

**Anexo 1 Criterios de agrupación para el cálculo de unidades equivalente aplicables a plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR**

**Subcomité de  
Controles**



<b>Revisión</b>	<b>Fecha</b>	<b>Descripción</b>
0		

## OBJETIVO

Este anexo define los criterios de agrupación que deben ser considerados al definir las unidades equivalentes de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas.

## METODOLOGÍAS DE AGRUPACIÓN

Los criterios a tener en cuenta al momento de formular la unidad equivalente de plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas son:

**Unidades Eólicas:** Se define como unidad eólica, una unidad que agrega aerogeneradores. Las unidades comparten todas las características indicadas a continuación:

- Tipo de inversor utilizado por los generadores (fabricante, modelo, capacidad) (si aplica).
- Impedancia equivalente vista por cada generador del parque desde terminales hasta el punto de conexión. Para determinar la impedancia se debe:  

Realizar un agrupado de la máxima cantidad de los colectores de la planta de generación tal que al realizar escalones de 10% en el punto de conexión para la frecuencia y la tensión se presente una desviación máxima del 1% para la potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y tensión (kV) medidas en el punto de conexión con respecto a las variables determinadas considerando el modelo agregado. Se debe garantizar que se obtenga el mínimo de unidades equivalentes.
- Configuraciones de los relés de protección de los generadores.
- Configuración de controladores y de valores de referencia de control: Hace referencia a los mismos ajustes de los parámetros de los controladores a nivel de inversor/conversor/ unidad generadora.
- Control de planta.
- Tipos de aerogenerador (Tipo I, II, III, IV o el que corresponda) para plantas de generación eólica.

**Unidades Solares:** Se define como unidad solar a la unidad que agrega inversores y paneles solares. Las unidades solares deben tener las siguientes características en común:

- Tipo de inversor utilizado por los generadores (fabricante, modelo, capacidad).

- Impedancia equivalente vista por cada generador del parque desde terminales hasta el punto de conexión. Para determinar la impedancia se debe:

Realizar un agrupado de la máxima cantidad de los colectores de la planta de generación tal que al realizar escalones de 10% en el punto de conexión para la frecuencia y la tensión se presente una desviación máxima del 1% para la potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y tensión (kV) medidas en el punto de conexión con respecto a las variables determinadas considerando el modelo agregado. Se debe garantizar que se obtenga el mínimo de unidades equivalentes.

- Configuraciones de los relés de protección de los generadores.
- Configuración de controladores y de valores de referencia de control: Hace referencia a los mismos ajustes de los parámetros de los controladores a nivel de inversor/conversor.
- Control de planta.
- Inclinação de los paneles para plantas solares fotovoltaicas.
- Tipo de panel (móvil o fijo). Si es móvil, se deben agrupar según algoritmo de seguimiento.

**Anexo 2 Formato para el reporte de los modelos validados y controles asociados de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR**

**Subcomité de Controles**



<b>Revisión</b>	<b>Fecha</b>	<b>Descripción</b>
0	2025-03-18	Se incluyen consideraciones de los modos de control a validar y parámetros adicionales que deben ser reportados por planta.

## **OBJETIVO**

Este anexo define el formato para el reporte de los modelos validados de la planta de generación y de sus controles asociados.

### **1.1. INFORME DE MODELOS VALIDADOS**

#### **INFORMACIÓN REQUERIDA**

Los informes de modelos validados deberán presentarse a través de los medios establecidos por el CND en formato Adobe Portable Document Format (PDF). Cada informe debe incluir:

- Tabla de contenido
- Generalidades de las pruebas
- Descripción de la planta de generación y sus componentes principales asociados.
- Descripción de los sistemas de control de la planta: control de frecuencia/potencia activa, control de potencia reactiva/tensión (por cada unidad equivalente y a nivel de planta) y cualquier otro sistema de control asociado a los sistemas auxiliares de la planta (compensación, baterías).
- Descripción de la metodología de agregación utilizada, de acuerdo con los lineamientos establecidos en el Anexo 1.
- Descripción de los detalles de las pruebas de validación realizadas
- Diagramas de bloques en dominio de Laplace del controlador de planta, controles eléctricos donde se identifique claramente las siguientes funciones y el valor de los parámetros correspondientes.
  - Control de tensión (estatismo, respuesta rápida de corriente reactiva, curva de carga, modos de control: factor de potencia, potencia reactiva, tensión). En caso de que se requiera una compensación adicional para cumplir con la curva de carga en el punto de conexión, se debe reportar el modelo del elemento correspondiente, así como también los filtros de armónicos que se incorporen en la planta.
  - Estatismo y banda muerta de tensión configurados.
  - Factor K de la función de inyección rápida de reactivos a nivel de inversor y visto desde el POI.
  - Número mínimo de inversores con los cuales se cumple lo establecido en la reglamentación vigente.

- *Voltage Ride Through*: Soportabilidad para eventos de tensión.
- Control de frecuencia el cual debe incluir los parámetros que definen el tiempo de respuesta, estatismo y banda muerta.
- Velocidad de toma de carga y velocidad de descarga.
- *Frequency Ride Through*: Soportabilidad para eventos de frecuencia.
- Rampa de entrada y salida.
- Respuesta rápida de frecuencia para plantas de generación eólicas.
- Cambio de prioridad de P y Q.
- Modo de control ante fallas simétricas y asimétricas (Corriente balanceada, P constante, Q constante).
- Valores de corto circuito para los inversores: parámetros subtransitorio pico, subtransitorio para fallas trifásicas, subtransitorio para fallas bifásicas, subtransitorio para fallas monofásicas, en estado estable, de secuencia negativa.
- Si el proyecto incluye sistemas de baterías, se debe incluir el modelo de las mismas en el cual se representen las características de estas tales como: capacidad nominal, tiempos de carga y descarga, controles disponibles con su respectivas constantes de tiempo y sistemas de protección asociados.
- Curvas comparativas del sistema real vs las obtenidas a través de simulación de los modelos validados.
- Validación de funciones de control (VRT, FRT, Inyección rápida de corriente reactiva) a través de simulación.
- Anexos que contengan los modelos validados implementados en la herramienta de simulación utilizada por el CND y que permitan simular todas las condiciones definidas en el Acuerdo.
- Anexos con archivo de datos que contenga los resultados de las pruebas de validación para todos los sistemas de control (datos de prueba y de simulación) en formato de texto (.txt), con encabezados que identifiquen el nombre de la variable y las unidades de medición correspondientes, de acuerdo con el formato establecido en el Anexo 5.
- Archivo en formato .xlsx debidamente diligenciado con el resumen de las pruebas ejecutadas (Anexo 5)

Los detalles de estos requerimientos se presentan a continuación:

## **Generalidades**

En este numeral se deben incluir los siguientes detalles:

- Nombre de la planta de generación bajo pruebas de validación
- Agente representante
- Ubicación geográfica de la planta de generación (Departamento, municipio, etc)
- Nombre de la persona responsable de las pruebas de validación
- Fecha y hora de realización de las pruebas

## **PLANTA DE GENERACIÓN**

### **Descripción**

En este campo se debe incluir la información relacionada a los elementos que constituyen la planta de generación. Se debe incluir como mínimo:

- Tipo de generación (eólica, fotovoltaica)
- Ubicación geográfica de la planta (Departamento, municipio, etc)
- Número de turbinas (plantas eólicas), número de paneles (plantas solares fotovoltaicas).
- Unifilar con las características de conexión de la planta.
- Transformador de conexión: Incluir toda la información de la placa de características. Indicar si cuenta con un control automático de tensión y cómo es su principio de funcionamiento.
- Longitud de los circuitos de conexión.
- Compensación adicional que se vaya a incluir para cumplir con los requisitos de curva de carga en el punto de conexión. Se debe describir el tipo de compensación (capacitiva, inductiva, fija, SVC, STATCOM) y la capacidad nominal.
- Representación del consumo de servicios auxiliares con el tipo de carga que se considere la representa. Indicar el porcentaje de cada tipo de carga que define el consumo (motores, aire acondicionado, iluminación, etc).
- Número de inversores, modelo y fabricante.

- Descripción de las unidades equivalentes consideradas, indicando claramente el procedimiento para definir las y el número de elementos asociados (inversores, transformadores, etc).
- Si el proyecto incluye sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías (SAEB), se debe incluir el modelo correspondiente y las características de estos: capacidad nominal, tiempos de carga y descarga, funciones de control disponibles, etc.
- Para cada unidad generadora se debe especificar los valores nominales: (Potencia aparente nominal S (MVA), Voltaje en terminales (kV), Factor de potencia nominal fp, Corriente nominal del inversor In (A) (si aplica)).
- Potencia nominal de la planta de generación P (MW), voltaje nominal en punto de conexión Vpoc (kV).
- Descripción de la configuración de los sistemas de control de planta (Power plant controller, PPC) de la planta de generación. En este punto se debe especificar la estructura general de control de la planta, especificando si existen diferentes configuraciones en los controladores de los inversores que constituyen la planta.
- Velocidad de toma de carga: Este parámetro puede ser un único valor en MW/minuto para el rango entre el mínimo técnico y la potencia nominal de la planta, o estar definida para máximo 5 intervalos de potencia de la planta desde mínimo técnico en MW hasta la potencia nominal. El reporte se realizará mediante la herramienta que el CND disponga y deberá considerar los valores definidos en la Tabla A2.1:

Límite Inferior [MW]	Limites Superior [MW]	Velocidad de toma de carga [MW/Minuto]
----------------------	-----------------------	--

*Tabla A2.1. Formato de reporte de información de las velocidades de toma de carga*

- Velocidad de descarga: Este parámetro ser un único valor en MW/minuto o estar definida para máximo 5 intervalos de potencia de la planta desde la potencia nominal hasta el mínimo técnico en MW. El reporte se realizará mediante la herramienta que el CND disponga y deberá considerar los valores definidos en la Tabla A2.2:

Límite Inferior [MW]	Limites Superior [MW]	Velocidad de descarga [MW/Minuto]
----------------------	-----------------------	-----------------------------------

*Tabla A2.2. Formato de reporte de información de las velocidades de descarga*

### **Pruebas de validación**

Se debe realizar una descripción de las pruebas, definiendo:

- Fecha y hora de las pruebas.
- Tipo de prueba: por unidad equivalente o a nivel de planta.
- Datos de la perturbación: tipo (escalón, inyección de registro), magnitud, punto de inyección, tiempo en el cual se realiza la perturbación.
- Condiciones iniciales de la prueba según el tipo:
  - A nivel de planta: voltaje en punto de conexión ( $V_{poc}$ ), potencia activa en el punto de conexión ( $P_{poc}$ ), potencia reactiva en el punto de conexión ( $Q_{poc}$ ), voltaje en terminales de las unidades equivalentes en servicio ( $V_t$ ), potencia activa de las unidades equivalentes en servicio ( $P$ ), potencia reactiva de las unidades equivalentes en servicio ( $Q$ ), número de unidades generadoras en paralelo en las unidades equivalentes en servicio e impedancia equivalente de la red.
  - A nivel de unidad equivalente: voltaje en terminales de la unidad equivalente ( $V_t$ ), potencia activa de la unidad equivalente ( $P$ ) potencia reactiva de la unidad equivalente ( $Q$ ), número de unidades generadoras en paralelo en la unidad equivalente e impedancia equivalente de la red.
- Bases utilizadas en los modelos para llevar las variables a p.u.

### **Verificación de la validez de los parámetros de las unidades equivalentes de la planta**

Debe describirse la metodología de agrupación utilizada (Anexo 1) para determinar las unidades equivalentes de la planta.

### **Parámetros de la planta de generación**

Se deben reportar al menos los parámetros de la planta de generación definidos en el Artículo Ocho del presente Acuerdo, resaltando cuáles parámetros difieren de lo inicialmente reportado.

En los anexos se debe incluir los datos utilizados para construir las curvas reales y las simuladas asociadas a las pruebas realizadas en campo, y especificadas en el

presente Acuerdo, utilizadas para obtener los parámetros de la planta de generación. Los datos asociados deben enviarse en formato de texto (.txt) , considerando la misma estampa de tiempo para ambas curvas y utilizando el formato definido en el Anexo 5 del presente Acuerdo..

## **CONTROL DE POTENCIA REACTIVA/TENSIÓN**

### **Descripción del controlador**

En este campo se debe incluir:

- Fabricante.
- Modelo del equipo.
- Modos de operación disponibles de acuerdo con la regulación vigente (especificar cuando se cuenten con modos que dadas las condiciones del sistema se puedan activar). Al menos se debe contar con los siguientes modos de control: Tensión sin estatismo, tensión con estatismo, potencia reactiva y factor de potencia. Se debe tener en cuenta que la implementación del modo de control sin estatismo puede requerir un lazo de control independiente al lazo de control de tensión con estatismo, lo cual debe reflejarse en el modelo y pruebas reportadas. Ningún ajuste del parámetro del estatismo del modo de control con estatismo reemplazará el modo de control sin estatismo a menos que este valor incluya una lógica que modifique el lazo de control y lo convierta en control sin estatismo.
- Modo de operación normal (control de potencia reactiva, factor de potencia, Tensión, Otro: especificar).
- Arquitectura del control de potencia reactiva/tensión de la planta
- Control automático de taps bajo carga (si aplica)

### **Pruebas de validación**

Se debe realizar una descripción de las pruebas que permitan reproducirlas, definiendo:

- Fecha y hora de las pruebas.
- Tipo de prueba: con unidad sincronizada a la red o en vacío (si aplica)
- Configuración de los controles (Modo de control del PPC Q/V/fp/off).

- Datos de la perturbación: tipo (escalón, inyección de registros), magnitud, punto de inyección, tiempo en el que se realiza la perturbación.
- Condiciones iniciales de la prueba según el tipo:
  - A nivel de planta: voltaje en punto de conexión ( $V_{poc}$ ), potencia activa en el punto de conexión ( $P_{poc}$ ), potencia reactiva en el punto de conexión ( $Q_{poc}$ ), voltaje en terminales de las unidades equivalentes en servicio ( $V_t$ ), potencia activa de las unidades equivalentes en servicio ( $P$ ), potencia reactiva de las unidades equivalentes en servicio ( $Q$ ), número de unidades generadoras en paralelo en las unidades equivalentes en servicio e impedancia equivalente de la red.
  - A nivel de unidad equivalente: voltaje en terminales de la unidad equivalente ( $V_t$ ), potencia activa de la unidad equivalente ( $P$ ) potencia reactiva de la unidad equivalente ( $Q$ ), número de unidades generadoras en paralelo en la unidad equivalente e impedancia equivalente de la red.
- Reporte de cualquier modificación sobre los parámetros del control que haya sido necesaria para la realización de cada prueba.
- Bases utilizadas en los modelos para llevar las variables a p.u.

### **Verificación de la validez del modelo del control de potencia reactiva/tensión**

Se deben presentar la comparación de las curvas reales y simuladas que demuestren la validez del modelo del control de potencia reactiva/tensión. Las curvas deben contener las variables especificadas en el Anexo 5 del presente Acuerdo.

Asimismo, en caso de ser posible, se deben presentar las señales asociadas a la salida del control de planta (señales de corriente activa y corriente reactiva) y a la señal de conmutación de modo de prioridad potencia activa/reactiva.

Todas las curvas incluidas deben tener las siguientes características:

- Etiquetas para los ejes y las correspondientes unidades de medida.
- Títulos para cada gráfica indicando la prueba que fue desarrollada.
- Escala para ambos ejes definida de tal forma que permita visualizar la dinámica de las señales.

En los anexos se debe incluir los datos utilizados para construir las curvas reales y las simuladas en formato de texto (.txt) considerando la misma estampa de tiempo y resolución para ambas curvas y reportando el nombre de la variable y las unidades correspondientes, utilizando el formato definido en el Anexo 5 del presente Acuerdo

En caso de identificarse un comportamiento inestable en este control cuando la unidad está interconectada en las pruebas realizadas, se debe proponer un reajuste para el control correspondiente, mostrando a través de simulación y ante perturbaciones tipo escalón el impacto de este reajuste para los 3 modos de control.

### Diagrama de bloques

Se debe incluir el diagrama de bloques en el dominio de Laplace ( $s$ ) del control de potencia reactiva/tensión incluyendo el control eléctrico de los modelos de las unidades equivalentes, el control eléctrico a nivel de planta, limitadores (si aplican), la representación de la curva de carga correspondiente, lazo de inyección rápida de reactivos, *Voltage Ride Through* y selector de prioridad de potencia activa/reactiva. Asimismo, se debe adjuntar dicho modelo en formato digital de manera que pueda simularse su comportamiento y obtener a partir de esta simulación los resultados que se reportan en el informe. El modelo correspondiente debe ser implementado en la herramienta utilizada por el CND y debe estar definido con base en la capacidad declarada de la planta de generación y de sus unidades equivalentes.

### Parámetros

Se debe reportar una tabla con los parámetros validados incluidos en el diagrama de bloques y las bases usadas para la obtención de los mismos en p.u.

### Verificación de inyección rápida de corriente reactiva y *Voltage Ride Through*

Las pruebas descritas a continuación son realizadas para verificar los modelos asociados al lazo de inyección rápida de corriente reactiva y a la función de *Voltage Ride Through*. Para esto, se debe presentar el detalle y los resultados de las simulaciones realizadas para verificar el comportamiento ante fallas en el punto de conexión de la planta de generación considerando los parámetros de operación sincronizada. Esta validación se basa en simulaciones y no incluye pruebas en campo. En este caso se debe incluir como mínimo la siguiente información:

- Descripción de las condiciones iniciales de la planta de generación: voltaje en punto de conexión ( $V_{poc}$ ), potencia activa en el punto de conexión ( $P_{poc}$ ), potencia reactiva en el punto de conexión ( $Q_{poc}$ ), corriente reactiva en el punto de conexión ( $I_{poc}$ ), voltaje en terminales de las unidades equivalentes en servicio ( $V_t$ ), potencia activa de las unidades equivalentes en servicio ( $P$ ), potencia reactiva de las unidades equivalentes en servicio ( $Q$ ), número de unidades generadoras en paralelo en las unidades equivalentes en servicio e impedancia equivalente de la red.
- Curva de carga obtenida durante las pruebas correspondientes a este parámetro: Se debe parametrizar cada unidad equivalente cuidando que la característica de curva de carga en el punto de conexión sea igual a la que se encuentre reportada ante el CND.
- Para la simulación del desempeño de la función de *Voltage Ride Through*, se deben realizar dos cortocircuitos trifásicos con impedancia cero en el punto de

conexión: uno de 100 ms de duración y otro de 200 ms de duración. Éstos se deben realizar en los 3 modos de control posibles del PPC. Para cada falla, se debe reportar una gráfica por cada una de las siguientes variables: Tensión en el punto de conexión con la característica de VRT superpuesta, potencia activa en el punto de conexión y potencia reactiva en el punto de conexión.

- Adicionalmente, el modelo de la función *Voltage Ride Through* debe incluir el aporte de las componentes de secuencia positiva y negativa durante huecos de tensión simétricos y asimétricos. Para verificar que cuenta con este aporte, se deben simular dos fallas: una monofásica y otra bifásica a tierra con impedancia cero en el punto de conexión y de 100 ms de duración. Para cada falla, se debe reportar una gráfica por cada una de las siguientes variables medidas en el punto de conexión: Voltaje de secuencia positiva con corriente de secuencia positiva superpuestos con la potencia reactiva y voltaje de secuencia negativa con la corriente de secuencia negativa superpuestos con la potencia reactiva. En estas pruebas se verificará que la corriente reactiva adicional de secuencia positiva sea proporcional al cambio del voltaje de secuencia positiva y que el aporte de corriente reactiva de secuencia negativa sea proporcional al cambio del voltaje de secuencia negativa. Estos valores deberán ser tabulados utilizando los formatos establecidos en el Anexo 5 y evaluados en dos puntos: entre 2-3 ciclos y entre 5-6 ciclos de iniciada la falla o hueco de tensión.

Para la simulación del desempeño de la función de inyección rápida de reactivos, se debe realizar un escalón de tensión de 0.15 p.u. ascendente y descendente con 1 s de duración. Ésta se debe realizar en los 3 modos de control posibles del PPC. Para cada escalón, se debe reportar una gráfica por cada una de las siguientes variables: Tensión en el punto de conexión, potencia activa en el punto de conexión y potencia reactiva en el punto de conexión.

## **CONTROL DE POTENCIA ACTIVA/FRECUENCIA**

### **Descripción del controlador**

En este campo se debe incluir:

- Fabricante del equipo.
- Modelo del equipo.
- Fecha de la(s) prueba(s).
- Modos de operación disponibles de acuerdo con la regulación vigente (especificar cuando se cuenten con modos que dadas las condiciones del sistema se puedan activar).
- Arquitectura del control de potencia activa/frecuencia de la planta

### **Pruebas de validación**

Se debe realizar una descripción de las pruebas que permitan reproducirlas, definiendo:

- Fecha de las pruebas
- Tipo de prueba: con unidad sincronizada a la red o en vacío, si aplica.
- Datos de la perturbación: tipo (escalón, registro de frecuencia, etc), magnitud, punto de inyección, tiempo en el que se realiza la perturbación.
- Condiciones iniciales de la prueba según el tipo:
  - A nivel de planta: voltaje en punto de conexión ( $V_{poc}$ ), potencia activa en el punto de conexión ( $P_{poc}$ ), potencia reactiva en el punto de conexión ( $Q_{poc}$ ), voltaje en terminales de las unidades equivalentes en servicio ( $V_t$ ), potencia activa de las unidades equivalentes en servicio ( $P$ ), potencia reactiva de las unidades equivalentes en servicio ( $Q$ ), número de unidades generadoras en paralelo en las unidades equivalentes en servicio e impedancia equivalente de la red.
  - A nivel de unidad equivalente: voltaje en terminales de la unidad equivalente ( $V_t$ ), potencia activa de la unidad equivalente ( $P$ ) potencia reactiva de la unidad equivalente ( $Q$ ), número de unidades generadoras en paralelo en la unidad equivalente e impedancia equivalente de la red.
- Modo de operación del control (Potencia, Frecuencia)
- Reporte de cualquier modificación sobre los parámetros del control que hayan sido necesarios para la realización de cada prueba.
- Bases utilizadas en los modelos para llevar las variables a p.u..

### **Verificación de la validez del modelo del control de potencia activa/frecuencia**

Se deben presentar la comparación de las curvas reales y simuladas que demuestren la validez del modelo del control de potencia activa/frecuencia. Las curvas deben contener las variables especificadas en el Anexo 5 del presente Acuerdo.

Todas las curvas incluidas deben tener las siguientes características:

- Etiquetas para los ejes y las correspondientes unidades de medida
- Títulos claros para cada gráfica indicando la prueba que fue desarrollada
- Escala para ambos ejes definida de tal forma que permita visualizar la dinámica de las señales.

En los anexos se debe incluir los datos utilizados para construir las curvas reales y las simuladas en formato de texto (.txt) considerando la misma estampa de tiempo y resolución para ambas curvas y reportando el nombre de la variable y las unidades correspondientes, utilizando el formato definido en el Anexo 5 del presente Acuerdo.

En caso de identificarse un comportamiento inestable en este control cuando la unidad está interconectada en las pruebas realizadas, se debe proponer un reajuste para el control correspondiente, mostrando a través de simulación y ante perturbaciones tipo escalón el impacto de este reajuste.

### **Diagrama de bloques**

Se debe incluir el diagrama de bloques en el dominio de Laplace ( $s$ ), con el modelo validado del control de potencia activa/frecuencia incluyendo transductores, controlador (ajuste modo de operación con unidad sincronizada), actuadores y turbina (para generadores Tipo I-III, y para tipo IV en caso de que se requiera para el modelo de la respuesta rápida en frecuencia). [1]

El modelo correspondiente al conjunto: control de potencia activa/frecuencia, actuadores y turbina debe incluir un parámetro que permita variar el máximo aporte de potencia activa de la planta teniendo en cuenta la influencia de variables externas tales como la velocidad del viento en plantas eólicas y la radiación en plantas solares fotovoltaicas.

### **Parámetros**

Se debe reportar una tabla con los parámetros validados incluidos en el diagrama de bloques y las bases usadas para la obtención de los mismos en p.u.

### **Verificación de *Frequency Ride Through***

Las pruebas descritas a continuación son realizadas para verificar los modelos asociados a la función de *Frequency Ride Through*. Se debe presentar el detalle y los resultados de las simulaciones realizadas para verificar la funcionalidad de *Frequency Ride Through* de la planta de generación considerando los parámetros de operación sincronizada. En este campo se debe incluir como mínimo la siguiente información:

- Descripción de las condiciones iniciales de la planta de generación: voltaje en punto de conexión ( $V_{poc}$ ), potencia activa en el punto de conexión ( $P_{poc}$ ), potencia reactiva en el punto de conexión ( $Q_{poc}$ ), voltaje en terminales de las unidades equivalentes en servicio ( $V_t$ ), potencia activa de las unidades equivalentes en servicio ( $P$ ), potencia reactiva de las unidades equivalentes en servicio ( $Q$ ), número de unidades generadoras en paralelo en las unidades equivalentes en servicio e impedancia equivalente de la red.

Asimismo, se debe entregar, en medio digital definido por el CND, el sistema de prueba utilizado para realizar la verificación de las funcionalidades mencionadas en la herramienta utilizada por el CND.

Para la ejecución de la prueba se deben realizar dos deslastres de carga: uno que cause la excursión de la frecuencia por fuera de los umbrales definidos en la función de FRT y otro que perturbe la frecuencia dentro de los límites de la funcionalidad. Para cada caso, se debe reportar una gráfica por cada una de las siguientes variables: Potencia activa en el punto de conexión, potencia reactiva en el punto de conexión y frecuencia vista por el lazo de la función FRT.

**Anexo 3 Índices de evaluación para verificar la validez de los modelos de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR**

**Subcomité de  
Controles**



<b>Revisión</b>	<b>Fecha</b>	<b>Descripción</b>
0	2025-03-18	Se modifican consideraciones de cálculo y umbrales de los índices de coherencia.

El principio esencial de la validación de la respuesta dinámica de un modelo es que éste, al ser integrado en el programa de simulación utilizado por el CND para el planeamiento del SIN, permita reproducir dentro de niveles aceptables de precisión la respuesta real de los elementos modelados ante pruebas o perturbaciones en diferentes condiciones operativas.

Con el fin de contar con modelos útiles para el análisis y planeamiento del SIN, los Agentes generadores deben garantizar que la respuesta real y la simulada, utilizando los modelos validados, sean coherentes en los siguientes aspectos:

- Forma general de las curvas para las distintas pruebas de validación que se desarrollen, incluyendo la magnitud y velocidad de la respuesta
- Tiempo de establecimiento, tiempo de respuesta inicial, sobreimpulso
- Bandas muertas
- Valores iniciales y finales

Con el fin de verificar que las curvas sean coherentes de acuerdo con los parámetros y características señaladas, se determinarán los índices de evaluación que se presentan a continuación:

### **VALOR INICIAL (VI)**

Se calcula como el promedio de los datos que abarquen una ventana de tiempo definida por el agente. La ventana debe ser indicada en el informe y Anexo 5, esta ventana inicia en el punto en que se aplica la perturbación hasta el tiempo relativo (tiempo en segundos contado a partir de la perturbación hacia atrás) indicado en el Anexo 5.

### **VALOR FINAL (VF)**

Se calcula como el promedio de los datos que abarquen una ventana de tiempo definida por el agente. La ventana debe ser indicada en el informe y Anexo 5, esta ventana inicia en el último punto del registro hasta el tiempo relativo (tiempo en segundos contado a partir de la perturbación hacia adelante) indicado en el Anexo 5.

### **ERROR ABSOLUTO DEL SOBREPULSO (ES)**

Es la diferencia absoluta entre los sobreimpulsos en porcentaje.

$$ES = |SI_R - SI_S|$$

Con:

$$SI = \frac{v_{\max} - v_f}{v_f - v_i} \times 100$$

Donde:

$SI_R$  : Sobreimpulso de la señal real tomada durante la prueba

$SI_S$  : Sobreimpulso de la señal simulada tomada del modelo

$v_{\max}$  : Valor máximo de la curva

$v_f$  : Valor final de la curva

$v_i$  : Valor inicial de la curva

### **ERROR RELATIVO EN LA RAMPA (ER)**

Es la diferencia absoluta relativa entre los valores de rampa calculados real y simulado

$$ER = \left| \frac{R_R - R_S}{R_R} \right| \times 100$$

Donde:

$R_R$ : Rampa calculada de la señal real

$R_S$ : Rampa calculada de la señal simulada

El siguiente procedimiento para cálculo de la rampa se deberá aplicar tanto al registro tomado durante las pruebas en campo como la simulación realizada. Se deberá realizar una recta de regresión lineal de y sobre x como se presenta en la siguiente ecuación

$$y - \bar{y} = \frac{S_{xy}}{S_x^2} (x - \bar{x})$$

Donde:

$S_{xy}$  es la covarianza

$S_x^2$  es la varianza

El conjunto de datos con los que se calculará la regresión se define en la siguiente ventana: Punto inicial entre el (20-30) % y el punto final entre el (70-80) % respecto al tamaño de la consigna enviada (diferencia entre el valor final y el valor inicial, considerando las definiciones dadas previamente).

Al realizar esta regresión lineal se debe calcular el coeficiente de determinación  $R^2$ , el cual refleja que tan ajustada es la ecuación al modelo que se desea representar, entre más cercano a 1 más ajustado será el modelo. Para garantizar que el valor de rampa es correcto se debe garantizar que el valor de  $R^2$  es mayor a 0.5 lo que indica que la ecuación calculada representará con mayor precisión la respuesta de la planta.

### **ERROR RELATIVO EN EL TIEMPO DE RETARDO (ETR)**

Este error está basado en el tiempo de retardo, el cual se define como el tiempo necesario para que la señal alcance un 50% del valor final. El error relativo en el tiempo de retardo, será la diferencia absoluta relativa entre los tiempos de retardo real y simulado.

$$ETR = \left| \frac{TR_R - TR_S}{TR_R} \right| \times 100$$

Donde:

$TR_R$  : Tiempo de retardo de la señal real tomado durante la prueba

$TR_S$  : Tiempo de retardo de la señal simulada tomado con base en el modelo

### **ERROR RELATIVO EN EL TIEMPO DE ESTABLECIMIENTO (ETE)**

Este error está basado en el tiempo de establecimiento, el cual se define como el tiempo necesario para que la señal ingrese y se mantenga en una banda de  $\pm 3\%$  del tamaño del escalón alrededor del valor final. El error relativo en el tiempo de establecimiento será la diferencia absoluta relativa entre los tiempos de establecimiento real y simulado.

$$ETE = \left| \frac{TE_R - TE_S}{TE_{060}} \right| \times 100$$

Donde:

$TE_R$ : Tiempo de establecimiento de la señal real tomado durante la prueba

$TE_S$ : Tiempo de establecimiento de la señal simulada tomado con base en el modelo

$TE_{060}$ : Tiempo de establecimiento máximo indicado en la resolución CREG 060 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya.

Si se observa un comportamiento oscilatorio o cambios normales en régimen permanente previo a la aplicación de la perturbación, se puede considerar sumar a la banda del 3% un valor igual a la máxima variación de la señal medida previa al evento (Para esta caracterización se toma la misma ventana que para el cálculo del valor inicial; la máxima desviación se calcula como la máxima diferencia en valor absoluto entre el valor inicial calculado y cada uno de los puntos de la señal contenidos en la ventana). La ampliación de la banda se calcula con base al registro, pero es aplicada tanto al registro como a la señal de la simulación. Se recomienda incluir al menos 30 segundos antes de la perturbación.

### **ERROR RELATIVO EN EL TIEMPO DE RESPUESTA INICIAL (ETRI)**

Este error está basado en el tiempo de respuesta inicial, el cual se define como el tiempo necesario para que la señal salga de la banda de  $\pm 3\%$  del tamaño del escalón alrededor del valor inicial. El error relativo en el tiempo de respuesta inicial será la diferencia absoluta relativa entre los tiempos de respuesta inicial real y simulado.

$$ETRI = \left| \frac{TRI_R - TRI_S}{TRI_{060}} \right| \times 100$$

Donde:

$TRI_R$ : Tiempo de respuesta inicial de la señal real tomado durante la prueba

$TRI_S$ : Tiempo de respuesta inicial de la señal simulada tomado con base en el modelo

$TRI_{060}$ : Tiempo de respuesta inicial máximo indicado en la resolución CREG 060 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya.

### **ERROR RELATIVO DEL VALOR FINAL (EVF)**

Este error se define como la diferencia entre los valores finales alcanzados por las señales real y simulada, con base en la señal real.

$$EF = \left| \frac{vf_R - vf_S}{vf_R - vi_R} \right| \times 100$$

Donde:

$vf_R$ : Valor final real de la señal obtenida con base en la prueba.

$vf_S$ : Valor final de la señal simulada obtenida con base en el modelo.

$vi_R$ : Valor inicial real de la señal obtenida con base en la prueba.

### **COEFICIENTE DE CORRELACIÓN LINEAL (CCL):**

Este error es una medida de la relación lineal entre la señal real con la simulada.

$$CCL = \frac{\sum_{i=1}^n (R_i - \bar{R})(S_i - \bar{S})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (R_i - \bar{R})^2 \sum_{i=1}^n (S_i - \bar{S})^2}}$$

Donde:

$R_i$ : Es el i-ésimo valor de la señal real proveniente de la prueba.

$S_i$ : Es el i-ésimo valor de la señal simulada proveniente del modelo.

$\bar{R}$ : Es el valor promedio de la señal real proveniente de la prueba.

$\bar{S}$ : Es el valor promedio de la señal simulada proveniente del modelo.

### **ERROR ABSOLUTO MEDIO NORMALIZADO (EAMN):**

Este error es el promedio del valor absoluto de las diferencias punto a punto entre la señal real y la señal simulada. Cada punto de las señales debe estar normalizado

por el mínimo valor entre el aporte de la señal real y la señal simulada. Se define aporte de la señal real como la máxima diferencia entre la señal real y el valor inicial y aporte de la señal simulada como la máxima diferencia entre la señal simulada y el valor inicial. El error se reporta en porcentaje.

$$EAMN = 100 * \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |(\bar{R}_i - \bar{S}_i)|$$

Donde,

$\bar{R}_i$ : Es el i-ésimo valor de la señal real proveniente de la prueba, el cual es enormalizado por el mínimo valor entre el aporte de la señal real y la simulada.

$\bar{S}_i$ : Es el i-ésimo valor de la señal simulada proveniente del modelo, el cual es normalizado por el mínimo valor entre el aporte de la señal real y la simulada.

$n$ : Es el número de muestras de las señales.

### **ERROR COMBINADO (EC):**

Es el error que considera simultáneamente el *EAMN* y el *CCL* tal como se presenta en la siguiente ecuación:

$$EC = \frac{EAMN + 100(1 - CCL)}{2}$$

El Error combinado se reporta en porcentaje.

Los valores de referencia para los índices de coherencia, las pruebas y las señales sobre las que estos se aplican, son definidos en las Tablas A3.1 a A3.3, para el control de tensión/potencia reactiva, control de frecuencia/potencia activa:

<b>Prueba</b>	<b>Señal</b>	<b>Índice</b>	<b>Valor de referencia</b>
1. Escalón en la variable de referencia pruebas NO limitadas	Vpoc <sup>1</sup>	EC <sup>2</sup>	<=30%
	Q	ES	<=15%
		EVF	<=10%
		TE <sup>3</sup>	<=TE <sub>060</sub>
		ETE	<=30%
		TRI	<=TRI <sub>060</sub>
		ETRI	<=30%
		CCL	>=0.75

<sup>1</sup> En caso de no cumplir con el umbral definido del índice de tensión se puede enviar una justificación técnica adecuada y el CND revisará su validez. En caso de que sea necesario inyectar los registros de tensión en el punto de conexión para reproducir la prueba se debe dar una justificación técnica y el CND revisará su validez. Aplica para todos los Vpoc de la Tabla A3.1.

<sup>2</sup> Para el cálculo del índice se toma como ventana de análisis el rango entre el tiempo en que es aplicada la perturbación hasta el tiempo de establecimiento máximo definido por la CREG 060 TE<sub>060</sub>. Aplica para todos los índices EC, CCL y EAMN de la Tabla A3.1. y Tabla A3.2. Para los demás índices se utilizará el registro completo.

<sup>3</sup> Se verifica para la señal real y simulada. Aplica para los TE y TRI de la Tabla A3.1. y Tabla A3.2.

		EAMN	$\leq 12\%$
2. Escalón en la variable de referencia pruebas limitadas	Vpoc	EC	$\leq 30\%$
	Q	EVF	$\leq 10\%$
		CCL	$\geq 0.75$
		EAMN	$\leq 12\%$
3. Registros durante eventos del sistema	Q	EC	$\leq 30\%$

*Tabla A3.1 Índices de coherencia para validación del modelo del control de tensión/potencia reactiva.*

Prueba	Señal	Índice	Valor de referencia
1. Escalón en la frecuencia NO limitada.	P	CCL	$\geq 0.75$
		EAMN	$\leq 12\%$
		EVF	$\leq 10\%$
		ES	$\leq 15\%$
		TE	$\leq TE_{060}$
		ETE	$\leq 30\%$
		TRI	$\leq TRI_{060}$
		ETRI	$\leq 30\%$
2. Escalón en la frecuencia limitada.	P	CCL	$\geq 0.75$
		EAMN	$\leq 12\%$
		EVF	$\leq 10\%$
3. Rampas	P	EVF	$\leq 10\%$
		ER	$\leq 5\%$
4. Registros durante eventos de frecuencia del sistema y RRF.	P	EC	$\leq 30\%$

*Tabla A3.2 Índices de coherencia para la validación del modelo del control de potencia activa/frecuencia.*

Prueba	Señal	Índice	Valor de referencia
Registros durante perturbaciones de tensión.	Q	EC	$\leq 30\%$
Registros durante eventos de frecuencia del sistema.	P	EC	$\leq 30\%$

*Tabla A3.3 Índices de coherencia para el seguimiento a la calidad de los modelos*

**Anexo 3 Índices de evaluación para verificar la validez de los modelos de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR**

**Subcomité de  
Controles**



Se considera que un modelo pasa exitosamente la etapa de validación, si el 80% de las pruebas cumple con todos los índices de coherencia en cada modo de control indicados en las tablas A3.1 y A3.2 (el control de tensión con y sin estatismo se consideran modos de control distintos), siempre y cuando para el 20% de los casos en que se identifique incumplimiento de los índices se demuestre que este se debe a una situación ajena al control. De lo contrario, el CND informará al Agente sobre los índices incumplidos para que este realice los ajustes necesarios en el modelo. Asimismo, se considerará que el seguimiento de los modelos es exitoso si se cumple con lo indicado en el numeral Decimocuarto del presente Acuerdo y la Tabla A3.3.

**Anexo 4 Guía de pruebas mínimas para realizar la validación de los modelos de control para las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR**

**Subcomité de  
Controles**



<b>Revisión</b>	<b>Fecha</b>	<b>Descripción</b>
0	2025-03-18	Se modifican definiciones de los niveles de carga y consideraciones para la selección de registros.

A continuación, se presenta una guía con pruebas que como mínimo deben ser realizadas para verificar la validez de los modelos de los controles de las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas. Tener en cuenta los siguientes aspectos generales:

- Todas las protecciones y los limitadores del sistema de control de la planta de generación deben estar en servicio durante cualquier prueba en línea o fuera de línea.

Para las pruebas relacionadas se deben tomar mínimo 100 muestras por segundo hasta que la señal se estabilice.

El registro de cada prueba debe tener como mínimo una duración tal que abarque por lo menos dos veces el tiempo de establecimiento definido en la Resolución CREG 060 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya. Este tiempo se cuenta desde el momento en que se aplica la perturbación hasta que se termina el registro.

Para el procesamiento de los registros reales se pueden utilizar filtros que eliminen el ruido de medición siempre y cuando no distorsionen la dinámica asociada. Los informes deben incluir el detalle de los filtros aplicados y el CND revisará la validez de estos. En este caso se deben incluir en los registros la señal no filtrada y la filtrada y diligenciar el Anexo 5 en la respectiva prueba.

- Antes de comenzar las pruebas deben definirse los grupos bajo los cuales se va a realizar la definición de las unidades equivalentes, de acuerdo con los criterios de agrupación establecidos en el Anexo 1.
- Carga Alta (CA): Rango de generación comprendido entre el 80% y la CEN declarada de la planta o la capacidad máxima de la unidad equivalente (cuando aplique).
- Carga Media (CM): Rango generación comprendido entre el 30% y el 70% de la CEN declarada de la planta o la capacidad máxima de la unidad equivalente (cuando aplique).
- Carga Baja (CB): Rango generación comprendido entre el 10% y el 20% de la CEN declarada de la planta o la capacidad máxima de la unidad equivalente (cuando aplique).

#### **1. Validación del modelo del control de potencia reactiva/tensión por unidad equivalente**

La validación del modelo del control de potencia reactiva/tensión debe hacerse en vacío (cuando aplique), y para tres niveles de carga del conjunto de generadores que componen todas las unidades equivalentes (CB, CM y CA), en modo control automático, y se deben realizar como mínimo las siguientes pruebas:

- Prueba en vacío. Esta prueba debe realizarse en los casos en los que se cuente con la tensión de referencia requerida para operación en vacío. En este caso se debe determinar la respuesta al escalón con una de las unidades generadoras que componen la unidad equivalente en vacío con el control de potencia reactiva/tensión en modo de control de tensión. La prueba debe realizarse tanto

en condiciones en las que se exciten todas las dinámicas no lineales del modelo en operación en vacío (limitadores de corriente reactiva) como en condiciones en las que no se activen estas no linealidades. Se deben verificar los siguientes requerimientos:

- El escalón en la referencia del voltaje en terminales de la unidad generadora debe ser al menos un 2% del voltaje nominal de la unidad generadora.
- Se debe almacenar el registro de el voltaje en terminales de la unidad generadora el cual será utilizado como variable de comparación para realizar la validación del modelo.
- Se deben comparar los registros almacenados del sistema real con la respuesta del modelo. Se debe verificar una coherencia entre la forma de la curva, el valor inicial, el sobreimpulso, el tiempo de establecimiento, el tiempo de respuesta inicial, tiempo de retardo, la magnitud y el valor final.
- Prueba con unidades equivalentes sincronizadas a la red. Determinar la respuesta al escalón con las unidades generadoras que componen cada una de las unidades equivalentes de la planta de generación, sincronizadas a la red y con el control de potencia reactiva/tensión configurado en los 4 modos de control (tensión sin estatismo, tensión con estatismo, potencia reactiva y factor de potencia) en las condiciones de carga definidas. Se deben verificar los siguientes requerimientos:
  - Para cada caso se deben aplicar al menos dos escalones en la referencia del control según el modo activo de la planta, uno ascendente y otro descendente, que originen una variación entre el 2% y el 20% de la potencia reactiva (el porcentaje se calcula con respecto a la CEN dividido el número de unidades equivalentes) en terminales de la planta. El escalón correspondiente no debe afectar la seguridad de la operación.
  - Las pruebas deben realizarse tanto en condiciones en las que se exciten las dinámicas no lineales del modelo (por ejemplo: Limitadores de potencia reactiva) como en condiciones en las que no se activen estas no linealidades.
  - Se deben almacenar los registros de al menos la potencia reactiva de la unidad equivalente y el voltaje en el punto de conexión, los cuales serán utilizados como variables de comparación para realizar la validación del modelo. Además, se debe almacenar la potencia activa para verificar que se alcancen en cada prueba los niveles de carga. Se tendrá como tolerancia máxima en la potencia activa el error de medición.
  - Se deben comparar los registros almacenados del sistema real con la respuesta del modelo considerando los índices indicados en la Tabla A3.1.
  - Para el modo normal de operación en los niveles de carga baja y media se deben probar al menos dos<sup>4</sup> combinaciones diferentes de unidades generadoras de tal forma que se logre la misma potencia activa.

---

<sup>4</sup> Las 2 combinaciones se definen como:

## 2. Validación del modelo del control de potencia reactiva/tensión por planta

La validación del modelo del control de potencia reactiva/tensión debe hacerse para tres niveles de carga de la planta de generación (CB, CM y CA) en modo control automático y se deben realizar como mínimo las siguientes pruebas:

- Determinar la respuesta al escalón con la planta de generación sincronizada con el control de potencia reactiva/tensión configurado en los 4 modos de control (tensión sin estatismo, tensión con estatismo, potencia reactiva y factor de potencia) en las condiciones de carga definidas. Se deben verificar los siguientes requerimientos:
  - Para cada caso se deben aplicar al menos dos escalones en la referencia del control según el modo activo de la planta, uno ascendente y otro descendente, que originen una variación entre el 2% y el 20% de la potencia reactiva (el porcentaje se calcula con respecto a la CEN) en terminales de la planta. El escalón correspondiente no debe afectar la seguridad de la operación.
  - Las pruebas deben realizarse tanto en condiciones en las que se exciten las dinámicas no lineales del modelo (por ejemplo: Limitadores de potencia reactiva) como en condiciones en las que no se activen estas no linealidades.
  - Se deben almacenar los registros de al menos el voltaje en el punto de conexión, y potencia reactiva en este punto, los cuales serán utilizados como variables de comparación para realizar la validación del modelo. Además, se debe almacenar la potencia activa para verificar que se alcancen en cada prueba los niveles de carga. Se tendrá como tolerancia máxima en la potencia activa el error de medición.
  - Se deben comparar los registros almacenados del sistema real con la respuesta del modelo considerando los índices indicados en la Tabla A3.1.
  - Para el modo normal de operación en los niveles de carga baja y media se deben probar al menos dos<sup>5</sup> combinaciones diferentes de unidades generadoras de tal forma que se logre la misma potencia activa.

---

**Combinación 1:** Máximo número de inversores disponibles durante la prueba de tal forma que se garanticen los 3 niveles de carga definidos en el presente Acuerdo. En caso de que este número sea inferior al 100% se debe garantizar mediante simulación que el modelo se desempeña adecuadamente con el total de inversores disponibles.

**Combinación 2:** Número mínimo de inversores con el que la unidad equivalente cumple con los requisitos definidos en la Resolución CREG 060 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya. Si con este número de inversores no se alcanza a ingresar al rango de CM se solicitará solo las pruebas en CB.

<sup>5</sup> Las 2 combinaciones se definen como:

**Combinación 1:** Máximo número de inversores disponibles durante la prueba de tal forma que se garanticen los 3 niveles de carga definidos en el presente Acuerdo. En caso de que este número sea inferior al 100% se debe garantizar mediante simulación que el modelo se desempeña adecuadamente con el total de inversores disponibles.

**Combinación 2:** Número mínimo de inversores con el que la planta cumple con los requisitos definidos en la Resolución CREG 060 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya. Si el número de inversores no alcanza a ingresar al rango de CM se solicitará solo las pruebas en CB.

En caso de que se cumplan las siguientes dos condiciones, se deberá realizar pruebas en el mínimo técnico de la potencia activa: El mínimo de la planta es inferior al 10% de la CEN y la capacidad de entrega o absorción de potencia reactiva de la planta es superior al 1% con respecto de la CEN en el mínimo técnico.

- Las pruebas deben realizarse tanto en condiciones en las que se exciten las dinámicas no lineales del modelo (por ejemplo: Limitadores de potencia reactiva) como en condiciones en las que no se activen estas no linealidades.
- Para cada caso se deben aplicar al menos dos escalones en la referencia del voltaje en el modo normal de operación, uno ascendente y otro descendente y no se tendrá alguna restricción del tamaño de los escalones.

Se debe validar el modelo del control de potencia reactiva/tensión teniendo en cuenta la respuesta de la planta a una perturbación del sistema que verifique los siguientes criterios:

- La perturbación debe originar un cambio repentino en el voltaje del sistema de al menos el 2% del voltaje nominal en el punto de conexión o un cambio de al menos el 10% de la potencia reactiva respecto a la CEN
- Los registros deben tener un ancho de ventana mínima tal que se considere 10 segundos después de que la señal de tensión se estabilice.
- Si no es posible contar con un registro con una perturbación del tamaño indicado, se podrá considerar una variación inferior, siempre y cuando la misma supere el umbral del error de medición. Si no se cuenta con ninguna de las variaciones indicadas, se deberá consignar en el informe de validación de modelos, la justificación técnica correspondiente para no incluir la validación considerando los registros asociados.
- Las variables almacenadas incluyen potencia activa y reactiva en el punto de conexión de la planta de generación y voltaje en el punto de conexión.
- El control de potencia reactiva / tensión debe estar en su modo normal de operación.
- Los datos almacenados se comparan con los del modelo considerando una perturbación modelada del voltaje del sistema. Debe haber coherencia entre la potencia activa y reactiva generada y el voltaje en el punto de conexión en términos de: forma y magnitud de las curvas de acuerdo con los índices de coherencia definidos en el Anexo 3.
- Estos registros deben ser diferentes a los usados para el levantamiento del modelo. Adicionalmente el CND seleccionará como mínimo un registro adicional asociado a un evento diferente a los enviados por el Agente.

Adicional a estas pruebas, se realizará la validación en el modelo de los valores de curva de carga obtenidos en las pruebas a esta característica considerando su función en el dominio de la tensión.

### **3. Validación y modelamiento del control de potencia activa/frecuencia.**

Esta validación debe realizarse a nivel de planta o a nivel de unidad equivalente, de acuerdo con las características del control de potencia activa de la planta de generación. Con la planta de generación en los tres niveles de carga (CB, CM y CA). La validación debe realizarse considerando los siguientes métodos:

- Desarrollar una prueba ante al menos dos escalones en la frecuencia de referencia (uno ascendente y otro descendente). Se debe:
  - Almacenar los registros de la señal de referencia de frecuencia y potencia activa de la planta de generación en el punto de conexión.
  - Se deben comparar los registros almacenados del sistema real con la respuesta del modelo. Se debe verificar una coherencia entre la forma de la curva, el valor inicial, el tiempo de retardo, el sobreimpulso, el tiempo de establecimiento, el tiempo de respuesta inicial, la magnitud y el valor final.
  - En los niveles de carga baja y media se deben probar al menos dos<sup>6</sup> combinaciones diferentes de unidades generadoras de tal forma que se logre la misma potencia activa.
- Realizar dos pruebas que se exciten las dinámicas no lineales del modelo:
  - En carga baja o carga media un escalón descendente hasta alcanzar la limitación por el mínimo técnico en caso de que esta limitación este implementada en el sistema de control.  
  
En carga media o carga alta un escalón ascendente hasta alcanzar la limitación por la potencia activa máxima<sup>7</sup>.
- Se debe validar el modelo del control de potencia activa/frecuencia para lo cual se debe capturar al menos un registro de evento en frecuencia en el que la planta esté al menos al 80% de la potencia activa nominal declarada y al menos un registro con la planta operando en una condición con una potencia inferior al 80 % de la potencia activa nominal declarada. En este caso se debe cumplir con los siguientes requerimientos<sup>8</sup>:

---

<sup>6</sup> Las 2 combinaciones se definen como:

**Combinación 1:** Máximo número de inversores disponibles durante la prueba de tal forma que se garanticen los 3 niveles de carga definidos en el presente Acuerdo. En caso de que este número sea inferior al 100% se debe garantizar mediante simulación que el modelo se desempeña adecuadamente con el total de inversores disponibles.

**Combinación 2:** Número mínimo de inversores con el que la planta cumple con los requisitos definidos en la Resolución CREG 060 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya. Si el número de inversores no alcanza a ingresar al rango de CM se solicitará solo las pruebas en CB.

<sup>7</sup> En caso de no disponer al momento de la prueba la totalidad del recurso para alcanzar el valor de la potencia activa máxima, siempre y cuando esta sea superior a la CEN se podrá anexar registros históricos que respalden que la planta es capaz de alcanzar el valor máximo de potencia definido en el modelo el cual también se verificará mediante simulación. Si el valor máximo de potencia activa esta referido a la CEN solo se deberá verificar a través de simulación.

<sup>8</sup> Los registros de los eventos reales de frecuencia se pueden obtener del sistema SCADA y pueden corresponder a un evento anterior o posterior a las pruebas de identificación del modelo siempre y cuando los sistemas modelados no hayan sido modificados.

- Los registros deben cubrir al menos 10 minutos con el evento centrado en la ventana de tiempo correspondiente.
- Se deben almacenar los registros de la señal de referencia de frecuencia y potencia activa de la planta de generación en el punto de conexión.
- Comparar los registros almacenados con los obtenidos con el modelo del control de potencia activa/ frecuencia a través del cálculo de los índices definidos (Ver Anexo 3)

Estos registros deben ser diferentes a los registros tipo escalón utilizados para el levantamiento del modelo. Adicionalmente el CND seleccionará como mínimo un registro adicional asociado a un evento diferente a los enviados por el Agente.

En caso de que no se cuente con los registros indicados debido a que el generador no estuvo disponible durante el periodo previo al envío de los modelos, se utilizarán registros en los que la frecuencia haya excursionado por fuera de la banda muerta o se podrán inyectar directamente al PPC registros asociados a eventos de frecuencia que se tengan disponibles.

#### **4. Validación y modelamiento del lazo de la respuesta rápida en frecuencia (solo eólicas).**

- Realizar inyecciones tipo escalón en la frecuencia del número de unidades generadoras bajo prueba en forma individual de tal forma que el controlador perciba la disminución correspondiente de frecuencia. Estas inyecciones deben realizarse a valores de potencia iguales a: al menos 80%, 40%, 25% y 20% de la potencia nominal de la unidad generadora. Las inyecciones de frecuencia pueden realizarse a través de software interno o mediante variadores de frecuencia conectados de forma externa. En caso de que sea posible se debe inhibir la frecuencia de la red.
- Para cada nivel de carga, se deben realizar escalones de la magnitud y duración presentadas en la Tabla A4.1:

Delta - Disminución de frecuencia (Hz) respecto de 60 Hz	Duración escalón (s)	Tiempo de subida (s)	Tiempo de sostenimiento (s)	Aporte de potencia (MW)	Tasa de toma de carga (MW/Hz)	Tasa de retro de aporte adicional (MW/Hz)	Caída transitoria (p.u.)	Tiempo de recuperación (s)	Objeto
0.1	5	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar por fuera de los límites
0.15	4	<= 2 s	2 s	En función de la desviación de la frecuencia	12 % Potencia nominal de la planta / Hz	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar aporte de la potencia
0.2	4	<= 2 s	2 s	En función de la desviación de la frecuencia	12 % Potencia nominal de la planta / Hz	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar aporte de la potencia
0.4	4	<= 2 s	2 s	En función de la desviación de la frecuencia	12 % Potencia nominal de la planta / Hz	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar aporte de la potencia
0.6	4	<= 2 s	2 s	En función de la desviación de la frecuencia	12 % Potencia nominal de la planta / Hz	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar aporte de la potencia
0.83	4	<= 2 s	2 s	En función de la desviación de la frecuencia	12 % Potencia nominal de la planta / Hz	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar aporte de la potencia
1	20	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar por fuera de los límites
0.2	8	<= 2 s	4 s	En función de la desviación de la frecuencia	12 % Potencia nominal de la planta / Hz	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar tiempo de sostenimiento
0.4	8	<= 2 s	4 s	En función de la desviación de la frecuencia	12 % Potencia nominal de la planta / Hz	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar tiempo de sostenimiento
0.6	8	<= 2 s	4 s	En función de la desviación de la frecuencia	12 % Potencia nominal de la planta / Hz	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar tiempo de sostenimiento
0.83	8	<= 2 s	4 s	En función de la desviación de la frecuencia	12 % Potencia nominal de la planta / Hz	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar tiempo de sostenimiento
1	8	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	No hay requerimiento mínimo	Validar por fuera de los límites

*Tabla A4.1 Escalones de prueba para verificar el modelo de la función de respuesta rápida en frecuencia para las unidades de generación eólica*

- Para cada una de las pruebas realizadas, se deben enviar los registros de la frecuencia vista por la unidad generadora (que debe incluir el escalón aplicado), y la potencia activa de la unidad generadora bajo prueba con una resolución mínima de 10 muestras por segundo, en una ventana de tiempo que cubra desde 3 segundos antes de la inyección del escalón hasta que la potencia activa se recupere y regrese al valor máximo disponible por recurso primario. Adicionalmente, se deben enviar los registros asociados a la velocidad del viento en el momento de la prueba con la mejor resolución disponible.
- Comparar los registros almacenados con los obtenidos con el modelo. Se debe verificar la coherencia entre la forma de la curva (R) y la magnitud (EAMN) a través del índice *EC* con el umbral definido en la Tabla A3.2.

#### 5. Validación de la limitación de rampas operativas.

- Realizar al menos dos escalones en la consigna operativa de potencia activa (uno ascendente y otro descendente), considerando los tamaños de escalón definidos en la Tabla A4.1 teniendo en cuenta el ajuste de rampa definido por la resolución CREG 060 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya o un valor diferente definido por el CND. Esta prueba deberá ser realizada de tal manera que alcance el mínimo técnico y el máximo valor de potencia activa disponible durante la prueba siempre y cuando se encuentre dentro del 50-100% de la CEN.

<b>Rango disponible de generación (Potencia máxima disponible al momento de la prueba – Mínimo técnico)</b>	<b>Tamaño del escalón</b>
Hasta 20 MW	40 - 100 % del tamaño del rango
Mayor a 20 MW y hasta 50 MW	40 - 50 % del tamaño del rango
Mayor a 50 MW y hasta 100 MW	20 - 30% del tamaño del rango
Mayor a 100 MW y hasta 200 MW	10 - 20 % del tamaño del rango
Mayor a 200 MW	5 - 10 % del tamaño del rango

*Tabla A4.1 Guía de escalones de prueba para verificar el modelo de las rampas operativas para las fuentes de generación eólica y solar fotovoltaica conectadas al STN y STR*

- Registrar la potencia activa en el punto de conexión en cada caso con una resolución no inferior a 1 muestra por segundo.
- Para cada caso, comparar los registros almacenados con los obtenidos con el modelo. Se debe verificar la coherencia según lo definido en la Tabla A3.2.