



Acuerdo 2001 Por el cual se aprueban los requisitos técnicos para el control de tensión para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW

Acuerdo Número:

2001

Fecha de expedición:

3 Julio, 2025

Fecha de entrada en vigencia:

3 Julio, 2025

Sustituye Acuerdo:

09/01/2025 Acuerdo 1921 Por el cual se aprueban los requisitos técnicos para el control de tensión para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW

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. 799 del 3 de julio de 2025 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 11.2.2 de la Resolución CREG 148 de 2021 se establece lo siguiente:

"11.2.2. Control de tensión.

Las plantas objeto de este capítulo deben poder aportar al control de la tensión de la red donde se conectan, en el rango operativo normal de su punto de conexión y según las consignas de operación definidas por el Centro de Control del operador de red.

El C.N.O debe identificar, evaluar y definir el esquema de control de tensión más adecuado a utilizar, conforme el nivel de tensión 1, 2 o 3 y tener en cuenta los siguientes lineamientos mínimos:

a) Los parámetros del control de tensión deberán ser configurables.

b) El control de tensión deberá contar al menos con alguno de los siguientes modos de control: tensión, potencia reactiva y/o factor de potencia. Lo anterior conforme la evaluación de control por nivel de tensión.

c) Se deberá identificar cuál consigna de variable de control es necesaria y por nivel de tensión. Para lo anterior, el control podrá tener la capacidad de recibir al menos una consigna de tensión, factor de potencia y/o potencia reactiva; las cuales podrán ser tanto de forma local como remota.

d) El control de tensión deberá disponer de un estatismo (V/Q) configurable.

e) El C.N.O deberá definir los tiempos de respuesta inicial y establecimiento que se deben cumplir, ante cualquier cambio en lazo abierto tipo escalón en la consigna de tensión, potencia reactiva o factor de potencia, de acuerdo con el tipo de consigna definida mediante Acuerdo por nivel de tensión.

f) El control de tensión que se aplique debe ajustarse de tal manera que sea estable.

g) El C.N.O. debe definir la configuración inicial del control por nivel de tensión y deberá especificar el proceso para el cambio en la configuración durante la operación.

h) En caso de requerirse una curva de operación de la potencia reactiva en función de la tensión u otras, deberán definirse por nivel de tensión 1, 2 y 3, siempre evaluando la necesidad de dicho control en el punto de conexión.

	El C.N.O. deberá definir mediante Acuerdo los requisitos anteriores para el tipo de plantas objeto de esta resolución y diferenciados por nivel de tensión y de ser necesario por capacidad de la planta."
4	Que dando cumplimiento a lo previsto en el artículo 6 de la Resolución CREG 148 de 2021, el CNO expidió el Acuerdo 1531 de 2022 "Por el cual se aprueban los requisitos técnicos para el control de tensión para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW", el cual fue sustituido por el Acuerdo 1921 de 2025 en el que se aclaró la posibilidad de establecer entre el generador y el operador de red un aporte diferente de potencia reactiva para potencias activas menores al 10% de Pn, incluido el caso en que no haya entrega de potencia activa.
5	Que el Subcomité de Controles en la reunión 321 del 17 de junio de 2025 dio concepto favorable a la actualización del Acuerdo, y con base en lecciones aprendidas, se hacen ajustes de redacción para aclarar algunos requisitos.
6	Que teniendo en cuenta los análisis que se están desarrollando por parte del CNO en el marco de las Resoluciones CREG 229 de 2021 y 101 003 de 2022, el Consejo podrá modificar las curvas PQ y VQ definidas en el presente Acuerdo, de tal forma que los requisitos definidos para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas a nivel del SDL, STR y STN sean consistentes, respetando las particularidades de cada subsistema.
7	Que el Comité de Operación en la reunión 469 del 26 de junio de 2025 recomendó 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. Curva PQ de referencia Curva de capacidad (P/Pn vs Q/Pn) definida en el Artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019 y reproducida en la Figura 1 del presente Acuerdo. NOTA: Para referirse a las líneas rectas que forman el polígono definido mediante vértices de la curva PQ de referencia, se utiliza en este Acuerdo el término "límites de la curva PQ" Delta de cambio esperado Diferencia en valor absoluto entre el valor inicial de la señal y el valor final esperado. Estatismo en tensión Característica técnica de una planta de generación, que determina la variación porcentual de la tensión dividida por cada variación porcentual de la potencia reactiva. Instalaciones internas o red interna Ver definición en el Anexo General del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. 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 (Pn) Para efectos de este Acuerdo se considera la potencia nominal como: a. Plantas de generación: La capacidad efectiva neta expresada en MW adicionando una precisión de dos cifras decimales. b. Plantas autogeneración: La Potencia máxima declarada. Punto de Conexión al SIN De acuerdo con la Resolución CREG 038 de 2014, es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL; el punto de conexión eléctrico entre los sistemas de dos (2) Operadores de Red; el punto de conexión entre niveles de
---	---

tensión de un mismo OR; o el punto de conexión entre el sistema de un OR y el STN con el propósito de transferir energía eléctrica.

Rango Operativo Normal de la Tensión en el SDL

Rango de tensiones admisibles, alrededor de la tensión nominal, para la operación continua en el SDL. El rango de operación normal está definido en el numeral 6.2.2.1 del Anexo 1 de la Resolución CREG 024 de 2005, o aquella que la modifique o sustituya.

Tiempo de establecimiento (Te)

Tiempo que tarda una señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de 3% del delta de cambio esperado y alrededor de su valor final, ante una entrada escalón. Para más detalles ver explicación en el Acuerdo 1223 de 2019 o aquel que lo modifique o sustituya.

Tiempo de respuesta inicial (Tr)

Tiempo que tarda una señal en alcanzar un 3% del delta de cambio esperado respecto de su valor inicial, ante una entrada escalón. Para más detalles ver explicación en el Acuerdo 1223 de 2019 o aquel que lo modifique o sustituya.

Unidades de Generación (UG)

Inversores solares fotovoltaicos o aerogeneradores individuales que conforman una planta de generación objeto de la resolución CREG 148 de 2021.

Usuario y Usuario final

De acuerdo con la resolución CREG 015 de 2018 el Usuario es la persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor y, para los efectos de la resolución, se le denomina también usuario final.

2

APORTE AL CONTROL DE LA TENSION DEL SIN

Cuando la tensión en el Punto de Conexión de las plantas objeto de la Resolución CREG 148 de 2021 está dentro de los rangos normales de operación, estas plantas deben participar en el control de la tensión por medio de la entrega y absorción de potencia reactiva, cumpliendo con las condiciones definidas en los artículos 3 a 9 del presente Acuerdo.

3

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO DE POTENCIA REACTIVA CON EL SDL PARA PLANTAS CONECTADAS EN LOS NIVELES DE TENSION 2 y 3 - tensiones en el Punto de conexión entre 0.95 y 1.05 p.u

Para tensiones en el Punto de Conexión entre 0.95 p.u y 1.05 p.u las plantas deben operar, como mínimo, en cualquier punto en el interior y en los límites de la curva de capacidad (P/P_n vs Q/P_n) de referencia definida en la Resolución CREG 060 de 2019.

En la curva PQ de referencia, P y Q corresponden la potencia activa y reactiva y P_n a la potencia nominal en el punto de conexión.

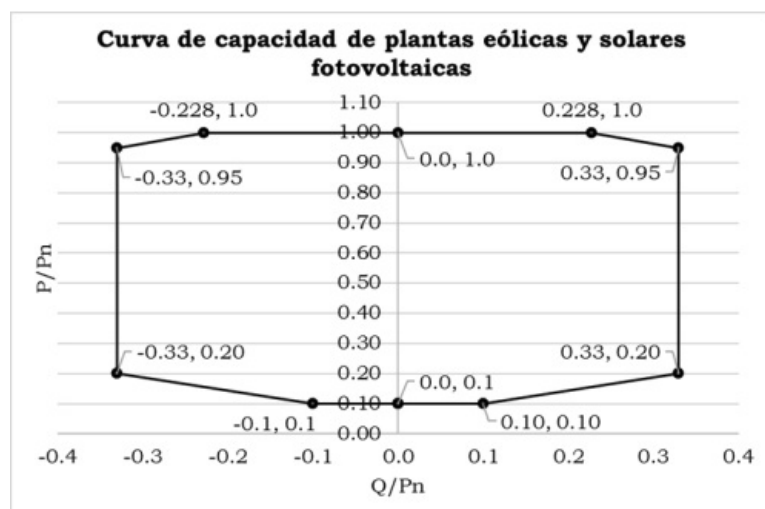


Figura 1: Curva PQ de referencia definida en la resolución CREG 060 de 2019

Para la aplicación del requerimiento definido arriba se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

1. El requerimiento aplica en el Punto de Conexión de la planta.
2. La planta debe declarar una curva de capacidad en el Punto de Conexión para cada valor de la tensión en el punto de conexión entre 0.95 p.u y 1.05 p.u en pasos de 0.01 p.u (pasos del 1% del valor nominal).

Cada curva declarada debe, como mínimo cubrir el rango definido en la curva PQ de referencia. La curva PQ declarada puede ser la misma para cada paso de la tensión. La familia de curvas declarada hace parte de la información requerida para la entrada en operación comercial del proyecto, según lo establecido en el Acuerdo Por el cual se aprueba la actualización del "Procedimiento para la puesta en operación de proyectos de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN -, del Sistema de Transmisión Regional - STR -, de usuarios conectados directamente al STN, al STR y de recursos de generación" o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

3. Cuando una planta objeto de este Acuerdo, esté operando en valores de potencia inferiores al 10% de la potencia activa nominal, no habrá exigencia de entrega o absorción de potencia reactiva para control de tensión. Sin embargo, en esa condición la planta no debe exceder el 5% en aporte o absorción de potencia reactiva respecto a la capacidad de potencia activa nominal de la planta (5 % Q/Pn).

a. Sólo en el caso en el que se tenga común acuerdo entre el OR y el agente generador, podrá establecerse para cada planta un aporte diferente de potencia reactiva para potencias activas menores al 10% de Pn, incluido el caso en que no haya entrega de potencia activa.

4. La curva PQ de referencia y las curvas declaradas se definen para la planta con todas sus unidades de generación(UG) y equipos adicionales de compensación disponibles.

a. Si durante la operación alguna(s) UG se encuentra(n) temporalmente indisponible(s) la capacidad mínima de potencia reactiva requerida se "derratea" de manera proporcional a la cantidad de UGs temporalmente indisponibles.

b. Si la planta requiere de dispositivos adicionales de compensación para cumplir con la curva de capacidad mínima, y durante la operación estos se encuentran temporalmente indisponibles, el operador de la planta deberá informar de la indisponibilidad de acuerdo con los procedimientos establecidos en el numeral 11.3.8 de la resolución CREG 148 de 2021. Adicionalmente en comunicación vía correo electrónico el agente generador deberá informar de la duración esperada de la indisponibilidad y la capacidad de aporte de potencia reactiva disponible de la planta durante la indisponibilidad.

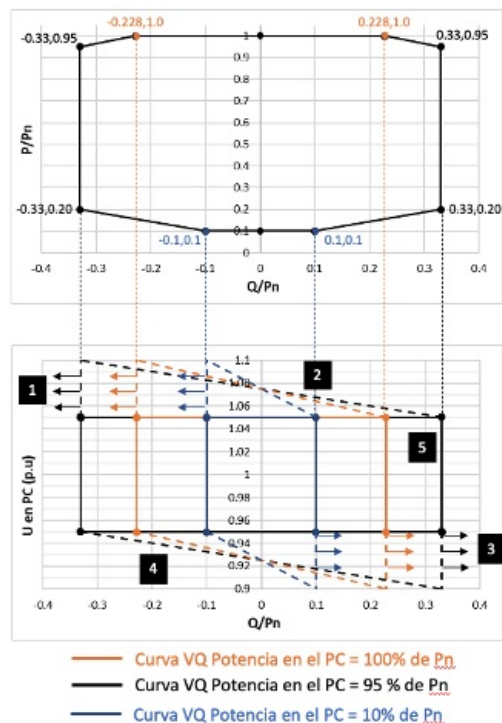
- Para plantas despachadas centralmente esta comunicación deberá ir dirigida al OR con copia al CND.
- Para plantas no despachadas centralmente esta comunicación deberá ir dirigida únicamente al OR. El OR consolidará los cambios que se presenten en los dispositivos adicionales de compensación y los informará al CND como un cambio de parámetro en la curva de capacidad mínima. Los cambios que tengan una duración menor a un mes no se deben informar al CND.

En caso de que la indisponibilidad sea permanente, el OR y el agente deberán acordar los plazos y las condiciones para la implementación de la acción remedial correspondiente.

5. El control de la potencia reactiva dentro del rango de las curvas PQ declaradas deberá ser continuo y dinámico y llevarse a cabo de acuerdo con los modos de control establecidos en el artículo 8 del presente Acuerdo.

6. Antes de la entrada en operación comercial, se realizarán pruebas para verificar las curvas de capacidad declaradas de la planta.

7. La Figura 2 abajo ilustra el requerimiento de aporte de potencia reactiva en términos de una curva VQ complementaria a la curva PQ de referencia.



Notas:

- 1 Para voltajes en el PC mayores a 1.05 p.u (numeral 4 del presente Acuerdo) las plantas deben tener la capacidad de absorber al menos la cantidad de potencia reactiva definida en la curva PQ de referencia, pueden absorber mas potencia reactiva que la mínima definida si su operación segura así lo requiere (ver flechas indicativas en la figura)
- 2 Para voltajes en el PC mayores a 1.05 p.u (numeral 4 del presente Acuerdo) no se definen requerimientos específicos en cuanto a capacidad mínima para entrega de potencia reactiva. Se tomará el valor declarado por la planta (las líneas punteadas corresponden únicamente a una referencia en esta ilustración)
- 3 Para voltajes en el PC menores a 0.95 p.u (numeral 5 del presente Acuerdo) las plantas deben tener la capacidad de entregar al menos la cantidad de potencia reactiva definida en la curva PQ de referencia, pueden entregar mas potencia reactiva que la mínima definida (ver flechas indicativas en la figura)
- 4 Para voltajes en el PC menores a 0.95 p.u (numeral 5 del presente Acuerdo) no se definen requerimientos específicos en cuanto a capacidad mínima para absorber potencia reactiva. Se tomará el valor declarado por la planta (las líneas punteadas corresponden únicamente a una referencia en esta ilustración)
- 5 Para voltajes en el PC entre 0.95 y 1.05 (numeral 3 del presente Acuerdo) p.u aplica la curva VQ rectangular definida por las líneas sólidas en la grafica Q/Pn vs U en el PC. Para voltajes en el PC por encima de 1.05 p.u o por debajo de 0.95 p.u aplica la curva declarada por el agente generador

Figura 2: Curva PQ de referencia definida en la Resolución CREG 148 de 2021 y su relación con la curva VQ definida para las plantas objeto de este Acuerdo

4

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO DE POTENCIA REACTIVA CON EL SDL PARA PLANTAS CONECTADAS EN LOS NIVELES DE TENSION 2 y 3 - tensiones en el Punto de conexión mayores a 1.05 p.u y menores a 1.1 p.u

Para aportar al control de la tensión en todo el rango operativo de voltajes del SDL, la planta debe tener la capacidad de absorber potencia reactiva de acuerdo con la curva PQ de referencia, cuando las tensiones en el Punto de Conexión sean mayores a 1.05 p.u. Es decir, para el rango de tensiones en el Punto de Conexión entre 1.05 y 1.1 p.u el límite izquierdo de las curvas de capacidad a declarar por parte de la planta (la mínima potencia reactiva de la planta) debe cumplir como mínimo con el límite izquierdo de la curva PQ de referencia. Las plantas pueden absorber mas potencia reactiva que la mínima requerida si su operación segura así lo requiere.

El límite derecho de las curvas de capacidad de la planta (máxima potencia reactiva de la planta) será el declarado por el agente generador para cada paso del 1% de la tensión nominal en el punto de conexión. La potencia reactiva máxima a declarar por parte del agente generador para cada paso del 1% de la tensión nominal debe determinarse de manera que se garanticen en la red interna de la planta las condiciones para una operación continua y segura de la planta.

Para la aplicación del requerimiento de aporte de potencia reactiva con tensiones entre 1.05 p.u y 1.1 p.u en el Punto de Conexión, se deben tener en cuenta las mismas condiciones previstas en los numerales 1 a 7 del artículo 3 del presente Acuerdo. Esto teniendo en cuenta que la familia de curvas a declarar (numeral 2 de las condiciones del artículo 3 del presente Acuerdo) corresponde al rango de tensiones en el PC entre 1.05 p.u y 1.1 p.u. La Figura 2 ilustra el requerimiento de aporte de potencia reactiva en términos una curva VQ complementaria a la curva PQ de referencia.

5

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO DE POTENCIA REACTIVA CON EL SDL PARA PLANTAS CONECTADAS EN LOS NIVELES DE TENSION 2 y 3 - Tensiones en el Punto de Conexión menores a 0.95 p.u y mayores a 0.9 p.u

Para aportar al control de la tensión en todo el rango operativo de voltajes del SDL, la planta debe tener la capacidad de entregar potencia reactiva de acuerdo con la curva PQ de referencia cuando las tensiones en el Punto de Conexión sean menores a 0.95 p.u Es decir, para el rango de tensiones en el Punto de Conexión entre 0.9 y 0.95 p.u, el límite derecho de las curvas de capacidad a declarar (la máxima potencia reactiva de la planta) debe cumplir como mínimo con el límite derecho de la curva PQ de referencia.

El límite izquierdo de las curvas de capacidad de la planta (mínima potencia reactiva de la planta) será el declarado por el agente generador para cada paso del 1% de la tensión nominal en el punto de conexión. La potencia reactiva mínima a declarar por parte del agente generador para cada paso del 1% de la tensión nominal, debe determinarse de manera que se garanticen en la red interna de la planta las condiciones para una operación continua y segura de la planta.

Para la aplicación del requerimiento de absorción de potencia reactiva con tensiones entre 0.95 p.u y 0.9 p.u en el Punto de Conexión se deben tener en cuenta las mismas condiciones previstas en los numerales 1 a 7 del artículo 3 del presente Acuerdo. Esto teniendo en cuenta que la familia de curvas a declarar (numeral 2 de las condiciones del artículo 3 del presente Acuerdo) corresponde al rango de tensiones en el PC entre 0.95 p.u y 0.9 p.u. La Figura 2 ilustra el requerimiento de aporte de potencia reactiva en términos una curva VQ complementaria a la curva PQ de referencia.

6

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO DE POTENCIA REACTIVA CON EL SDL PARA AUTOGENERADORES CONECTADOS EN LOS NIVELES DE TENSIÓN 2 y 3

Para las plantas asociadas a proyectos de autogeneración que estén dentro del ámbito de aplicación de la resolución CREG 148 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya, y se conectan en los niveles de tensión 2 y 3, aplican los mismos requerimientos relacionados con la capacidad de aportar o absorber potencia reactiva definidos en los numerales 2 a 5 del presente Acuerdo. En este caso para la verificación del cumplimiento de los requerimientos establecidos y para la declaración de la familia de curvas PQ por cada paso del 1% de la tensión nominal, según lo definido en los numerales 3 a 5 del presente Acuerdo, se debe descontar de los valores netos, medidos o simulados en el Punto de Conexión, el consumo de la potencia activa y reactiva de la carga del usuario final asociado al proyecto de Autogeneración.

Adicionalmente para los proyectos de autogeneración se deberá declarar una familia de curvas PQ por cada valor de la tensión entre 0.9 y 1.1 p.u en el Punto de Conexión, en pasos del 1% de la tensión nominal, considerando los valores netos de la potencia reactiva esperada en el Punto de Conexión . La declaración de estas curvas PQ con los valores netos en el Punto de Conexión no está asociada a ningún requisito adicional de capacidad de aporte o absorción de potencia reactiva. El propósito de las mismas es informar al OR sobre el rango de capacidad neta de potencia reactiva con que puede contar, en el Punto de Conexión, para la operación de su sistema. Para la estimación de estas curvas se deben tener en cuenta los siguientes lineamientos básicos:

- Por cada escalón del 1% de la tensión nominal se declara una curva PQ.
- Las curvas PQ se estiman por medio de simulaciones utilizando un modelo que debe incluir la planta de generación, la carga del cliente y las líneas de transmisión, cables , transformadores y elementos de compensación que haya en la red interna del sistema de autogeneración hasta el Punto de Conexión.
- El eje y de cada curva PQ corresponde a los valores de potencia generada por la planta entre su mínimo técnico y su capacidad instalada.
- El eje x de cada curva PQ corresponde a la potencia reactiva neta máxima y mínima que puede alcanzarse en el Punto de Conexión para cada nivel de generación de la planta, considerando los consumos históricos del usuario final asociado.

o La consideración del consumo histórico del usuario final en los cálculos de potencia reactiva neta se hará según la información disponible para el análisis y lo que se acuerde entre el OR y el agente representante de la planta.

- Las curvas PQ estimadas se entregan al OR en un informe, que además presenta los detalles del modelamiento y la forma como se consideraron los consumos históricos del usuario final.

7

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO DE POTENCIA REACTIVA CON EL SDL PARA PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y EOLICAS CON CAPACIDAD EFECTIVA NETA O POTENCIA MÁXIMA DECLARADA IGUAL O MAYOR A 5 MW Y CONECTADOS EN EL NIVELES DE TENSIÓN 1

Teniendo en cuenta las corrientes nominales esperadas para plantas con capacidad igual o mayor a 5 MW y los límites que establece cada OR para la regulación de la tensión, no se recomienda la conexión de plantas dentro del ámbito de aplicación de este Acuerdo a sistemas con tensiones nominales en el Nivel 1.

En caso de que el Punto de Conexión de una planta que se encuentre dentro del ámbito de aplicación de la Resolución CREG 148 de 2021 sea en el Nivel de Tensión 1, aplicarán los mismos requisitos definidos en los artículos 2 al 6 del presente Acuerdo.

8

CONTROL DEL APOORTE/ABSORCIÓN DE POTENCIA REACTIVA PARA PLANTAS CONECTADAS EN LOS NIVELES DE TENSIÓN 2 y 3

Las plantas deberán contar con un sistema de control para el aporte/absorción de potencia reactiva en el punto de conexión, que permita como mínimo la activación (mutuamente excluyente) de los siguientes modos o funciones:

- Control de voltaje con estatismo: En este modo la planta debe controlar de forma continua su

intercambio de potencia reactiva en el Punto de Conexión, de acuerdo con la característica lineal desviación de voltaje-potencia reactiva (droop o estatismo) y la banda muerta parametrizadas. El voltaje de referencia para calcular la desviación, el estatismo y la banda muerta deberán ser parametrizadas de acuerdo con las consignas y configuraciones definidas por el OR. El intercambio de potencia reactiva con el SDL exigido estará limitado por las curvas de capacidad declaradas.

- Control de potencia reactiva: En este modo la planta debe intercambiar una cantidad constante de potencia reactiva con el SDL en el punto de conexión, de acuerdo con el valor de consigna definido por el OR. La planta deberá tener la capacidad técnica para recuperar el valor de consigna de la potencia reactiva tras cualquier cambio repentino en las condiciones operativas del Punto de Conexión, siempre y cuando el nuevo punto operativo se encuentre dentro de los rangos de las curvas de capacidad declaradas.

- Control de factor de potencia: En este modo la planta debe operar con un factor de potencia constante en el punto de conexión, de acuerdo con el valor de consigna definido por el OR. La planta deberá tener la capacidad técnica para recuperar el factor de potencia de consigna tras un cambio repentino en la potencia activa o en el valor de la tensión en el punto de conexión, siempre y cuando el nuevo punto operativo se encuentre dentro de los rangos de las curvas de capacidad declaradas.

El control de potencia reactiva/tensión, debe ajustarse de tal manera que sea estable y que, ante cualquier cambio en lazo abierto tipo escalón en la consigna de tensión, potencia reactiva o factor de potencia, la potencia reactiva de la planta tenga un tiempo de respuesta inicial menor a 2 segundos y un tiempo de establecimiento menor a 10 segundos.

El control debe tener la capacidad de recibir consignas locales y/o remotas de voltaje de referencia (para modo de control de voltaje con estatismo), factor de potencia y potencia reactiva de acuerdo con lo establecido en la sección 11.3.1 numeral 3 del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021. El operador de la planta será el responsable de la ejecución de dichas consignas.

El modo de control por defecto para las plantas objeto de este numeral será el de voltaje con estatismo. La configuración de la característica del control (estatismo y banda muerta) serán las definidas por el OR para cada planta. Esta configuración dependerá de las características específicas de cada circuito donde se conecten las plantas y deberá resultar de los análisis de planeamiento operativo de cada OR, garantizando la operación continua, segura y eficiente de su sistema. Como valor de referencia inicial (a ser modificado por parte del OR dependiendo de las características específicas del punto de conexión de la planta y tendientes a garantizar la operación continua, segura y eficiente de su sistema) se propone un control con:

- Voltaje de referencia entre 0.95 y 1.05 p.u,
- Banda muerta entre el 0 y el 2% de la tensión nominal en el Punto de Conexión
- Estatismo máximo del 15.15% referido a la potencia activa nominal de la planta. Es decir que para desviaciones de tensión del 5% del valor nominal (con respecto a los límites de la banda muerta) se deben presentar cambios del 33% de la potencia activa nominal de la planta en la potencia reactiva (máximos valores posibles de la curva PQ de referencia).

Para mayor ilustración se presenta a continuación el proceso de cálculo del estatismo:

Los valores de la parametrización inicial del control definidos por el OR deberán ser informados al CND.

Se parte de la ecuación (1) la cual es la definición de estatismo sin banda muerta:

$$Estatismo [\%] = \frac{\Delta V_{p.u}}{\Delta Q_{p.u}} * 100\% \quad (1)$$

El cambio de tensión en p.u se define como:

$$\Delta V_{p.u} = \frac{\Delta V_{kV}}{V_{nominal}} \quad (2)$$

El cambio de potencia reactiva en p.u se define como:

$$\Delta Q_{p.u} = \frac{\Delta Q_{Mvar}}{Q_{base}} \quad (3)$$

La ecuación (3) puede variar según la base que se elija $Q_{base}=CEN$ o $Q_{base}=Q_{max}$, combinando esto se tiene las ecuaciones (4) y (5).

$$\Delta Q_{p.u1} = \frac{\Delta Q_{Mvar}}{CEN} \quad (4)$$

$$\Delta Q_{p.u2} = \frac{\Delta Q_{Mvar}}{Q_{max}} = \frac{\Delta Q_{Mvar}}{0.33CEN} \quad (5)$$

Combinando (4) y (5) en (1):

$$Estatismo_1 [\%] = \frac{\Delta V_{p.u}}{\frac{\Delta Q_{Mvar}}{CEN}} * 100\% = \frac{0.05}{0.33CEN} * 100\% = 15.15\% \quad (6)$$

$$Estatismo_2 [\%] = \frac{\Delta V_{p.u}}{\frac{\Delta Q_{Mvar}}{Q_{max}}} * 100\% = \frac{0.05}{0.33CEN} * 100\% = 5\% \quad (7)$$

El OR podrá, dependiendo de las condiciones operativas del SDL, solicitar al agente generador la implementación de cambios en la configuración definida inicialmente para el control de voltaje con estatismo (pendientes, y banda muerta). El agente generador será el responsable de la implementación de estos cambios. El OR será responsable de informar al CND sobre los mismos.

El OR podrá, dependiendo de las condiciones operativas del SDL donde se conecte la planta, solicitar al agente generador cambiar el modo de control definido por defecto. El agente generador será el responsable de la implementación de estos cambios. El OR será responsable de informar al CND sobre los mismos. El ajuste en los parámetros de los modelos de las plantas se hará según lo establecido en el Acuerdo 1529 de 2022 y el Acuerdo 1413 de 2021, o aquellos que los modifiquen o sustituyan. Los cambios en el modo de control deberán ser justificados por el OR desde el punto de vista técnico, por medio de análisis eléctricos. Estos análisis deberán ser enviados por el OR por correo electrónico al Subcomité de Controles. El Subcomité definirá la necesidad de que los análisis sean presentados por el OR en sus reuniones. Ningún cambio puede comprometer la calidad y la seguridad en la prestación del servicio a los usuarios finales.

Así mismo y para responder a necesidades sistémicas del SIN, el CND podrá solicitar al OR analizar la viabilidad de cambios en los modos de control o configuraciones de los controles en su zona de influencia.

En el caso de los autogeneradores, para determinar el modo de control y su parametrización, el OR deberá tener en cuenta los posibles impactos en la calidad del servicio prestado al usuario final que se conecta con la planta de generación.

De común acuerdo entre el OR y las plantas se pueden implementar modos de control diferentes a los especificados en este numeral. El CND deberá ser informado de estos cambios.

Antes de la entrada en operación comercial de las plantas, se realizarán pruebas para verificar los modos de control, de tensión con estatismo, de potencia reactiva y factor de potencia.

PARÁGRAFO: Cuando se demuestre por medio de estudios técnicos detallados por parte del agente generador, que cumplir con los tiempos de establecimiento y respuesta inicial definidos en este numeral, para los modos de control de potencia reactiva y factor de potencia, requiere el uso de equipos de compensación dinámica adicionales a las unidades de generación, la situación podrá ser evaluada por el Subcomité de Controles y el Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica, y de manera excepcional se podrán aceptar tiempos diferentes a los establecidos.

	Teniendo en cuenta las corrientes nominales esperadas para plantas con capacidad igual o mayor a 5 MW, y los límites que establece cada OR para la regulación de la tensión, no se recomienda la conexión de plantas dentro del ámbito de aplicación de este Acuerdo a sistemas con tensiones nominales en el Nivel 1. En caso de que el Punto de Conexión de una planta que se encuentre dentro del ámbito de aplicación de la Resolución CREG 148 de 2021 sea en el Nivel de Tensión 1, aplicarán los mismos requisitos definidos en el artículo 8 del presente Acuerdo.
10	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.
11	El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su expedición y sustituye el Acuerdo 1921 de 2025.

Presidente - German Caicedo

Secretario Técnico - Alberto Olarte Aguirre