un proyecto tiene estado aprobado de conexión UPME a la fecha de expedición de las anteriores resoluciones, sino que se definirá una fecha futura a partir de la cual todos deben cumplir.</p> <p>También ver respuesta comentario anterior para complemento.</p>
26	ASOCODIS	Artículo 10 Transición / tiempo para cumplir	<p>Consideramos importante que se incluya en la transición a los proyectos que obtienen su concepto de conexión en el periodo comprendido entre la expedición de la resolución y la fecha de expedición de los Acuerdos del CNO.</p>		Ver respuesta comentario anterior
27	CELSIA	Anexo, numeral de Control de tensión	<p>Un aspecto que debe ser analizado por parte del CNO para definir la exigencia es el modo de operación de la autogeneración, esto considerando que el factor de potencia en el punto de conexión es variable en función al movimiento de la carga como cliente.</p> <p>Para autogeneradores, considerando que los puntos de inyección de potencia de generación se realiza directamente sobre la carga,</p>	<p>Los generadores objeto de este capítulo deben poder aportar al control de la tensión en el rango operativo normal de su punto de conexión en función del factor de potencia.</p> <p>El C.N.O debe identificar el rango de factor de potencia y evaluar las características del control de tensión más</p>	<p>Se aclara que para generadores la propuesta es que se opere en un rango de factor de potencia y es sin consignas operativas. De todas formas, se deja mecanismo en el cual el OR le avisa al generador el rango en que debe operar de factor de potencia.</p>

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 16

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
			<p><i>un cambio abrupto de potencia reactiva en los sistemas de generación para el control de tensiones por parte del OR, implica un cambio de tensión en el proceso productivo de un autogenerador, en ese sentido, se recomienda analizar la opción de establecer para los autogeneradores un rango operativo de factor de potencia en el punto de conexión, de tal manera, que un autogenerador disponga de los límites de entrega o absorción de reactivos en pro aportar con la regulación de tensión en el sistema y asegurar su proceso productivo para escenarios extremos de operación.</i></p> <p><i>Por eso, es importante que el CNO establezca la condición de operación en particular para el caso de los autogeneradores.</i></p>	<p><i>adecuado conforme el nivel de tensión 1, 2 o 3 y tener en cuenta los siguientes lineamientos mínimos: (...)</i></p> <p><i>El C.N.O deberá definir mediante Acuerdo los requisitos anteriores para los generadores objeto de este capítulo y diferenciados por nivel de tensión. Adicionalmente, diferenciando la condición de operación de autogeneración cuyo control de factor de potencia depende de la variación de su carga.</i></p>	<p>Ahora bien, se aclara que el control de tensión no aplica a autogeneradores, es decir, se permite la entrada de los mismos al sistema sin cumplir tales requisitos (ya que estos son los del proceso simplificado de la Resolución CREG 174 de 2021). Sin embargo, no están exentos del pago de reactivos conforme las reglas de la Resolución CREG 015 de 2018 en el caso de que no ayuden a controlar tensión. En el caso de que deseen ayudar al control de tensión para optar al no pago de reactivos, deberán acordar con el OR cómo se debe realizar dicho control.</p>
28	ENEL	Anexo, numeral de Control de frecuencia	<p><i>Dado el entendimiento de la norma, es necesario que el Operador de Red pueda determinar el momento de activación de respuesta ante eventos de sobrefrecuencia, dado que esto se ve reflejado en la condición de la red (SDL).</i></p>	<p><i>Para la operación, la respuesta ante eventos de sobrefrecuencia deberá estar deshabilitada. El CND y el OR podrán determinar el momento en que se debe activar de acuerdo con análisis del sistema y el grado de penetración de este tipo de generación.</i></p>	<p>El CND tiene por función el de la operación de todos los recursos del SIN y es el responsable. No se acepta el comentario. En la actualización integral del reglamento de distribución se analizarán otro tipo de jerarquías y todo conforme con las disposiciones que tenga la Ley sobre las funciones que cada uno tenga.</p>
28	ENEL	Anexo, numeral de Control de frecuencia	<p>Respecto de:</p> <p><i>(...) 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.(...)</i></p> <p><i>(...) 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. (...)</i></p>	<p><i>Se debe informar al OR, red bajo supervisión del OR</i></p>	<p>Ver respuesta comentario anterior</p>
29	CELSIA	Anexo, numeral de Control de frecuencia	<p><i>Para la regulación de frecuencia, este requerimiento es un aspecto que debe buscar la mejor condición para la operación ya sea en condiciones normales de operación (caso en el cual quien gestiona la frecuencia del sistema es el CND) o en condiciones atípicas donde los SDL o parte de ellos se separen del sistema y en cuyo caso quien entra a gestionar la frecuencia del sistema es el OR.</i></p> <p><i>Por lo tanto se debería establecer que resultado de un análisis, el esquema de regulación de frecuencia en los SDL para condiciones aisladas se defina de acuerdo con lo que se determine en el CNO.</i></p>	<p>12.2.1.1 Características Generales</p> <p><i>El CNO, mediante acuerdo, determinará el esquema para aplicar en la regulación primaria de frecuencia de acuerdo con los análisis detalles de los SDL y el grado de penetración de este tipo de generación, los generadores objeto de este capítulo:</i></p> <p>a) <i>Deben operar normalmente para un rango de frecuencia entre 57.5 Hz y 63 Hz.</i></p>	<p>No se acepta el comentario. El CND el responsable de la operación integral de los recursos del SIN, por lo tanto permanece igual el numeral. En el C.N.O ya se encargaron las pruebas y validación de las funcionalidades.</p> <p>En la actualización integral del reglamento de distribución se analizarán otro tipo de jerarquías y todo conforme con las disposiciones que tenga la Ley.</p>

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código:	RG-FT-005	Versión:	1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión:	14/11/2017	Página:	17

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
			<i>Adicionalmente, determinar que en conjunto el CND con el OR, determinar la aplicación de este servicio en los SDL.</i>	<p>b) <i>Para ser declaradas en operación en el sistema, deben realizar pruebas de respuesta primaria ante eventos de sobrefrecuencia, se definirá mediante Acuerdo CNO las características de las pruebas.</i></p> <p>c) <i>Para la operación, la respuesta ante eventos de sobrefrecuencia deberá estar deshabilitada. El CND y los OR determinaran el momento en que se debe activar de acuerdo con análisis del sistema y el grado de penetración de este tipo de generación.</i></p>	Por ahora, se está dando mayor visibilidad de la red al OR para mejorar la operación de las redes
30	CELSIA	Anexo, numeral de Control de frecuencia	<p>Sobre el literal:</p> <p>(...) c) <i>Para ser declaradas en operación en el sistema, deben realizar pruebas de respuesta primaria ante eventos de sobrefrecuencia. (...)</i></p> <p><i>Aclarar en el texto que este requisito se evalúa a través de simulación, o posterior a su entrada en operación para que durante la presencia de eventos de frecuencia se evalúe el comportamiento, como lo es hoy para los recursos despachados centralmente.</i></p>	c) <i>Para ser declaradas en operación en el sistema, deben realizar pruebas de respuesta primaria ante eventos de sobrefrecuencia. Este requisito podrá ser validado mediante simulación.</i>	Entendemos que el Acuerdo 1224 reglo las pruebas para la Resolución CREG 060 de 2019 y que una de ellas tiene una parte en que se usan señales simuladas, pero que entendemos la prueba es en sitio. En todo caso, no encontramos conveniente sesgar al C.N.O en la forma en cómo deben realizarse las pruebas y su tipo.
31	XM	Anexo, Numeral de Modelo de Planta que incluye Modelo de red	<p><i>Con respecto a lo establecido en el Capítulo 12 del Anexo General del Reglamento de Distribución, que adicionaría la resolución definitiva del proyecto de la Resolución CREG 173 de 2021, presentamos los siguientes comentarios:</i></p> <p>d) <i>Se sugiere a la Comisión que en el numeral 12.3.1 Supervisión y coordinación de la operación, se establezca que "El CND debe definir con los Operadores de Red el modelo de red del SDL a considerar en su análisis energético y eléctrico, teniendo en cuenta la generación inmersa en las redes y si son redes radiales, enmalladas o de otro tipo", y adicionalmente, dejar explícito que la metodología propuesta por el CND a la CREG que aborda este aspecto en el marco de la Resolución CREG 148 de 2021 aplique también para los recursos de generación objetos de esta Regulación.</i></p>		<p>En cuanto al primer punto, se incluirá con la parte de modelos de plantas, en la cual encontramos que podría ser útil caracterizar las redes con equivalentes.</p> <p>En cuanto a la segunda parte, respecto de la metodología para plantas despachadas centralmente que está contenida en la Resolución CREG 148 de 2021 y que entendemos hace referencia el comentario, no se acepta el comentario, pues una planta que acepte ser despachada centralmente automáticamente debe cumplir los requisitos de la Resolución CREG 148 de 2021, con lo cual ya quedan incluidas en dicha metodología. Por lo tanto, no existe necesidad de incluirlo en esta resolución.</p>
32	ENEL	Anexo, Numeral de Pruebas	b. <i>Para generadores y autogeneradores:</i> i. <i>Pruebas de los sistemas de supervisión de variables eléctricas.</i>	<p><i>Incluir:</i></p> <p>ii. <i>Pruebas de disponibilidad y confiabilidad del canal de comunicación.</i></p> <p><i>La entrada en operación debe tener pruebas de los enlaces de comunicaciones y observar si el nivel arrojado en la prueba es conveniente para la supervisión de las plantas</i></p>	No se acepta el comentario. El lineamiento dado es general para que el C.N.O. establezca la forma de las pruebas y sobre cuales elementos del sistema de supervisión, lo cual podría incluir lo solicitado.
33	ENEL	Anexo, Numeral de	<i>Si existe un acuerdo con el operador de red, luego de finalizar el mantenimiento, puede informar telefónicamente al Centro de Control del Operador de red. Esta llamada debe quedar grabada.</i>	<i>Si existe un acuerdo con el operador de red, luego de finalizar el mantenimiento, puede informar</i>	Se acepta por seguridad de la red así: que se de aviso por medio de correo electrónico y confirmación mediante un aviso de forma

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 18

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
		Coordinación de mantenimientos		telefónicamente al Centro de Control del Operador de red. Esta llamada debe quedar grabada.	telefónica grabada. Se incluyen los autogeneradores en la regla.
34	ENEL	Anexo, Numeral Coordinación de mantenimientos	Se debe establecer un tiempo mínimo para cambios, se proponen 2 semanas	Las empresas propietarias u operadoras de plantas generadoras objeto de este capítulo, deberán informar mediante correo electrónico al Centro de Control del operador de red respectivo de su programa de mantenimiento con una antelación de un mes. En todo caso, el programa de mantenimientos es susceptible de cambio en cualquier momento y con aviso al Centro de Control del operador de red no menor a dos semanas de la ejecución.	Actualmente una planta entra y sale de operación sin previo aviso, no encontramos un sustento en el comentario del ¿por qué? de dos semanas antes en lugar de un mes o de cambios antes de un mes. No se acepta el comentario.
35	XM	Anexo, Numeral de Curvas HVRT y LVRT	<p>8. Con respecto a lo establecido en el Capítulo 12 del Anexo General del Reglamento de Distribución, que adicionaría la resolución definitiva del proyecto de la Resolución CREG 173 de 2021, presentamos los siguientes comentarios:</p> <p>a) En referencia al numeral 12.2.3, el cual trata sobre la "Característica de depresiones de tensión y sobretensiones para generadores objeto de este capítulo", solicitamos a la Comisión que "Cuando se presenten fallas simétricas o asimétricas, los generadores 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 inglés) y sobretensiones (HVRT, por sus siglas en inglés).", a las cuales se hace referencia en el numeral 11.2.4 del Capítulo 11 del Anexo General del Reglamento de Distribución, el cual fue adicionado por la Resolución CREG 148 de 2021, y no dejar esta definición a potestad del CNO.</p> <p>Adicionalmente, teniendo en cuenta que ante condiciones de bajas tensiones que afecten porciones significativas del sistema, un porcentaje importante de plantas conectadas al SDL pueden cesar de entregar potencia activa y no recuperar la misma aun cuando la falla haya sido despejada, y además considerando que si la magnitud de esta disminución o cesación de potencia activa puede ser significativa, se puede presentar una afectación a la calidad y seguridad del sistema, solicitamos a la Comisión establecer en la resolución definitiva, tal como se definió en la resolución CREG 060 de 2019, que "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.". No obstante, este último comportamiento, podría ser reevaluado mediante Acuerdo CNO debidamente justificado con documentación técnica, al igual que lo definido en la Resolución CREG 148 de 2021.</p>	Igual que el numeral 11.2.4 del Capítulo 11 del Anexo General del Reglamento de Distribución, el cual fue adicionado por la Resolución CREG 148 de 2021.	<p>No se acepta el comentario. La definición de las curvas y características del control deben expedirse a partir de un estudio y análisis del sistema que depende del nivel de tensión.</p> <p>Encontramos de las propuestas enviadas por parte del CND y C.N.O a la Comisión, que existían unas curvas fijas pero que, de la propuesta C.N.O., podrían ser ajustadas conforme se encuentre conveniente, por lo tanto entendemos que no se cuenta con análisis detallado de flujo de carga u otros a nivel de SDL para estas capacidades, en ese sentido fijar las curvas por resolución no es conveniente, dado que pueden sufrir cambios en el tiempo.</p> <p>En cuanto a características de soportabilidad de potencia luego de ocurrida la falla, entendemos puede ser cubierto en el mismo Acuerdo de curvas HVRT o LVRT ya que hacen parte del mismo tema.</p>
36	CELSIA	Anexo, Numeral de Curvas	Estas curvas deben ser configuradas a nivel de UG, las cuales suelen estar conectadas en baja tensión (208 / 480 / 800 Vac). Designarlas a nivel de punto de conexión, haría necesario que cada inversor tuviera una curva distinta en función al diseño de	Cuando se presenten fallas simétricas o asimétricas, los generadores objeto de este capítulo deben poder operar dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT,	No se acepta el comentario, en línea con la Resolución CREG 060 de 2019 y 148 de 2021, las curvas deben ser vistas desde el punto de conexión.

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 19

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
		HVRT y LVRT	<i>regulación de tensión e cada planta. Los certificados aportados por los fabricantes, son con respecto a la tensión vista en bornes del equipo.</i>	<i>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 configuradas a nivel de UG (Inversor).</i>	
37	ENEL	Tema nuevo propuesto a incluir en Anexo o en el Artículo 5: Unidad constructiva especial		<i>Incluir un Sistema de Gestión de Recursos Energéticos Distribuidos (DERMS) con una unidad constructiva específica que permita fortalecer el DMS que actualmente gestionan los ORs, ya que las UCs actuales no hacen explícita una UC al respecto o clarar que esta se pueda solicitar como una unidad constructiva especial que tanga por lo menos las siguientes funcionalidades: voltaje- frecuencia, voltaje-reactiva, FP, VP, e integrable con otros módulos de gestión de acuerdo a la arquitectura IEC.</i>	Si el OR considera que necesita una unidad constructiva especial tiene que aplicar las reglas de la Resolución CREG 015 de 2018 para su reconocimiento. No es del ámbito de esta resolución establecer reglas de remuneración de la actividad de distribución.
38	ASOCODIS	Tema nuevo propuesto a incluir en Anexo o en el Artículo 5: Unidad constructiva especial	<i>La norma debería dejar explícito que los OR's podrán solicitar una Unidad Constructiva-UC especial de DERMS especificando unas funcionalidades mínimas de: voltaje-frecuencia, FP, voltaje-potencia, entre otros, así como la coordinación con los sistemas de medición avanzada. Esto porque si bien se asume que los OR's pueden solicitar UC Especiales cuando lo requieran, dado que la tabla 21 del Capítulo 4 no hace explícito el DERMS, la resolución definitiva producto de la consulta de la Resolución CREG 173 de 2021, lo debería establecer de manera clara (igual se hizo en la Res.098 de Sistemas de Almacenamiento).</i>		Ver respuesta a comentario anterior
40	ENEL	Anexo, Números de Protección	<i>Incluir: El agente debe asegurar la disponibilidad remota del SOE para el análisis de fallas o eventos. Los eventos se deben registrar con una resolución de 1 ms. Esta medida es primordial para el análisis de eventos en el SDL.</i>	<i>Incluir: El agente debe asegurar la disponibilidad remota del SOE para el análisis de fallas o eventos. Los eventos se deben registrar con una resolución de 1 ms.</i>	El equipo de registro de eventos ya está incluido en la propuesta en el numeral 12.1 y esta delegada al C.N.O las características técnicas y forma de acceso a información del mismo. No se acepta el comentario.
41	ENEL	Anexo, Números de Protección	<i>Incluir: Se deben definir los requisitos de corte para sistemas de generación.</i>		Los sistemas de protección están delegados al C.N.O e incluso ya existe un Acuerdo Vigente, no se acepta el comentario. Por su parte, al autogenerador a gran escala ya le aplican los Acuerdos del C.N.O de protecciones y pruebas desde el año 2018, y las actualizaciones que se han realizado desde entonces. Se aclara esto en la Resolución.
42	ENEL	Anexo, Números de Protección	<i>Sobre el texto: "Es responsabilidad del agente representante del generador 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." Comentario: Establecer el procedimiento para garantizar dichos requerimientos y las penalidades correspondientes. Es importante</i>		Este lineamiento se dio más para dejar la responsabilidad del dueño de la instalación en su interior, ya que en instalaciones interiores la Comisión no tiene alcance. En todo caso, el sistema de protecciones ante el sistema y para la conexión al mismo es establecido en Acuerdo C.N.O. y se realizan pruebas para verificar que se cumpla, con lo cual se garantiza la operación segura del SIN.

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 20

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
			<i>indicar el plan de acción a seguir ante cada situación y el tiempo para solucionarlo</i>		En adición, la CREG no establece sanciones, esto corresponde a la Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. Así mismo, el C.N.O. no tiene tal función ni la CREG se la puede otorgar
43	ENEL	Anexo, Numeral de Modelos de planta	<i>"...u otra forma de referenciamiento indicada por el CND." deja abierto condicionantes indeterminados para la entrega de información.</i>	<i>Eliminar la frase "u otra forma de referenciación indicada por el CND".</i>	Al respecto informamos que: - El CND debe indicar cómo es la forma mas apropiada de referenciación, dado que estos modelan la red para el despacho integrado de los recursos. Esto quedo así también en la Resolución CREG 148 de 2021.
44	XM	Anexo, Numeral de Modelos de planta	<i>Con respecto a lo establecido en el Capítulo 12 del Anexo General del Reglamento de Distribución, que adicionaría la resolución definitiva del proyecto de la Resolución CREG 173 de 2021, presentamos los siguientes comentarios:</i> <i>e) Respecto de lo consignado para los modelos de planta para generadores, lo cual se establece en el numeral 12.3.3, se solicita a la Comisión dejar claros los siguientes temas en la resolución definitiva:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Los modelos para los estudios de simulación RMS deben ser entregados en la herramienta utilizada por el CND. • Los modelos deben ser validados y parametrizables de acuerdo con los requerimientos técnicos definidos y conforme a la metodología de validación definida mediante Acuerdo por el CNO. • Establecer los tiempos de entrega de los modelos tanto al OR, como del OR al CND. • Los modelos se deben actualizar en los casos en que, en el análisis posoperativo realizado por el CND, se detecte que el modelo no esté de acuerdo con los criterios de calidad definidos por el CNO. • Definir el plazo de actualización del modelo. 		- De lo consultado en la experiencia internacional, solo NERC establece la validación de modelos. Se aceptará que se entreguen los modelos de planta usando los parámetros del fabricante, y con validación posterior elaborada por el CND como una guía (aprobado mediante Acuerdo C.N.O.), donde se indique de forma clara cómo se entregan los modelos y cómo se validan. Para lo anterior, el CND deberá elaborar la guía para presentación de modelos para plantas de este tamaño teniendo en cuenta los requisitos solicitados y publicarlo en su página web. - Desde la Resolución CREG 148 de 2021 el CND quedo con la tarea para referenciación de plantas en el SDL al punto donde a estos les funcione para efectos de la programación de los recursos. Por esa razón, se heredó la tarea indicada, y por lo tanto no se modifica.
45	CELSIA	Anexo, Numeral de Modelos de planta	<i>El modelamiento de estos recursos, principalmente en los SDL son de mas dominio del conocimiento de la red de los OR, por lo tanto, sugerimos que este este aspecto sea definido por el CNO , en el cual por supuesto participe el CND, pero que tengan la participación de los distribuidores.</i>	<i>Los modelos de planta del generador deberán ser entregados por los OR al CND referenciados al nodo más cercano asociado al lado de baja del transformador de conexión al STR o STN. La metodología para referenciar los sistemas de generación será definida por el CNO.</i>	
56	CELSIA	Anexo, Numeral de Modelos de planta	<i>Los fabricantes proporcionan los modelos y/o parámetros técnicos de los equipos que hacen parte de una planta (inversor, controlador de planta -PPC, transformadores, cables, entre otros), los fabricantes no entregan un modelo de una planta de generación. Si se requiere el modelo de la planta, el CNO definirá mediante acuerdo la metodología para obtener el modelo mediante pruebas y/o simulaciones.</i>	<i>Será responsabilidad de los agentes representantes de generadores objeto de este capítulo entregar al Centro de Control del operador de red, antes de su entrada en operación, el modelo de la planta de generación. El CNO definirá una metodología para la obtención del modelo de la planta.</i>	
57	ENEL	Anexo, Numeral Supervisión y coordinaci	<i>iV. Frecuencia y factor de potencia</i> <i>Es importante contar con estas variables directamente de los sistema de supervisión locales, contibuyendo a monitoreo de condiciones operativas y validar de manera directa el estado de lasvariables y control de las mismas</i>	<i>iV. Frecuencia y factor de potencia</i>	En cuanto a la frecuencia, ya se dio la línea del estado de la función de control de frecuencia igual que la Resolución CREG 148 de 2021. En cuanto a enviar la frecuencia, no se encuentra relevante y no fue incluido para plantas incluso más grandes.

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 21

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
		ón de la operación			En cuanto al valor de factor de potencia de operación, ya se tienen los valores de P y Q, no se encuentra necesario.
58	ENEL	Anexo, Numeral Supervisión y coordinación de la operación	<i>Incluir: El agente debe asegurar la calidad, confiabilidad y disponibilidad para las medidas de las variables análogas y digitales. Esta condición es importante para la operación y el mantenimiento de la supervisión de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas</i>	<i>Incluir: El agente debe asegurar la calidad, confiabilidad y disponibilidad para las medidas de las variables análogas y digitales.</i>	No es necesario, ya está incluido en el numeral de supervisión al final y en forma de metodología, así: (...) El C.N.O deberá definir mediante Acuerdo: a. La metodología para el cálculo de la calidad, confiabilidad y disponibilidad para las medidas de las variables análogas y digitales de acuerdo con estándares internacionales. El Acuerdo debe considerar que las variables análogas son: Potencia Activa, Potencia Reactiva, Corriente y Voltaje. (...)
59	ENEL	Anexo, Numeral Supervisión y coordinación de la operación	<i>Es importante establecer las condiciones disponibles de los canales de comunicación para la integración, calidad, confiabilidad y disponibilidad de la información.</i>	<i>Se propone: El C.N.O deberá definir mediante Acuerdo: a. La metodología para el cálculo de la calidad, confiabilidad y disponibilidad para las medidas de las variables análogas y digitales de acuerdo con estándares internacionales y Tecnologías de la Información y Comunicación disponibles. El Acuerdo debe considerar que las variables análogas son: Potencia Activa, Potencia Reactiva, Corriente y Voltaje.</i>	Ver respuesta a comentario anterior. En todo caso, en la metodología se permite que el CNO defina los canales de comunicación de tal forma que sean confiables y en conjunto con el OR.
60	ENEL	Anexo, Numeral Supervisión y coordinación de la operación	<i>En los casos que el OR estime conveniente por condiciones meteorológicas se debe contar con sistemas de monitoreo de las variables meteorológicas en el sitio de la planta</i>	<i>En los casos que el OR estime conveniente por condiciones meteorológicas se debe contar con sistemas de monitoreo de las variables meteorológicas en el sitio de la planta</i>	Las variables meteorológicas son consideradas información confidencial del tipo comercial, el OR no las puede conocer y tampoco solicitar. Así mismo, para las capacidades que se están manejando en esta resolución, las mismas no son solicitadas.
61	ENEL	Anexo, Numeral Supervisión y coordinación de la operación	<i>El OR por condiciones de seguridad y confiabilidad del sistema podrá acordar con el agente tener medición sincrofasorial o equivalentes.</i>	<i>El OR por condiciones de seguridad y confiabilidad del sistema podrá acordar con el agente tener medición sincrofasorial o equivalentes.</i>	Se acepta como alternativa, solo en el caso de que la planta le parezca una solución viable y este de acuerdo.
62	XM	Anexo, Numeral Supervisión y coordinación de la operación	<i>Con respecto a lo establecido en el Capítulo 12 del Anexo General del Reglamento de Distribución, que adicionaría la resolución definitiva del proyecto de la Resolución CREG 173 de 2021, presentamos los siguientes comentarios: b) En el numeral 12.3.1 sobre la supervisión y coordinación de la operación para los generadores objeto de la resolución se establece que:</i>		En línea con el comentario, aclaramos que la propuesta es que no se tengan consignas de tensión, por lo tanto, se realizan las modificaciones en el texto para aclarar que la planta debe operar en un rango mínimo y máximo de FP, y que de llegarse a ajustar ese rango de operación, se le debe avisar con un tiempo de anterioridad pero sin que sea en tiempo real.

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 22

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
			<p><i>"2. En operación normal el Centro de Control del operador de red deberá seguir el procedimiento que se defina en el Acuerdo de que trata el numeral 12.2.2 del presente anexo en caso de requerirse ajustes al control de tensión. Esto sin que las consignas puedan afectar el punto de operación de potencia activa del(de los) generador(es)..." (Subrayado fuera de texto)</i></p> <p><i>Y a su vez, el numeral 12.2.2 al que se hace referencia en el texto citado establece que dentro de los lineamientos mínimos para que dichos generadores aporten al control de tensión, en el rango operativo normal de su punto de conexión, se tiene: "c) No se deberá solicitar envío de consignas para el control de tensión". En este orden de ideas, para garantizar una adecuada coordinación entre el OR y los generadores conectados al SDL, consideramos que se debe eliminar el literal c) anterior, eso teniendo en cuenta que este implicaría que estas plantas no pueden prestar el servicio de regulación de tensión a solicitud del OR, dada la imposibilidad de impartirles consignas a estas plantas.</i></p>		Si se tienen consignas, es acuerdo entre las partes.
63	XM	Anexo, Numeral Supervisión y coordinación de la operación	<p><i>Con respecto a lo establecido en el Capítulo 12 del Anexo General del Reglamento de Distribución, que adicionaría la resolución definitiva del proyecto de la Resolución CREG 173 de 2021, presentamos los siguientes comentarios:</i></p> <p><i>c) El literal b) del numeral 12.3.1, el cual hace referencia a la supervisión remota de generadores y autogeneradores, establece que:</i></p> <p><i>"Los generadores y autogeneradores objeto de este capítulo deben contar con supervisión, la cual se deberá realizar desde el Centro de Control del operador de red, por medio de unidades terminales remotas (RTU) o equivalentes, o utilizando los protocolos de comunicación y supervisión que sean definidos por el CND para la aplicación del presente numeral y aprobados mediante Acuerdo C.N.O." (Subrayado fuera de texto)</i></p> <p><i>Así las cosas, solicitamos a la Comisión que en la resolución definitiva se explicita que lo anterior se da sin detrimento a las funciones del CND establecidas en la Resolución CREG 080 de 1999, la cual lo faculta a supervisar directamente las variables de operación de los generadores no despachados centralmente que a su criterio requiera</i></p>	<p><i>Sumado a lo anterior, solicitamos a la Comisión incluir que dentro de la transmisión de datos al Centro de Control del OR lo siguiente, exigencia que ya está incluida en la Resolución CREG 060 de 2019:</i></p> <p><i>"Es obligatoria la transmisión de sus datos al Centro de Control del operador de red cada 5 minutos o menos la siguiente variable:</i></p> <p><i>Capacidad instantánea máxima posible (MW). Dicha información debe tener en cuenta el porcentaje de la planta disponible para generación, como el número de turbinas, arreglos de paneles solares fotovoltaicos o inversores que se encuentran en operación y/o demás información que el agente considere relevante."</i></p>	<p>Respecto del primer punto, recordamos que en la propuesta solo se está dando mayor visibilidad a las plantas, y no se está derogando ninguna función del CND sobre las plantas no despachadas centralmente. No consideramos necesario resaltar que el CND no pierde la potestad solicitada, pues la misma no está siendo derogada. Se incluye que el CND puede solicitar las variables a través del OR.</p> <p>Respecto del segundo punto, no consideramos apropiado para plantas de dicho tamaño tal solicitud, pues esto podría verse como barrera de entrada.</p>
64	CELSIA	Anexo, Numeral Supervisión y coordinación de la operación	<p><i>En el despliegue y masificación de los recursos distribuidos y la transformación de los OR's a convertirse en un esquema de DSO, la supervisión de los recursos distribuidos es importante. No obstante, el grado de información requerida para la operación para este tipo de recursos no es de la misma magnitud como sí lo es para plantas de generación de gran tamaño que tienen efecto directo sobre la frecuencia, entre otras.</i></p>	<p><i>En ese sentido, proponemos implementar esquemas de supervisión que transmitan en periodos entre 5 a 15 minutos.</i></p> <p><i>b) Supervisión remota de generadores y autogeneradores</i></p> <p><i>Los generadores y autogeneradores objeto de este capítulo deben contar con supervisión, la cual se deberá realizar desde el Centro de Control del operador de red, utilizando los protocolos de</i></p>	<p>Respuesta de este comentario en adelante hasta el final de la tabla:</p> <p>Analizados los comentarios y en busca de una mayor flexibilidad se tienen los cambios:</p>

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 23

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
			<p><i>En ese sentido, para las plantas objeto de este proyecto consideramos que el requisito de supervisión debería tener mayor flexibilidad, y eficiencia en el requisito.</i></p> <p><i>La exigencia de una RTU o similares para la transmisión de datos en tiempo real (menos de 4 segundos) a proyectos de baja escala (menores a 5 MW) puede afectar la viabilidad técnica y económica por lo siguiente:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - El costo de una RTU más el protocolo de comunicación asociados representan un % importante del CAPEX de un proyecto. - En el caso de los autogeneradores, incluso el espacio en gabinetes y subestaciones donde se encuentra la frontera comercial es limitado. - Si se plantean los mismos requerimientos de disponibilidad a estos equipos de telecomunicación, se requerirían sistemas de telecomunicación más sofisticados, cuando lo estándar es la comunicación a través de los medidores cada 5 a 15 minutos y a través de comunicación GPRS. <p><i>Como mostramos en el adjunto, la practica usual es realizar la supervisión a través de equipos y elementos del sistema con envío de las variables definidas en periodos que van entre 5 y 15 minutos, lo cual permite al Operador de red tener información suficiente para el monitoreo y control del Sistema de Distribución. Igualmente, con la implementación de AMI, estos tienen la posibilidad de integrar y enviar en periodos de 15 minutos las variables operativas.</i></p>	<p><i>comunicación y supervisión que sean definidos por el CND, que se justifiquen con criterios técnicos-económicos, para la aplicación del presente numeral y aprobados mediante Acuerdo C.N.O.</i></p> <p><i>Es obligatoria la transmisión de datos al Centro de Control del operador de red de la siguiente información cada 15 minutos o menos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> i. Valor de potencia activa y reactiva de las plantas; ii. Tensión línea -línea y corriente de fase iii. Estado de la función de control de frecuencia <p><i>También se deberá enviar una señal de estado de conexión de la planta: conectado a red y operando o no conectado a red.</i></p> <p><i>Para las anteriores medidas tener en cuenta que los datos telemedidos de tiempo real se deben enviar al Centro de Control del operador de red, con una periodicidad menor o igual a 15 minutos y con las unidades, cifras decimales definidas y el error permitido por el C.N.O.</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Ya se tienen las medidas de Potencia activa y reactiva, no es necesario el Factor de potencia. - Se debe contar con supervisión en la que se puedan reportar los datos y las señales medidas especificados. También con los requisitos necesarios para aplicar consignas en caso de que aplique. - Se permitirán las siguientes opciones: i) RTU o equivalentes, ii) sincrofasorial (solo si la planta lo desea), iii) Dispositivo Electrónico Inteligente (Intelligent Electronic Device, IED) que permitan hacer la supervisión, iv) o protocolos y opciones de comunicación definidos por CND y aprobados en Acuerdo CNO, - Para lo anterior, el CNO debe definir y tener en cuenta opciones de comunicación acordadas con el OR que cumplan los requisitos de confiabilidad. - El tiempo de periodicidad lo pueden definir con el OR, sin ser superior a 5 minutos.
65	ACOLGEN	Anexo, Numeral Supervisión y coordinación de la operación	<p><i>En la sección 12.3.1., literal b de la Resolución en consulta, se identifica que para los generadores solares fotovoltaicos y eólicos a los cuales hace referencia la resolución del asunto, es necesario implementar terminales de supervisión remotas (RTUs) o sus equivalentes, utilizando los protocolos de comunicación y supervisión definidos por los Acuerdos CNO respectivos. Sobre los anteriores requerimientos, vale la pena señalar que, en líneas generales, estos son los mismos establecidos para los proyectos del ámbito de aplicación de la Resolución CREG 148 de 2021.</i></p> <p><i>Considerando tal paralelismo y para empezar, es necesario recalcar que los impactos esperados en el sistema ante la penetración de proyectos de generación y autogeneración de capacidades de entre 1 y 5 MW serán comparativamente menores a los que tendrán plantas de mayor escala, tal y como lo argumenta la Comisión en el Documento CREG 141 de 2021. En este sentido, es razonable pensar que los requisitos técnicos de conexión y operación se simplifican a medida que disminuye la capacidad instalada. La CREG aplica en la Resolución CREG 173 de 2021 este principio, eliminando respecto a la Resolución CREG 148 de 2021 requerimientos relacionados con el servicio de inyección rápida de corriente reactiva, el requisito de monitoreo de variables</i></p>	<p><i>comendidamente solicitamos a la Comisión la flexibilización de los requisitos de supervisión remota en la expedición de la reglamentación definitiva</i></p>	

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 24

#	Remitente	Artículo / Temática	Comentario	Propuesta de Ajuste	Análisis del Comentario, respuesta y propuesta definitiva
			<p>meteorológicas, la coordinación de operación en modo isla, y modificando aspectos como el controlador de tensión, y las consignas en modos de operación normal y de emergencia, por citar algunos ejemplos.</p> <p>Asimismo, es pertinente señalar que los proyectos de entre 1 y 5 MW que tendrán que acogerse a la Resolución CREG 173 de 2021 son de una escala sustancialmente menor a los que hacen referencia tanto la Resolución CREG 060 de 2019 como la Resolución CREG 148 de 2021. En tal sentido, requisitos para su conexión que se traduzcan en costos fijos para el proyecto pueden afectar su competitividad y viabilidad financiera, mientras que los mismos efectos no ocurren en plantas de generación de mayor envergadura.</p> <p>En definitiva, los requisitos de supervisión remota de generadores y autogeneradores establecidos en la Resolución CREG 173 de 2021 se podrían convertir en un obstáculo para el desarrollo de este tipo de proyectos en los SDL del país, sin que su escala e impactos esperados justifiquen estas inversiones con el propósito de garantizar la seguridad y estabilidad de los sistemas a los cuales se conectan</p>		
66	ASOCODIS	Anexo, Numeral Supervisión y coordinación de la operación	<p>Con relación a lo propuesto sobre los requisitos técnicos de generadores y autogeneradores que funcionan a partir de tecnología solar fotovoltaica (SFV) o eólica, y que están conectados al SDL, observamos, que si bien dichos requisitos se estructuraron con base en lo establecido en la Resolución CREG 148 de 2021, sugerimos que la Comisión analice y evalúe las exigencias propuestas, de tal manera que se encuentren acorde con el impacto que representan para el sistema y en ese sentido, teniendo en cuenta que el proyecto de resolución está orientado a proyectos de capacidades menores, consideramos que podrían flexibilizarse y reducirse algunos requisitos, por ejemplo en temas como la supervisión, cuya implementación a través de RTU's o similares podría resultar una inversión representativa, afectando eventualmente la viabilidad de un proyecto, entre otros.</p>		Ver respuesta a comentario anterior

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 25

6. RECOMENDACIÓN

Producto de los análisis que se desarrollan en el punto anterior, la propuesta a la CREG tiene las siguientes características principales:

1. Aplica a:
 - a. A generadores que usen tecnología solar fotovoltaica, SFV, y eólica conectados al SDL, con capacidad efectiva neta igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW
 - b. Solo en los aspectos que se indiquen explícitamente en esta resolución, aplica a los autogeneradores a gran escala conectados al SDL que usen tecnología SFV y eólica que tengan una potencia máxima declarada mayor a 1 MW y menor a 5 MW
2. Los OR deberán supervisar los agentes y usuarios de que trata el anterior numeral y coordinar el control de tensión.
3. El CNO tendrá un plazo de 70 días para expedir los acuerdos encargados.

Cuando, de forma previa, el CND tenga algún documento técnico de los indicados en esta resolución, para entregar al C.N.O. en el desarrollo de algún Acuerdo, el CND tendrá un tiempo máximo de treinta días (30) hábiles siguientes a la expedición de la presente resolución para la elaboración de lo que se indique, y presentarlo ante el C.N.O. Luego, el C.N.O. tendrá un tiempo máximo de cuarenta días hábiles (40) posteriores para la expedición del (de los) Acuerdo(s)

4. En manuales de operación que debe actualizar el OR, se establece una metodología de actualización en la cual primero se deben publicar a comentarios. Se modifican las reglas de la Resolución CREG 148 de 2021 para que queden en línea con lo anterior.
5. Las plantas en general que opten por ser despachadas centralmente deberán cumplir la Resolución CREG 148 de 2021.
6. La transición es que todas las plantas deben cumplir los requisitos técnicos a la fecha de 16 de mayo de 2025. A los autogeneradores a gran escala no les aplica la transición para el Acuerdo de Protecciones.
7. El C.N.O. expide por Acuerdo algunos requisitos generales como son: Topologías de conexión indicativas, protecciones, pruebas y características técnicas de sincronización con el SDL. (aplican generadores y autogeneradores)
8. Los generadores son los que le aplican los servicios de regulación de frecuencia y tensión.

Los autogeneradores no les aplican los anteriores requisitos, pero no están exentos del cobro por reactivos de que trata la Resolución CREG 015 de 2018.

9. Para generadores: el control de tensión es en un rango de factor de potencia, sin que apliquen consignas. Sin embargo, se pueden acordar consignas con la planta.

10. Para generadores: las curvas por sobretensiones y caídas de tensión son expedidas mediante Acuerdo y como resultado de análisis por nivel de tensión y mediante análisis del sistema.
11. Para generadores y autogeneradores: se tiene operación ante emergencia que es desarrollada por el CND y expedida mediante Acuerdo C.N.O.
12. Para generadores y autogeneradores: la supervisión debe tenerse con las siguientes características:

- Se supervisa: i. Valor de potencia activa y reactiva; ii. Tensión línea – línea y corriente de fase; y iii. Señal de estado de la función de control de frecuencia

- Se permitirán las siguientes opciones: i) RTU o equivalentes, ii) sincrofásorial, iii) Dispositivo Electrónico Inteligente (Intelligent Electronic Device, IED) que permitan hacer la supervisión, iv) o protocolos y opciones de comunicación definidos por CND y aprobados en Acuerdo CON; y v) Señal de estado de conexión de la planta.

Para lo anterior, el CNO debe definir y tener en cuenta opciones de comunicación acordadas con el OR que cumplan los requisitos de confiabilidad.

El tiempo de periodicidad lo pueden definir con el OR, sin ser superior a 5 minutos

El C.N.O. también deberá la metodología para el cálculo de la calidad, confiabilidad y disponibilidad para las medidas de las variables análogas y digitales de acuerdo con estándares internacionales

13. Los generadores entregaran un modelo al OR, conforme en una guía elaborada por el CND.
14. Los generadores deben declarar las rampas de arranque y parada de fabricante.
15. Para generadores y autogeneradores: para el mantenimiento se de aviso por medio de correo electrónico y confirmación mediante un aviso de forma telefónica grabada.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 27

ANEXO FORMULARIO COMPETENCIA SIC

Cuestionario de evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los actos administrativos expedidos con fines regulatorios.

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, compilado en el Decreto 1074 de 2015, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 1074 de 2015. A continuación, se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN *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.*

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:
101 011 DE 2022_____

COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE: Comisión De Regulación De Energía Y Gas, CREG

RADICACIÓN:

Bogotá, D.C. _____

Cuestionario evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los actos administrativos expedidos con fines regulatorios					
No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		

1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X		
1.6.1	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		
2 ^a .	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 29

2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas		X		
3.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		
4.0	CONCLUSIÓN FINAL		X	Conforme al presente cuestionario, se observa que el proyecto no debe ir a la SIC para concepto de abogacía de la competencia.	

D-101 011 ANÁLISIS COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN 173 DE 2021

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 30