



REGLAS TRANSITORIAS 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

**DOCUMENTO CREG-141
07 DE OCTUBRE DE 2021**

Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	168
2.	ANTECEDENTES	169
2.1	Código de distribución	169
2.2	Coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN.....	169
2.3	Coordinación supervisión y control OR.....	170
2.4	Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN	170
2.5	Documentos complementarios	171
3.	INFORMACIÓN GENERAL.....	172
3.1	Objeto.	172
3.2	Ámbito de aplicación.	173
4.	ANALISIS DE IMPACTO NORMATIVO	173
4.1	IDENTIFICACION DEL PROBLEMA	174
4.2	CAUSAS	174
4.3	CONSECUENCIAS	174
4.4	JUSTIFICACION DE EXPEDICIÓN DE LA NORMA	175
5.	OBJETIVOS.....	175
5.1	PRINCIPAL.....	175
5.2	ESPECÍFICOS.....	175
6.	ALTERNATIVAS	175
6.1	ALTERNATIVA 1. CONDICIÓN ACTUAL	176
6.2	ALTERNATIVA 2. PROPUESTA TRANSITORIA PARA PERMITIR LA CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y EÓLICAS AL SDL	176
6.2.1	Requisitos Técnicos generales para generadores SFV y eólicas en el SDL..	177
6.1.1	Servicios que los generadores deben proveer	178
6.1.2	Información y procedimiento de puesta en servicio de una planta generadora que es objeto de este capítulo.....	182
6.2.14	Transición.....	182
7.	PROPUESTA PARA CONSULTA	183

Tabla de Figuras

Figura 1 Árbol de problemas..... 173

Lista de Tablas

Tabla 1 matriz de requisitos en diferentes países 176

Siglas

AGGE: Autogeneradores gran escala

AGPE: Autogeneradores pequeña escala

C.N.O: Consejo Nacional de Operación

C.N.D: Centro Nacional de Despacho

DPC: planta de generación despachada centralmente

GD: Generación distribuida

NDC: planta de generación no despachada centralmente

OR: Operador de Red

SDL: Sistema de Distribución Local

SFV: Plantas de generación Solar fotovoltaica

STR: Sistemas de transmisión regional

1. INTRODUCCIÓN

Mediante el reglamento de distribución (Resolución CREG 070 de 1998) la Comisión ha regulado aspectos técnicos de la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local de Energía Eléctrica. En este reglamento se definieron los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica. Dentro de su alcance el reglamento estableció los criterios y los procedimientos para conexión de generadores.

No obstante, este reglamento fue diseñado teniendo en cuenta las principales tecnologías de generación en ese momento: hidráulica y termoeléctrica. Pero, hoy en día, con el auge en Colombia de las nuevas tecnologías de recursos renovables (particularmente generación eólica y solar fotovoltaica - SFV) es necesario actualizar los requisitos de conexión y operación para la adecuada integración de estas nuevas tecnologías al Sistema de Distribución Local (SDL).

La generación con fuentes no convencionales de energía impone nuevos retos al sistema tales como: i) Generación variable dado que dependen de recursos de energía primaria intermitentes en el tiempo, ii) respuesta rápida ante cambios en el estado del sistema de potencia ya que utilizan componentes de control con electrónica de potencia. Estas características, entre otras, es lo que hace necesario introducir ajustes a las condiciones para su conexión y participación en el sistema interconectado.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas viene evaluando con el apoyo del Centro Nacional de Despacho, el Consejo Nacional de Operación (C.N.O) y la UPME, las normativas nacionales e internacionales para determinar los cambios estructurales que requiere la regulación vigente para lograr una conexión adecuada y una operación confiable y segura del sistema.

La resolución de consulta de carácter transitorio a la que acompaña el presente documento soporte se concentra en la adición de un capítulo transitorio al anexo general del Reglamento de Distribución (Resolución 070 de 1998) para establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las plantas SFV y eólicas con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW que se quieran conectar al sistema de distribución local (SDL) y de esta manera dar señales a los agentes interesados que a la fecha han desarrollado, están desarrollando o planean desarrollar este tipo de plantas.

Estos requisitos no aplican a autogeneradores o generadores distribuidos que apliquen la Resolución CREG 174 de 2021, con excepción del autogenerador a gran escala con potencia máxima declarada mayor a 1 y menor a 5 MW al cual se le aplicaran los requisitos de supervisión y operación ante eventos de emergencia.

2. ANTECEDENTES

2.1 Código de distribución

En relación con esta propuesta, la Comisión recientemente expidió la Resolución CREG 148 de 2021 para la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW, la cual complementa la operación en todo el SDL junto con la presente propuesta.

Por su parte, dentro de los antecedentes normativos de la Resolución CREG 070 de 1998 (Reglamento de Distribución) y Resolución CREG 075 de 2021 que sirven de insumo para los análisis de la propuesta se destacan:

- a. Reglamento de Distribución: el numeral 4.5, *procedimiento para la conexión de generación: los generadores, plantas menores, autogeneradores o cogeneradores aplicaran el procedimiento de conexión en lo que aplique a lo dispuesto en las resoluciones CREG 025 de 1995.*

El significado de “en lo que aplique” se asocia a requisitos técnicos, pero dichos requisitos a nivel de STN o STR pueden ser sobredimensionados para las capacidades aquí tratadas (Resolución CREG 060 de 2019).

- b. La Resolución CREG 075 de 2021 reguló el procedimiento de asignación de capacidad de transporte y dio la orden de aplicar requisitos técnicos del reglamento de distribución (art 14: desarrollo de las obras para la conexión al sistema de distribución).
- c. La Resolución CREG 075 de 2021 derogo del Reglamento de Distribución: Numeral 4.5.1 *procedimiento para las solicitudes de conexión*, Numeral 4.5.2 *otros requisitos para la aprobación de una conexión*, Numeral 4.5.3 *plazos y procedimientos para la aprobación o improbación de las solicitudes por parte del OR*, Numeral 4.5.4 *ejecución de las obras de conexión* y Numeral 4.5.5 *contrato de conexión*.

No obstante, no derogo: numeral 4.5 y numeral 4.5.6, puesta en servicio de la conexión, asociado a pruebas y coordinación de protecciones y requisitos para la operación y puesta en servicio. En este último numeral, la Resolución CREG 060 de 2019 actualizo los requisitos de protecciones en STR para plantas solares y eólicas; sin embargo, tanto el numeral 4.5 y 4.5.6 no han sido actualizados con requisitos específicos para solares y eólicas en SDL.

- d. La Resolución CREG 070 de 1998 establece que el proceso de entrada en operación se establece directamente con el centro de control correspondiente, pero no existe un procedimiento constituido.

2.2 Coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN.

En la Resolución CREG 080 de 1999 se incluye la información acerca de las funciones del CND, el cual en esencia supervisa y coordina Plantas Despachadas Centralmente (PDC) o Plantas no Despachadas Centralmente (PNDC) (que requiera), coordina control V/Q en equipos y PDC, y capacita personal ante emergencia. En general las funciones que se encuentran asociadas a la presente revisión son:

- a. Supervisar directamente las variables de operación de los generadores despachados centralmente
- b. Supervisar directamente las variables de operación de los generadores no despachados centralmente que a su criterio se requiera.
- c. Coordinar la operación de los generadores despachados centralmente
- d. Coordinar la operación de los generadores no despachados centralmente que a su criterio se requiera.
- e. Coordinar el Control Automático de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente. Para esto, el CND requiere telecomando directo sobre los equipos que prestan este servicio
- f. Capacitar el personal (propio o de terceros) para operación normal y ante emergencia

2.3 Coordinación supervisión y control OR.

A partir de las disposiciones de la Resolución CREG 080 de 1999 se identifican las funciones del OR que tienen relación con las reglas aquí dispuestas, las cuales básicamente son:

- a. Supervisar la operación de los activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores o por generadores no despachados centralmente.
- b. Coordinar con el CND el Control Operativo de los activos que sean de su propiedad y sobre los cuales el CND estima que requiere dicha coordinación y de los activos que le hayan sido encargados por otros transportadores y agentes generadores no despachados centralmente
- c. Coordinar la regulación de voltaje de los activos que sean de su propiedad y de otros activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores, que operen a tensiones inferiores a nivel IV.
- d. Coordinar con el CND la programación de mantenimientos preventivos y correctivos de activos de su propiedad o que le hayan sido encargados por otros Transportadores y que se consideren Consignación Nacional.
- e. Controlar la ejecución de maniobras en los activos que sean de su propiedad y en los activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores y agentes generadores no despachados centralmente.

2.4 Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN

Considerando el rango de potencia de las plantas objeto de esta propuesta, es importante resaltar el acuerdo sobre protecciones derivado de la pasada Resolución CREG 030 de 2018 (actualizada por la Resolución CREG 174 de 2021) para autogeneradores (AGPE y AGGE < 5 MW) y GD. Igualmente, la Resolución CREG 200 de 2019 emitió disposiciones

sobre activos compartidos y se estableció que dichas conexiones debían cumplir con los Acuerdos que el CNO expediera.

Así las cosas, si bien las citadas resoluciones impulsaron dicho acuerdo, el acuerdo estableció además requisitos de protecciones para sistemas de generación conectados a cualquier nivel de tensión en el SDL y de cualquier capacidad y tecnología. En adición, para sistemas de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, los requisitos se definen por tecnología y capacidad.

Con esto se resalta que no existe un vacío en cuanto a protecciones en el sistema del SDL para cualquier recurso de generación.

2.5 Documentos para la elaboración de la propuesta

Para la elaboración de la presente propuesta regulatoria se tuvieron en cuenta los siguientes documentos:

- a) La Resolución CREG 060 de 2019. Por medio de la cual se hacen modificaciones al reglamento de operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones.
- b) La Resolución CREG 148 de 2021. Por la cual se adiciona un Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se dictan otras disposiciones.
- c) Propuesta del CND para plantas en el SDL (Radicado CREG E-2020-007105): Temas de discusión reglamento de distribución para plantas solares y eólicas en el SDL, junio 2020.
- d) El acuerdo C.N.O 1322 de Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano.
- e) Documento Soporte de la Resolución CREG 123 de 2018, Documento CREG D-119-2021: reglas transitorias para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.
- f) Ódigos de distribución de los siguientes países: Irlanda¹ y Dubái², Uruguay³ y Chile⁴⁵

¹ Código Irlanda. Distribution Code – Version 7.0, Distribution System Operator, ESB Networks DAC <https://www.esbnetworks.ie/who-we-are/distribution-code>

² Standards for distributed renewable resources generators connected to the distribution network https://www.dewa.gov.ae/images/smartsforms/DEWA_Standards_for_Distributed_Renewable_Resources_Generators.pdf

³ Texto Ordenado de Resoluciones de URSEA, Energía Eléctrica, 2019. [https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/files/documentos/publicaciones/Revisado%2BTOR2%2BEnergia%2BElectrica%2B2019.01%20%281%29.pdf](https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/sites/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/files/documentos/publicaciones/Revisado%2BTOR2%2BEnergia%2BElectrica%2B2019.01%20%281%29.pdf)

⁴ Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión. Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/07/NTCO-PMGD-Julio-2019.pdf>

⁵ Norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión, Comisión Nacional de Energía. https://www.cne.cl/archivos_bajar/Norma-Tecnica.pdf

- g) Documentos complementarios de Brasil, México, Canadá, España.

3. INFORMACIÓN GENERAL

Respecto del Reglamento de Distribución, este se encuentra dentro del marco de competencias de la CREG, establecido en la Resolución CREG 070 de 1998. Este Reglamento regula la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local de Energía Eléctrica y define los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica, estableciendo los procedimientos para la planeación, operación y expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR's) y los Sistemas de Distribución Local (SDL's).

El desarrollo del reglamento se hizo para tecnologías existentes en ese momento en el SIN, es decir, plantas de generación convencionales como las plantas hidráulicas y térmicas. No se preveía en Colombia un gran desarrollo de las plantas SFV o eólicas porque no se tenían los avances tecnológicos y unos costos más competitivos, ahora si disponibles.

En general el Reglamento de Distribución contiene entre otros aspectos, los siguientes:

- a) Criterios para desarrollar la planeación de la expansión de los OR'S
- b) Condiciones de conexión
- c) Criterios técnicos de diseño
- d) Procedimiento para la conexión de cargas
- e) Procedimiento para la conexión de generación
- f) Operación de los sistemas de transmisión regional (STR) y/o Distribución Local (SDL)
- g) Planeamiento Operativo
- h) Supervisión operativa
- i) Calidad del Servicio de los sistemas de transmisión regional y/o Distribución Local (SDL)

Si bien de manera transitoria la comisión expidió la Resolución CREG 148 de 2021, el ámbito de aplicación de dicha resolución esta enfocado a plantas de generación con capacidad efectivas netas mayores a 5MW, por tanto, aún queda pendiente el definir los requisitos para plantas con capacidades entre 1- 5MW el cual se esta abordando en esta propuesta.

3.1 Objeto.

El objeto de la resolución es adicionar transitoriamente un Capítulo al Anexo General del Reglamento de Distribución, adoptado mediante la Resolución CREG 070 de 1998, en aspectos relacionados con la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas (SFV) en los Sistemas de Distribución Locales (SDL) y con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW. Estos ajustes estarán vigentes de manera transitoria hasta cuando la CREG expida las resoluciones definitivas que correspondan.

3.2 Ámbito de aplicación.

El ámbito de aplicación de la resolución es para plantas de generación SFV y eólicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW. También aplica a los agentes que representan las anteriores plantas y a los demás agentes involucrados.

Esta propuesta establece los aspectos técnicos que deben cumplir las plantas de generación Solares fotovoltaicas - SFV y eólicas que se conectan al SDL dentro del ámbito de aplicación señalado.

La propuesta aborda los siguientes temas:

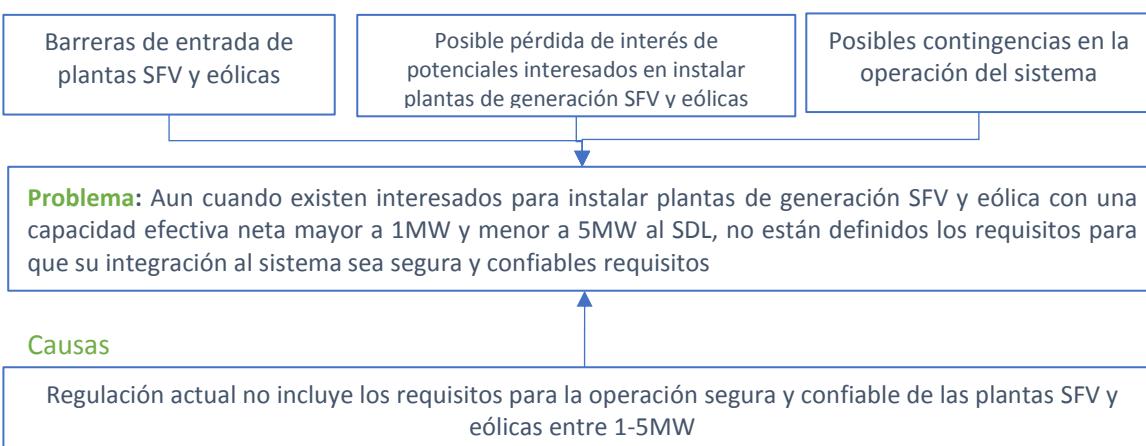
- a) Arquitectura de la supervisión, operación, control y coordinación de la operación.
- b) Servicios a proveer.
- c) Requisitos técnicos generales.
- d) Modelos de planta.
- e) Pruebas.
- f) Coordinación de mantenimientos.
- g) Puesta en servicio.
- h) Transición en la aplicación de los requisitos técnicos.

4. ANALISIS DE IMPACTO NORMATIVO

En línea con la metodología de análisis de impacto normativo (AIN), a continuación, se presentan el problema a resolver, las causas, la justificación y las consecuencias desde el punto de vista regulatorio. En la siguiente gráfica se resumen los principales elementos:

Figura 1 Árbol de problemas

Consecuencias



Fuente: CREG

4.1 IDENTIFICACION DEL PROBLEMA

El cambio climático, el desarrollo tecnológico y la disminución de los costos de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas (SFV) han hecho competitivas estas tecnologías lo que ha generado un movimiento creciente de instalación de este tipo de plantas a nivel internacional y en Colombia.

Sin embargo, para el caso de plantas de generación SFV y eólicas de capacidad efectiva neta igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW que quieran conectarse al sistema de distribución, los Operadores de Red (ORs) pueden tener dificultades en la operación de sus redes por la cantidad que pueden surgir de las mismas. Estas plantas pueden estar muy dispersas en el sistema de distribución, tienen variaciones continuas de generación y además, rapidez en su capacidad de respuesta ante cambios en los parámetros del sistema.

La CREG tiene prevista una actualización integral del Reglamento de Distribución (Resolución CREG 070 de 1998) para incluir los cambios tecnológicos de los últimos años.

Por su parte, los agentes interesados requieren a corto plazo conocer las características que deben cumplir estas plantas para su adecuación si están ya operativas, o en diseño o adquisición de equipos para las que están en desarrollo.

4.2 CAUSAS

Las causas encontradas para el problema principal son:

- a. El Reglamento de Distribución no está actualizado puesto que en el mismo solo se consideraron tecnologías convencionales.
- b. Para la entrada de las fuentes no convencionales de energía renovable a la red de distribución, la Resolución CREG 070 de 1998:

No requiere información y requisitos suficientes para la adecuada conexión y operación de esta nueva tecnología de generación y

No considera los nuevos retos en la planeación y operación del sistema de distribución.

Por lo tanto, el Reglamento existente no facilita la integración y el aprovechamiento de nuevas fuentes renovables de energía en el SIN.

4.3 CONSECUENCIAS

Como consecuencias se identifican las siguientes:

- a) La ausencia de esta normatividad puede generar barreras de entrada a los interesados en el desarrollo de estas plantas no convencionales.

- b) Los inversionistas de plantas eólicas y solares fotovoltaicas pueden perder interés en inversión en el país debido a la no existencia de reglas claras.
- c) Con el aumento de penetración de plantas con fuentes intermitentes bajo las reglas actuales, se pueden causar dificultades en el balance de generación y demanda que pueden desestabilizar el funcionamiento del SIN.
- d) La planeación o la coordinación de operación del SIN puede verse afectada por la falta de actualización de la regulación vigente.

En conclusión, en la actualidad se observa que las disposiciones vigentes son insuficientes para la integración y conexión de plantas SFV y eólicas de energía al SDL de manera confiable y segura y por lo tanto requiere la adición de un capítulo transitorio para especificar dichos requisitos.

4.4 JUSTIFICACION DE EXPEDICIÓN DE LA NORMA

Se debe definir regulatoriamente las características que deben cumplir las plantas SFV y eólicas con capacidad efectiva neta igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW para su conexión al sistema, de tal forma que permita una adecuada integración de esos recursos de la canasta energética de manera clara y organizada y que permita a los OR's precisar qué requisitos deben ser exigibles para la adecuada operación del sistema.

5. OBJETIVOS

5.1 PRINCIPAL

Complementar la regulación vigente incluyendo las condiciones técnicas que deben cumplir las fuentes de generación renovable no convencional (eólica y solar), con capacidad efectiva neta igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW, para permitir su integración al SDL cumpliendo los requisitos adecuados para la conexión al sistema.

5.2 ESPECÍFICOS

Los principales objetivos que se persiguen son de definición de:

- a. Servicios que se deben proporcionar
- b. Características técnicas a cumplir.
- c. Requisitos de supervisión (o observabilidad).
- d. Información a reportar.
- e. Requisitos de control.

6. ALTERNATIVAS

Las alternativas se identifican con fundamento en la condición actual hasta una propuesta que se construye basada en la experiencia internacional, los documentos mencionados en información general y el criterio de la CREG.

6.1 ALTERNATIVA 1. CONDICIÓN ACTUAL

Mantener la condición actual, es decir, si no se establecen reglas específicas para las plantas de que trata la presente propuesta y considerar la posibilidad de que entren a operar bajo los requisitos actuales.

Esta alternativa es descartada por todo ya lo mencionado anteriormente, pues no se tendrían requisitos suficientes y necesarios para una operación segura y confiable.

6.2 ALTERNATIVA 2. PROPUESTA TRANSITORIA PARA PERMITIR LA CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y EÓLICAS AL SDL

Para justificar esta alternativa, se muestra a continuación el resumen de las normas consultadas y los diferentes requisitos observados en varios países:

Tabla 1 matriz de requisitos en diferentes países								
Resolución, estudio o referencia	Primaria	Control Tensión y reactivos	Curva P/Q	VRT*	RRF**	RRIQ***	Supervisión	Control (consignas)
España	Si se tiene – solo para Reducción	Factor de potencia (FP): $\pm 0,98$ Reevaluado anualmente	El gestor de red define la capacidad a proporcionar de potencia reactiva (Q)	Si se tiene, para capacidad > 2 MW. El gestor de red especifica la curva.	No se tiene	El gestor de red define la capacidad a proporcionar la función	Supervisión: Si se tiene Definida por el gestor de red Control: Si control Remoto de potencia activa (P)	
México	Si se tiene	FP $\pm 0,95$	No se tiene	Si se tiene	No se tiene	No se tiene	Si tiene control de P y tiene consignas. CENACE y transportadores establece criterios	
Brasil	Si se tiene	Si se tiene	Si se tiene	Si se tiene	Si se tiene	Si se tiene	P y Q, con consignas	
Alemania	Si se tiene	Si se tiene (curva FP-tensión V)	Si se tiene (Curva P-Q)	Si se tiene	No se tiene	Si se tiene	Supervisión y control: Si se tiene - control fijo o con consignas	
Canada Hydroquebec	No se tiene (solo se pide en Situaciones especiales)	Si se tiene, con control de FP, lo mas cercano a 1	No se tiene	Si se tiene	No se tiene	No se tiene	En Nivel de tensión (NT) < 44 kV, se pide P y Q En NT > 44 kV, se pide a partir de 1 MW: P, Q, estado de breaker, Tensión (V), corriente (I). Todos envían la información en tiempo real, consignas de P.	
Chile	Si se tiene, Para NT > 23 kV	Hasta 9 MW y entre 12 – 23 kV: Se concuerda con el operador, en caso de necesitarse.	Hasta 9 MW, entre 12 – 23 kV Se concuerda con el operador, en caso de necesitarse	No se tiene	No se tiene	No se tiene	Para NT > 23 kV: Si Consigna remota P, Q, Posición taps, posición interruptores y seccionadores, V. PMGD miden: P y Q. Podran tener enlace con sistema de comunicaciones de la	

Tabla 1 matriz de requisitos en diferentes países

Resolución, estudio o referencia	Primaria	Control Tensión y reactivos	Curva P/Q	VRT*	RRF**	RRIQ***	Supervisión	Control (consignas)
		Para pequeños recursos distribuidos (PMGD) (< 9 MW y entre 1 y 23 kV): FP -0,95 a +0,96					empresa distribuidora y otras variables que indique el OR.	
Propuesta 1 – 5 MW CREG	Sobrefrecuencia cuando CND lo estime necesario de acuerdo con penetración. No se pide ante subfrecuencia.	Control de tensión en función del FP. Rango FP mediante acuerdo del CNO.	No se solicitará	Curvas fijas por Nivel de tensión y por Acuerdo CNO	No se solicitará	No se solicitará	Desde Centro de Control del OR supervisión de: Potencia activa (P), Potencia reactiva (Q), Corriente de línea, voltaje línea-línea (VLL), Estado de planta, Estado Control de frecuencia (f), consignas de potencia activa (P) pero solo de emergencia con procedimiento aprobado CND. Esta parte aplica AGGE que aplique la Resolución CREG 174 de 2021, se comprueba en pruebas	
Aclaración:	Aplica a generadores							Aplica a generadores y autogeneradores

Fuente CREG

* voltage ride through (VRT)

** Respuesta rápida en frecuencia (RRF)

*** Respuesta rápida de corriente reactiva (RRIQ)

En todo caso, los autogeneradores a gran escala podrán evitar el cobro de reactiva instalando activos para regular tensión, esto en línea con las reglas de la Resolución CREG 015 de 2018. Es decir, no se hace obligatorio tenerlo, pero deberán asumir dicho concepto por la aplicación de la citada resolución.

La propuesta anterior, contiene los siguientes elementos en forma resumida:

6.2.1 Requisitos Técnicos generales para generadores SFV y eólicas en el SDL

En cuanto a requisitos técnicos generales, estos serán definidos mediante Acuerdo y serán los siguientes:

- Topologías de conexión indicativas, pero no obligatorias.
- Coordinación de protecciones.
- Características del equipo de registro de eventos y forma de acceso
- Los generadores deben contar con los sistemas y equipos de sincronización.

6.1.1 Servicios que los generadores deben proveer

6.1.1.1 Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/ frecuencia

Los generadores deben tener la capacidad de operar ante eventos de sobrefrecuencia y deben cumplir las siguientes características:

- a) Deben operar normalmente para un rango de frecuencia entre 57.5 Hz y 63 Hz.
- b) Deben contar con un control de potencia activa/frecuencia que incluya una banda muerta (0-120mHz) y un estatismo permanente ajustable (2% y 6%), permitiendo su participación en la regulación primaria de frecuencia del sistema para eventos de sobrefrecuencia.
- c) Para ser declaradas en operación en el sistema, deben realizar pruebas de respuesta primaria ante eventos de sobrefrecuencia.
- d) La respuesta ante eventos de sobrefrecuencia deberá estar deshabilitada. El CND determinara el momento en que se debe activar de acuerdo con análisis del sistema y el grado de penetración de este tipo de generación.
- e) Los parámetros de ganancia y constantes de tiempo deben ser ajustables para cumplir con criterios de estabilidad y velocidad de respuesta del SIN, teniendo en cuenta las características técnicas de las tecnologías disponibles. El CND definirá mediante estudio, análisis y seguimiento posoperativo, los parámetros de ganancia y constantes de tiempo para cumplir con criterios de estabilidad, velocidad de respuesta del SIN y los deberá informar a los agentes que representan los generadores objeto de este capítulo.
- f) Cumplir con los siguientes parámetros: tiempo de respuesta inicial máximo (Tr) de 2 segundos y tiempo de establecimiento máximo (Te) de 15 segundos.

A diferencia de la Resolución CREG 148 de 2021, aquí no se exigirá respuesta ante eventos de subfrecuencia.

6.1.1.2 Control de tensión para generadores

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, para lo cual el CNO deberá determinar la mejor forma de hacerlo y en función del factor de potencia y el nivel de tensión. En el desarrollo de dicho acuerdo no se podrán hacer exigible consignas ni una curva de operación en punto de conexión.

En cuanto a las curvas ante operación de sobre tensión o huecos de tensión, también serán definidas mediante Acuerdo C.N.O y por nivel de tensión.

6.1.1.3 Supervisión y coordinación de la operación

Ante emergencia para generadores y autogeneradores:

El Centro de Control del operador de red podrá enviar consignas de potencia activa a las plantas (modo local) objeto de esta propuesta únicamente ante eventos de emergencia.

Para lo anterior, el CND debe definir el procedimiento de envío de consignas ante eventos de emergencia, casos en que aplica y su periodicidad. Dicho reglamento debe ser aprobado mediante Acuerdo C.N.O.

Además, el CND y el Centro de Control del operador de red deberán llevar un registro histórico con la información anterior el cual deberá estar disponible para que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios o la Superintendencia de Industria y Comercio puedan ejercer sus funciones de vigilancia.

Para control de tensión de generadores:

En operación normal, se establece que el Centro de Control del operador de red siga el procedimiento que se defina en el Acuerdo de que trata el numeral 6.1.1.2 del presente documento en caso de requerirse ajustes al control de tensión. Esto sin que las consignas puedan afectar el punto de operación de potencia activa de la(s) planta(s).

En todo caso, los operadores de las plantas serán responsables del ajuste del control de tensión.

Supervisión remota de generadores y autogeneradores:

Se debe contar con supervisión, esto ha sido uno de los temas principales de otras experiencias y de las cuales se evidencia una necesidad de este requisito.

Para tal fin, la supervisión deberá ser 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.

Se identifican las siguientes variables a ser monitoreadas desde el centro de control del OR:

- 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
- iv. Señal de estado de conexión de la planta: conectado a red y operando o no conectado a red.

Las características de envío se asumen similares que lo definido en la Resolución CREG 148 de 2021.

6.1.1.4 Protecciones y coordinación de protecciones para plantas de generación objeto de esta resolución

Las protecciones que deben cumplir las plantas objeto de esta resolución se deben definir mediante Acuerdo del C.N.O., dado que el mismo ya existe y está siendo aplicado.

6.1.1.5 Modelos de planta para plantas de generación objeto de esta resolución

Se deberán reportar modelos de planta, los cuales serán informados por los OR al CND. Esto para que el CND pueda mejorar su proceso de operación del sistema. Dichos modelos, por simplicidad, son los de fabricante.

En todo caso, los modelos de planta deberán ser referenciados al nodo más cercano asociado al lado de baja del transformador de conexión al STR o STN u otra forma de referenciación indicada por el CND. Esto lo realizará el OR.

6.1.1.6 Rampas operativas para arranque y parada para plantas de generación objeto de esta resolución

Similar que la Resolución CREG 148 de 2021, los generadores deben tener una rampa operativa para arranque y parada ajustable, de acuerdo con los siguientes lineamientos:

- a) Este requerimiento de arranque y parada aplica siempre que esté disponible el recurso primario de generación.
- b) El agente debe reportar la rampa máxima de la planta.
- c) Este parámetro debe poder ajustarse dependiendo de las condiciones del sistema, considerando la rampa máxima reportada.

Inicialmente los representantes de las plantas de generación deberán entregar la rampa especificada por el fabricante.

El CND definirá y publicará en su página web el valor de rampa a utilizar y a partir de qué momento se deberá exigir de acuerdo con algún criterio, como, por ejemplo, el grado de penetración de estas plantas en el SDL. También deberá informar, de los cambios que surjan, a los agentes que representan las plantas objeto de este capítulo y al Centro de Control del operador de red.

El CND podrá reevaluar los valores considerados de rampas, de acuerdo con las condiciones operativas del SIN y las rampas máximas reportadas.

6.1.1.7 Pruebas para plantas objeto de esta resolución

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

Para generadores:

- a) Pruebas del control de tensión.
- b) Pruebas de rampa operativa de entrada y salida. El C.N.O deberá definir mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.
- c) Pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia.
- d) Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones. El C.N.O definirá mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.
- e) Pruebas de cumplimiento de los requisitos en las protecciones

Para generadores y autogeneradores:

- f) Pruebas de los sistemas de supervisión de variables eléctricas.

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

La auditoría de las pruebas deberá ser un concepto especializado de una persona natural o jurídica, elegida por selección objetiva por el agente de una lista definida mediante Acuerdo del C.N.O. El agente representante de la planta es el responsable de contratar la auditoria para las pruebas.

En el caso de autogeneradores, solo se pedirán las pruebas del literal f en la entrada en operación, y durante el procedimiento de conexión no se podrá solicitar documentación asociada a este requisito.

6.1.1.8 Coordinación de Mantenimientos de los generadores objeto de este capítulo

En cuanto a mantenimientos, se encuentra necesario establecer reglas al menos de previo aviso de mantenimiento.

Para este fin, 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.

Cuando una planta culmine su programa de mantenimiento y se disponga a realizar la reconexión a red, también debe informar mediante correo electrónico al Centro de Control del operador de red de dicha energización.

Similar que la Resolución CREG 148 de 2021, el Centro de Control del operador de red debe informar a las empresas propietarias u operadoras de plantas generadoras que se encuentren en su red de consignas programadas y que puedan impactar la operación de las mismas. Esto se debe realizar cada vez que el Centro de Control del operador de red lo encuentre conveniente y mediante correo electrónico.

6.1.2 Información y procedimiento de puesta en servicio de una planta generadora que es objeto de este capítulo.

Similar que la Resolución CREG 148 de 2021, el C.N.O teniendo en cuenta la regulación vigente, establecerá mediante Acuerdo la información a entregar y procedimiento (protocolo de pruebas e interacción con el Centro de Control del operador de red) que debe cumplir una planta generadora objeto de este capítulo para su conexión a la red y estar lista para iniciar su operación. Esta etapa es posterior a la construcción de la planta.

6.2.14 Transición

Se propone que para las plantas SFV y eólicas objeto de esta resolución, generadores y autogeneradores, tendrán las siguientes reglas de transición:

Generadores y autogeneradores:

- a. Las plantas 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 en un término máximo de treinta y seis (36) meses contados a partir de la vigencia de la presente resolución.

Generadores:

- 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 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.
- c. Los generadores que aún no han entrado en servicio en el sistema y no cuenten con un concepto de estado aprobado UPME, aplicarán todos los requisitos técnicos de la presente resolución desde su entrada en operación.

Aerogeneradores:

- d. Los autogeneradores a gran escala que apliquen el procedimiento de conexión y requisitos técnicos establecido 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, se aplicará

la misma transición establecida en el literal b) anterior para los mismos requisitos mencionados anteriormente.

Asimismo, una vez se cumpla el periodo de transición, se deberán realizar las pruebas de las funcionalidades establecidas en esta resolución, conforme su condición de generador o 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.

7. PROPUESTA PARA CONSULTA

Se propone acoger la alternativa 2 que se propone en este documento para una operación segura y confiable del sistema.