Acuerdo 1529 Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de los parámetros de las unidades y plantas de generación y los modelos del sistema de control asociados a las unidades y plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles asociados

Acuerdo Número:	**Fecha de expedición:**	**Fecha de entrada en vigencia:**
1529	15 Febrero, 2022	15 Febrero, 2022

Sustituido por:

25/03/2025 Acuerdo 1953 Por el cual se actualizan los requerimientos para la obtención y validación de los parámetros de las unidades y plantas de generación y los modelos del sistema de control asociados a las unidades y plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles asociados

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 y su Reglamento Interno y según lo aprobado en la reunión No. 661 del 15 de febrero de 2022 y,

CONSIDERANDO

1	Que mediante la Resolución CREG 148 de 2021 se adicionó 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 dictaron otras disposiciones.
2	Que en el artículo 6 de la Resolución CREG 148 de 2021 se establece lo siguiente: "Artículo 6. Acuerdos expedidos por el Consejo Nacional de Operación. Los Acuerdos encargados al C.N.O en esta Resolución, deberán ser previamente consultados con el público en general para recibir comentarios por un tiempo de por lo menos quince (15) días hábiles. El C.N.O deberá responder dichos comentarios en la documentación de soporte de los Acuerdos. En los Acuerdos que tienen relación con supervisión, coordinación y control de la operación de las plantas objeto de esta resolución, deberá especificarse o hacerse relación al cumplimiento de las reglas de comportamiento de que trata la Resolución CREG 080 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan."
3	Que en el numeral 11.3.4 de la Resolución CREG 148 de 2021 se prevé lo siguiente: “11.3.4. Modelos de planta Será responsabilidad de los agentes representantes entregar al CND, seis (6) meses antes de su entrada en operación, los modelos preliminares de la planta de generación y sus controles asociados para los estudios de simulación RMS en la herramienta utilizada por el CND. Estos modelos deben incluir los requisitos técnicos definidos en el presente capítulo, para el control de frecuencia y potencia activa y el control de tensión, así como permitir el ajuste de los parámetros que definen estas funcionalidades. Se debe tener en cuenta el Acuerdo del C.N.O sobre el tipo de control de tensión que se aplique. Así mismo, en los treinta (30) días hábiles siguientes a la entrada en operación al SIN del proyecto, los agentes que representan las plantas de generación deben entregar los modelos de simulación RMS detallados en la herramienta de simulación que utiliza el CND, los cuales deben ser validados y parametrizables de acuerdo con los requerimientos técnicos definidos en el presente capitulo y conforme a la metodología de validación definida mediante Acuerdo por el C.N.O. 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 C.N.O. Para dicha actualización se tendrá un plazo de seis (6) meses. Una vez definidos los requisitos de los modelos de planta de qué trata este numeral, el C.N.O deberá definir, mediante Acuerdo, la metodología para la validación de los modelos. Así mismo, luego de la expedición del Acuerdo para el control de tensión, el CND deberá publicar en su página web los requisitos que debe cumplir el modelo de planta. Los modelos de planta también deberán ser entregados a los OR y los OR deberán entregar al CND los modelos 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, pero siempre teniendo en cuenta la metodología de modelación de red de qué trata el numeral 11.3.1 literal b) de este Capítulo. Para lo anterior, se debe

	considerar el valor mínimo y máximo de la impedancia de conexión equivalente de los generadores..” (Subrayado fuera de texto)
4	Que teniendo en cuenta que la Resolución CREG 148 de 2021 fue publicada en el Diario Oficial el 4 de noviembre de 2021, el plazo para expedir este acuerdo vence el 15 de febrero de 2022.
5	Que el Subcomité de Controles se encargó de la definición del presente acuerdo.
6	Que dando cumplimiento a lo previsto en el artículo 6 de la Resolución CREG 148 de 2021, el 18 de enero de 2022 el CNO publicó en el diario El Tiempo un aviso invitando al público en general a consultar los documentos desarrollados en cumplimiento de la Resolución CREG 148 de 2021 para sus comentarios.
7	Que el 20 de enero de 2022 el CNO publicó por 15 días hábiles en la página WEB del CNO: www.cno.org.co, para comentarios del público en general, el Acuerdo "Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de los parámetros de las unidades y plantas de generación y los modelos del sistema de control asociados a las unidades y plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles asociados".
8	Que en el plazo para comentarios del público en general se recibieron comentarios de Codensa y Asocodis.
9	Que en el documento soporte (Anexo A) del presente acuerdo, se publican los comentarios y las respuestas a los mismos.
10	Que el Comité de Distribución y el Comité de Operación en las reuniones extraordinarias 273 y 376 respectivamente, del 14 y 15 de febrero de 2022, recomendaron al CNO la expedición del presente Acuerdo.

ACUERDA:

1

DEFINICIONES

Capacidad efectiva Neta

De acuerdo con la Resolución CREG 081 de 2000 es la máxima capacidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que puede suministrar una planta y/o unidad de generación en condiciones normales de operación, medida en la frontera comercial. Se calcula como la Capacidad Nominal menos el Consumo Propio de la planta y/o unidad de generación.

Control de generación:

Puede hacer referencia al control de frecuencia / potencia activa, al control de tensión/ potencia reactiva y los limitadores asociados a estos controles. En el documento anexo se referencia también como los controles asociados a la planta de generación.

Estabilidad:

Es la característica de respuesta del sistema en la que se verifica que las señales de salida de los modelos validados son amortiguadas en el tiempo ante señales de entrada estables, para los modos y condiciones operativas analizadas.

Modelo de unidad equivalente:

Modelo que representa la dinámica de un conjunto de unidades generadoras de una planta de generación, de acuerdo con los criterios establecidos en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

Modelo Estable:

Es el modelo en el que se verifica que las señales de salida son amortiguadas en el tiempo ante señales de entrada amortiguadas en el tiempo, para todos los modos y condiciones operativas analizadas.

Modelo validado:

Es el modelo matemático en el que se ha comprobado la capacidad de reproducir dentro de los márgenes definidos en este Acuerdo, el comportamiento del control de potencia activa / frecuencia y control de tensión/potencia reactiva de una planta de generación y sus unidades equivalentes, mediante la contrastación entre los ensayos de campo definidos en este Acuerdo y eventos reales, y la simulación de condiciones equivalentes. Los modelos validados deben ser desencriptados y parametrizables. Los modelos validados pueden ser utilizados por todos los agentes del sector para sus análisis eléctricos.

Parámetros validados de las plantas de generación:

Son los parámetros de la planta de generación que permiten representar su respuesta real a eventos en el sistema y pruebas de campo. Estos parámetros se determinan de acuerdo con los requisitos y criterios establecidos en el presente Acuerdo.

Potencia máxima declarada:

De acuerdo con la Resolución CREG 024 de 2015 es el valor declarado al Centro Nacional de Despacho-CND- por el agente que representa al autogenerador, en el momento del registro de la frontera de generación del autogenerador y se expresará en MW, con una precisión de dos decimales. Este valor corresponde a la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera de generación del autogenerador.

Potencia nominal de la planta de generación:

Para efectos de este Acuerdo se considera la potencia nominal como:

a. Plantas de generación: La capacidad efectiva neta de la planta expresada en MW considerando una precisión de dos decimales

b. Plantas autogeneración: La potencia máxima declarada.

Registro de Evento de frecuencia para validación de modelo del control Potencia/Frecuencia: Registro asociado a la excursión de la frecuencia por fuera de la banda de 59.8 – 60.2 Hz.

Punto de agregación:

Corresponde al punto en el que se realiza la medición de las variables de potencia reactiva y potencia activa para la validación de cada una de las unidades equivalentes que conforman una planta de generación. Este punto depende de la metodología de agrupación utilizada.

Unidad Equivalente:

Agregación de unidades de generación de acuerdo con los criterios definidos en el Anexo 1 del presente Acuerdo

Unidad generadora o Unidad de generación (UG):

Mínima unidad constitutiva de una planta de generación basada en fuentes de generación no convencional. En el caso de las plantas objeto de este Acuerdo corresponden a los inversores fotovoltaicos y a los aerogeneradores que conforman la planta.

2

MODELO VALIDADO PARA PLANTAS DE GENERACIÓN NUEVAS Y SUS CONTROLES.

Los agentes generadores representantes de las plantas que entren en operación comercial en fecha posterior a la vigencia de este Acuerdo, deberán entregar al CND y al operador de red-OR correspondiente, en los plazos establecidos en numeral 11.3.4 del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya, y considerando el periodo de transición definido en la Resolución CREG 148 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya, el modelo y los parámetros validados para la planta de generación, y controles de generación asociados, los cuales deben entregarse desencriptados en la herramienta de simulación usada por el CND. Para tal fin el CND publicará y actualizará en su página web el nombre de la herramienta de software y la versión del mismo que utiliza para sus análisis de simulación eléctrica.

Los modelos de control deben ser suministrados en forma de diagramas de bloques en el dominio de Laplace considerando las funciones matemáticas y lógicas que identifican los elementos modelados, cumpliendo con los criterios establecidos en el Anexo 3 del presente Acuerdo. Así mismo, los modelos correspondientes a la planta de generación deben seguir los lineamientos de agrupación establecidos en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

3

MODELO VALIDADO DE PLANTAS PARA GENERACIÓN EXISTENTES Y SUS CONTROLES.

Los agentes generadores representantes de las plantas que se encuentren en operación comercial a la

fecha de inicio de vigencia de este Acuerdo, deberán entregar al CND y al operador - OR correspondiente, en los plazos establecidos en numeral 11.3.4 del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya y considerando el periodo de transición definido en la Resolución CREG 148 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya, el modelo y los parámetros validados de la planta de generación y controles asociados, los cuales deben entregarse desencriptados en la herramienta de simulación usada en el CND. Para tal fin el CND publicará y actualizará en su página web el nombre de la herramienta de software y la versión del mismo que utiliza para sus análisis de simulación eléctrica.

Los modelos de control deben ser suministrados en forma de diagramas de bloques en el dominio de Laplace considerando las funciones matemáticas y lógicas que identifican los elementos modelados cumpliendo con los criterios establecidos en el Anexo 3 del presente Acuerdo. Asimismo, los modelos correspondientes a la planta de generación deben seguir los lineamientos de agrupación establecidos en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

4

ACTUALIZACIÓN DE MODELOS DE PLANTAS DE GENERACIÓN EÓLICAS Y SOLARES FOTOVOLTAICAS OBJETO DE ESTE ACUERDO.

Los agentes generadores representantes de las plantas de generación deberán actualizar los modelos de las plantas de generación y sus controles y entregar al CND y al OR correspondiente, la información de los modelos validados y actualizados en los siguientes plazos y casos:

4.1 Modernizaciones:
Ante modernizaciones de un elemento que afecte la respuesta de la planta de generación o de sus controles, el agente representante deberá enviar el modelo actualizado del elemento o elementos modernizados, dentro de los 45 días calendario posteriores a la modernización, incluyendo las pruebas realizadas, que demuestran que los modelos representan el desempeño requerido del sistema. No se especifican los elementos que pueden generar afectaciones en la respuesta de la planta de generación dada la diversidad de los mismos, para que sean los agentes los que determinen si el cambio realizado afecta la respuesta del sistema.

4.2 Cambio en los parámetros de la planta o sus controles:
En un plazo no mayor a 30 días calendario después de que una planta de generación tenga una modificación en el valor de ajuste en alguno de los parámetros de la planta de generación y/o los controles asociados, sin afectar la estructura de estos, se acordará entre los Agentes, el CND y el OR correspondiente las pruebas de validación necesarias dependiendo de los parámetros modificados.

Nota: Por condiciones de seguridad de la operación del sistema, se debe notificar al CND y al OR el valor nuevo del parámetro con una anticipación mínima de 15 días calendario siempre y cuando este cambio no corresponda a una situación de emergencia del equipo, en cuyo caso el cambio se debe informar en el momento en el que se realice.

4.3 Desempeño inadecuado de modelos:
Si durante el seguimiento a la operación del SIN o en los análisis realizados por el CND o el OR se identifican diferencias en la respuesta de las plantas de generación y los modelos entregados, el CND a través del OR o el OR directamente, con copia al CND, enviará un reporte al agente generador en el que se detallen las condiciones operativas en las que evidenció el desempeño inadecuado, los registros utilizados para esta verificación y el cálculo de los índices de coherencia correspondientes, los cuáles están definidos en el Anexo 3 de este Acuerdo.

El procedimiento detallado para este seguimiento se especifica en el artículo decimosegundo del presente Acuerdo. Una vez recibida esta comunicación, el agente representante de la planta tendrá el plazo establecido en el Numeral 11.3.4 del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya, para actualizar los modelos en la base de datos utilizada por el CND.

4.4 Actualización periódica:
Cuando la comparación del comportamiento real de la planta de generación y el modelo no cumpla con los índices de coherencia descritos en el Anexo 3 del presente Acuerdo, el agente deberá realizar la actualización del modelo correspondiente y enviarla al CND y al OR correspondiente, en un plazo de seis (6) meses, contados a partir de la fecha de la notificación del desempeño inadecuado.

En los casos en que el CND no haya podido validar el modelo de alguno de los controles, en al menos 7 oportunidades, en un periodo de 7 años contados a partir de la fecha en la que el CND recibió la información de los modelos conforme con los requisitos de aceptación establecidos; el agente deberá actualizar los modelos de controles en un plazo de 6 meses contados a partir de la fecha de la notificación del CND de la imposibilidad de validar el modelo.

5

ACTUALIZACION DE LOS PARÁMETROS DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN EÓLICAS Y SOLARES FOTOVOLTAICAS OBJETO DE ESTE ACUERDO.

Ante intervenciones en elementos de una planta de generación (tales como líneas de transmisión, compensadores, transformadores inversores, aerogeneradores o cualquier otro) que afecten algún parámetro físico o eléctrico de la planta, que a su vez afecte el comportamiento estático o dinámico de la

misma, los agentes generadores deberán enviar al CND y al OR correspondiente un informe con los nuevos parámetros validados. Este informe se deberá enviar en un tiempo no mayor a 30 días calendario después de realizada la intervención.

Se acordará entre los Agentes, el CND y el OR correspondiente las pruebas necesarias para la validación de los parámetros, dependiendo de la intervención realizada.

6

ESTABILIDAD DE LOS CONTROLES DE GENERACIÓN Y LOS MODELOS VALIDADOS CORRESPONDIENTES.

Los agentes generadores representantes de las plantas objeto de este Acuerdo deberán verificar y garantizar las condiciones de estabilidad de los controles de las plantas de generación y los modelos validados correspondientes, en modo normal de operación con la planta de generación sincronizada a la red, evaluando la estabilidad de los controles y los modelos correspondientes en condiciones de mínimo técnico, un valor intermedio y al menos al 80% de la potencia nominal de la planta de generación.

7

PARÁMETROS REQUERIDOS DE LA PLANTA DE GENERACIÓN

Los agentes generadores representantes de las plantas objeto de este Acuerdo deben determinar los parámetros del modelo de la planta de generación que mejor representen la dinámica del mismo, considerando elementos como líneas de transmisión, compensadores, transformadores, inversores, generadores o cualquier otro parámetro físico o eléctrico que afecte el comportamiento estático o dinámico de la planta de generación. Se debe proporcionar mínimo la siguiente información (siempre y cuando aplique para la planta):

1. Tipo de conexión (3PH, 3PH-E, etc)

2. Fuente primaria de generación (eólica, fotovoltaica)

3. Tipo de generador (I, II, III, IV). Aplica solo a los generadores eólicos.

4. Número de unidades generadoras de la planta.

5. Número de paneles solares (plantas solares fotovoltaicas) o número de turbinas (plantas eólicas).

6. Corriente directa máxima que soporta cada inversor (si aplica).

7. Potencia nominal de la planta de generación.

8. Capacidad nominal de cada uno de las unidades generadoras de la planta.

9. Características de los sistemas de compensación de reactivos (capacidad, tensión nominal, reactancia).

10. Características de los transformadores de conexión y el de cada unidad equivalente (tipo de conexión, capacidad, reactancia, número de posiciones de tap, delta de tensión asociado a cada tap, etc).

11. Parámetros de las líneas que conectan la planta al punto de conexión (reactancia, longitud, capacidad nominal, etc). Estas líneas incluyen las asociadas a cada unidad equivalente y a toda la planta de generación.

12. Sistemas auxiliares.

13. Impedancias equivalentes entre el lado de media tensión de los transformadores de generación y el lado de media tensión del transformador de conexión.

14. Transformador zigzag de conexión a tierra, según su ubicación.

15. Número de unidades equivalentes (Ver Anexo 1).

Para definir la validez del modelo de la planta de generación y sus parámetros correspondientes, la reproducción de las diferentes pruebas realizadas por el agente se hará en la herramienta de simulación dinámica utilizada por el CND y utilizando como base la plantilla definida en el Anexo 5 del presente Acuerdo. Los resultados de las simulaciones serán comparados con los resultados de las pruebas en campo y registros de eventos, y se aplicarán los índices de evaluación indicados en el Anexo 3 del presente Acuerdo con el fin de verificar la validez de los modelos.

8

ENTREGA DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE VALIDACIÓN DE LOS MODELOS DE LOS CONTROLES DE GENERACIÓN Y PARÁMETROS DE LA PLANTA DE GENERACIÓN

Para la validación de los modelos y los parámetros correspondientes, los agentes generadores representantes de las plantas objeto de este Acuerdo deben enviar al CND y al OR correspondiente, mediante comunicación oficial, la siguiente información:

1. Informe de resultados al CND y al OR correspondiente, donde se describan: la metodología utilizada, las pruebas realizadas y los resultados obtenidos en el proceso de validación de los modelos de control y los parámetros de la planta de generación.

2. Modelos de la planta de generación y sus controles asociados implementados en la herramienta de simulación utilizada por el CND.

3. La plantilla definida en el Anexo 5 del presente Acuerdo debidamente diligenciada conforme a la pestaña de ayuda. Se deben conservar los nombres de las pruebas tal como aparecen en dicha plantilla.

4. Datos necesarios para reproducir los registros de pruebas y las simulaciones en formato de texto (.txt) teniendo en cuenta el formato establecido en el Anexo 5. Los registros de las pruebas deben tener el nombre de la prueba correspondiente tal como se indica en la plantilla.

El informe con la información requerida deberá entregarse siguiendo los lineamientos establecidos en el Anexo 2 del presente Acuerdo. El contenido del informe se revisará de acuerdo con los criterios establecido en el numeral nueve del presente Acuerdo.

9

REVISIÓN DEL INFORME DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE VALIDACIÓN DE LOS MODELOS DE LOS CONTROLES DE GENERACIÓN Y PARÁMETROS DE LA PLANTA DE GENERACIÓN

En esta instancia se verifica que el informe entregado por el agente generador para la validación de los modelos y los parámetros asociados contenga toda la información requerida y siga los lineamientos establecidos en los Anexos de este Acuerdo.

El informe entregado por el agente debe contener como mínimo la información solicitada en el Anexo 2 y el Anexo 5 del presente Acuerdo. En caso de que el agente no presente la información allí requerida, el CND (con copia al OR) le informará al agente en un plazo máximo de 15 días calendario dicha situación para que este, en un plazo de 15 días calendario contados a partir del envío de la comunicación del CND, reenvíe el informe incluyendo los datos faltantes.

A partir de la primera entrega, se seguirán aplicando plazos de 15 días calendario para revisión y reporte de información faltante, tanto para el agente como para el CND. El incumplimiento de estos plazos será reportado al CNO.

Cuando se superen 3 entregas del informe en donde se evidencie la falta de la misma información solicitada, la situación deberá ser justificada en el Subcomité de Controles a través de correo electrónico y socializada en la reunión posterior de este, para definir el compromiso de entrega definitiva. En todo caso, los tiempos que se incluyen en esta revisión deberán ser tales que la actualización de los modelos no supere los 6 meses definidos en la regulación vigente.

Para cumplir con los requerimientos de los modelos validados, el agente generador debe realizar pruebas de validación en las que se pueda contrastar la respuesta del sistema real y la simulada con el modelo obtenido. En el Anexo 4 del presente Acuerdo, se muestra una guía de pruebas mínimas que deben ser realizadas para verificar la validez de los modelos de los controles de generación. Lo anterior sin perjuicio de que puedan incluirse pruebas adicionales a las presentadas.

Independientemente de las pruebas que se realicen sobre la planta de generación, las mismas deben desarrollarse a potencias correspondientes al mínimo técnico, un valor intermedio y al menos en el 80 % de potencia nominal declarada, y deben considerarse perturbaciones en las que se exciten las dinámicas lineales y no lineales de los equipos modelados*.

Adicionalmente, el agente generador debe verificar que existe coherencia al comparar las curvas correspondientes del sistema real con las del sistema simulado, utilizando los modelos obtenidos. Una vez el CND reciba oficialmente el informe de resultados por parte del Agente, el CND debe verificar dicha coherencia con base en los índices de comparación de curvas establecidos en el Anexo 3 del presente Acuerdo. Esta verificación debe hacerse sobre al menos las siguientes variables:

• Control de Potencia Reactiva/Tensión: voltaje en el punto de conexión de la planta de generación, potencia reactiva de cada unidad equivalente (si aplica), potencia reactiva en el punto de conexión de la planta de generación.
• Control de Potencia Activa y Frecuencia: Potencia activa de cada unidad equivalente de la planta de generación (si aplica) y potencia activa en el punto de conexión de la planta de generación.

Para las pruebas realizadas sobre los controladores se deben tomar mínimo 100 muestras por segundo hasta que se logre la estabilización de la señal, lo cual se logra cuando se alcance un punto de operación que ingrese y permanezca dentro de la banda de +/-3% del cambio esperado alrededor del valor final.

PARÁGRAFO: Durante la prueba de modelización de cada unidad equivalente se debe garantizar que estarán disponibles y en servicio, al menos, el 10% de las unidades generadoras que conforman dicha unidad equivalente, aproximando este valor al entero mayor más próximo.

*Se deben considerar dinámicas no lineales tales como la limitación por curva de carga de entrega y absorción de reactivos, límites por temperatura, entre otros. Esto sin perjuicio de que se validen las otras funciones de limitación encontradas en la planta de generación.

10

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS MODELOS VALIDADOS ENTREGADOS POR EL AGENTE GENERADOR

Una vez el CND y el OR reciban el informe completo como se especifica en el numeral nueve de este Acuerdo, el CND revisará los modelos validados de los controles de generación en un plazo máximo de 15 días calendario contados a partir de la recepción del mismo.

Esta revisión será realizada en la herramienta de simulación dinámica utilizada por el CND e incluirá la verificación de la estabilidad de los modelos. En caso de presentarse diferencias entre la respuesta del modelo suministrado y el comportamiento real, teniendo en cuenta los requerimientos considerados en el presente Acuerdo, el CND informará tal situación al agente y al OR correspondiente, para que se dé inicio a la revisión del modelo y si es necesario, se hagan las respectivas correcciones.

En caso de que el agente deba realizar correcciones al modelo, tendrá un plazo de 30 días calendario contados a partir de la fecha de recepción de la comunicación del CND, para presentar nuevamente el modelo validado y estable. A partir de la primera entrega, se seguirán aplicando plazos de 15 días calendario para revisión y entrega del modelo validado, tanto para el agente como para el CND. El incumplimiento de estos plazos será reportado al CNO.

Cuando se superen 3 entregas del modelo validado, en las que se pueden coordinar reuniones entre el agente, el CND y el OR correspondiente para aclarar las diferencias encontradas, la situación deberá ser justificada en el Subcomité de Controles. En todo caso, los tiempos que se incluyen en esta revisión deberán ser tales que la aprobación final del modelo por parte del CND se haga dentro de los 6 meses siguientes a la notificación inicial asociada al informe de validación enviada al agente.

Adicional a la información reportada por el agente, el CND podrá verificar la validez de los modelos de la planta de generación y sus controles utilizando registros diferentes a los utilizados en la etapa de levantamiento de modelos.

El CND podrá solicitar pruebas de reajuste a los controles y de requerirse la validación, cuando se presenten condiciones dinámicas del sistema que requieran reajuste de los parámetros de los controles de generación. Estos reajustes serán realizados en coordinación con el agente de conformidad con los Artículos Cuatro y Cinco del presente Acuerdo. En caso de requerirse pruebas adicionales, estas deberán ser coordinadas con el OR correspondiente.

11

DECLARACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA PLANTA DE GENERACIÓN Y LOS MODELOS DE SUS CONTROLES ASOCIADOS

Una vez se dé concepto favorable a la validez de los modelos, de acuerdo con los criterios y lineamientos definidos en los numerales nueve y diez del presente Acuerdo, el agente tendrá máximo 15 días calendario para enviar al CND la actualización de los parámetros correspondientes, para lo cual se seguirá el plazo establecido en el Acuerdo 1413 o aquel que lo modifique o sustituya.

12

SEGUIMIENTO A MODELOS

El CND y el OR, en caso de que este último lo considere necesario, realizarán el seguimiento a la calidad de los modelos. Para esto se evaluará la calidad de los modelos del control de potencia activa/frecuencia y del control de potencia reactiva/tensión en las siguientes variables:

• Control potencia activa/frecuencia: Potencia activa en el punto de conexión, potencia activa medida en las unidades equivalentes (siempre y cuando se cuente con la supervisión de estas en tiempo real).
• Control de potencia reactiva/tensión: Voltaje en punto de conexión, potencia reactiva en punto de conexión y potencia reactiva de las unidades equivalentes (siempre y cuando se cuente con la supervisión de estas en tiempo real).

Se tomarán registros de perturbaciones de tensión y eventos de frecuencia, del semestre anterior con la mejor resolución disponible, con un ancho de ventana mínima tal que se tenga 20 segundos antes de iniciada la perturbación/evento y 3 minutos después de que se presente el evento (evento de frecuencia) o un minuto después de iniciado el evento (perturbación de tensión). En cualquiera de los casos, el agente podrá enviar una ventana de tiempo mayor a la indicada. La ventana mínima de tiempo señalada será la utilizada para evaluar el desempeño de los modelos.

La definición de perturbaciones de tensión y eventos de frecuencia se presenta a continuación:

• Perturbación de tensión: variaciones superiores al 5% de la tensión en el punto de conexión.

• Evento de frecuencia: variaciones de la frecuencia por fuera del rango de 59.8 Hz a 60.2 Hz.

Cuando la planta esté prestando el servicio de AGC o tenga un comando de cambio de periodo que modifique la potencia de referencia de la misma, se realizará la comparación hasta el momento en el que se aplica el cambio de consigna.

Para realizar la comparación de las curvas se verificará que la señal simulada inicie en un valor tal que su diferencia respecto a la señal medida no supere el 10 % del error de medida de la señal real. En caso de que la señal medida sea oscilatoria o presente ruido, esta desviación será calculada respecto al promedio de la señal real. Se deberá reportar el procedimiento del cálculo de los errores de medición y registro, indicando claramente la fuente de estos errores asociada a los equipos de medición correspondientes.

En caso de que la planta bajo revisión presente una oscilación asociada al comportamiento normal de esta para ajustarse a las variaciones continuas de la fuente primaria de generación, cuya magnitud no supere el error de medición, se tomará como valor de la señal real el valor medio de la oscilación. En este caso se deberá reportar la señal de referencia de potencia asociada.

En caso de que el CND requiera registros de las plantas conectadas al SDL objeto de la resolución CREG 148 del 2021, que cuenten con supervisión en el CND, el agente deberá enviárselos, a más tardar 8 días calendario después de la solicitud del CND, considerando la mejor resolución disponible a través de los medios que el CND disponga para este intercambio de información. El CND tendrá 2 días después del evento para hacer la solicitud correspondiente.

Para aquellas plantas, objeto de la citada resolución, que no cuenten con supervisión por parte del CND, el OR enviará semestralmente al CND los consolidados de los registros asociados a eventos en frecuencia y perturbaciones de tensión que tengan disponibles en su sistema de supervisión para el semestre correspondiente. Los OR consolidarán los registros de las plantas conectadas a sus sistemas ante estos eventos/perturbaciones.

La solicitud de información por parte del CND a las plantas, sea de manera directa o indirecta a través del OR, se hará en los casos en que la información disponible por parte de la planta tenga una mayor resolución, respecto a la información con la que cuenta el CND.

Para todos los registros se calcularán los índices de coherencia EAMN, CCL y EC definidos en el Anexo 3 del presente Acuerdo. Se considerará que el seguimiento es exitoso si se cumple al menos con una de las siguientes condiciones:

1. EC cumple con los umbrales definidos en la Tabla A3.3 del Anexo 3 del presente Acuerdo.
2. Error absoluto máximo obtenido al comparar las señales simulada y real en toda la ventana de tiempo de análisis, es menor o igual al error de medición siempre y cuando el índice CCL definido en el Anexo 3 sea mayor a 0.45.

En caso de que se tengan menos de 15 registros tanto para perturbaciones de tensión como para eventos de frecuencia por cada planta, en el semestre de análisis, se acumularán los mismos con los periodos de análisis posteriores.

Una vez realizado el cálculo de los indicadores de calidad, se identifica si se superan los umbrales definidos en al menos uno de los índices en 5 casos o más, que tengan el mismo patrón de los definidos en la Figura 1 . En este caso se enviará al agente un informe con el resultado del seguimiento, para que este lo analice e informe al CND a más tardar 8 días calendario después, si identifica alguna causa para esta condición.

En caso de no encontrarse una justificación, el agente y el CND revisarán conjuntamente el tema en un plazo no superior a 5 días hábiles a partir de la respuesta del agente.

Fig. 1

Los patrones indicados en la Figura 1 se detallan a continuación:

- Potencia máxima del modelo difiere de la potencia máxima real del generador: Situaciones donde el máximo aporte esperado del sistema real difiere del máximo aporte obtenido con el modelo.

- Desfase entre la señal medida y la simulada: Patrón asociado a diferencias en los tiempos de actuación de la señal real en comparación a los obtenidos con el modelo.

- Ruido en los registros: Casos en los cuales el ruido de la señal real afecta el cálculo de los índices de coherencia establecidos.

- Tiempo de muestreo de los registros: Está asociado a registros con baja frecuencia de muestreo que no capturan las dinámicas del generador y por lo tanto no pueden ser comparadas adecuadamente con la señal simulada.

- Tiempo de respuesta/velocidad de respuesta: Patrón asociado a diferencias en los tiempos de respuesta

	de la señal real en comparación a los obtenidos con el modelo. - Aporte: Situaciones donde el aporte esperado de la señal real difiere del aporte obtenido con el modelo. - Banda muerta: Casos donde se evidencia que una de las señales (simulada o real) tiene zonas muertas que difieren a las definidas en la otra señal. - Respuesta oscilatoria/Inestabilidad: Casos donde se evidencia una respuesta oscilatoria y/o inestable en solo una de las dos respuestas. A partir de la reunión de revisión se definirá si la respuesta inadecuada del modelo puede ser resuelta a través de un reajuste de parámetros o si se requiere actualizar el modelo de control: o Para el primer caso, el CND con el agente realizarán un ajuste del modelo sin la obligatoriedad de realizar pruebas adicionales. o En el segundo caso, el agente deberá enviar al CND el modelo validado cumpliendo con las pruebas y requerimientos establecidos en el presente Acuerdo, en el plazo definido en la Resolución CREG 148 del 2021 o aquella que lo modifique o sustituya.
13	**PLANTAS CON SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA CON BATERIAS (SAEB)** Cuando se disponga de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con baterías (SAEB) que opere conjuntamente con una unidad o planta de generación eólica y solar fotovoltaica, se deberá incluir el modelo correspondiente del SAEB, considerando la característica de operación y la validación de este modelo en las condiciones que el mismo opere (control de frecuencia o control de tensión, etc), validando que en los demás casos no opera y utilizando las pruebas e indicadores que correspondan según su función operativa. En todos los casos se debe incluir en el modelo del SAEB el lazo del estado de carga y el esquema de operación y control que este tenga, en conjunto con la unidad o planta de generación eólica o solar fotovoltaica.
14	**AMPLIACIÓN DE PLAZOS** Cuando un agente generador de una planta de generación objeto de este Acuerdo no pueda cumplir con cualquiera de los plazos de entrega de información establecidos en el presente Acuerdo, deberá solicitar ampliación del plazo a través de correo electrónico dirigido al Secretario Técnico del CNO con una antelación mínima de 15 días calendario a la fecha de vencimiento del mismo, y presentar la justificación correspondiente de tal situación en el Subcomité de Controles, el cual dará el concepto correspondiente. En todo caso la solicitud de aplazamiento para la actualización de los modelos no puede superar los 6 meses de actualización definidos en la regulación vigente.
15	En el marco del presente Acuerdo, los agentes involucrados deben dar cumplimiento a las reglas de comportamiento de que trata la Resolución CREG 080 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, tal como lo establece el artículo 6 de la Resolución CREG 148 de 2021, o aquella que la modifique o sustituya.
16	El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su expedición.

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte Aguirre

ANEXO(S)

1

REFERENCIAS

[1] Wu, Q. Modeling and Modern Control of Wind Power. Wiley, 2018.
[2] Xiao, W. Photovoltaic Power System: Modeling, Design, and Control. Wiley, 2017.