



Consejo Nacional de Operación

Bogotá D. C., 28 de enero de 2020

Doctor
Jorge Alberto Valencia
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG
Ciudad

Asunto: Respuesta a los comentarios del documento: Propuesta de actualización del Acuerdo 1071 de 2018, elaborado en desarrollo de lo dispuesto en la Resolución CREG 030 de 2018. Radicado CREG S-2019-006237.

Respetado Doctor Valencia:

El Consejo Nacional de Operación-CNO en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, y ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, da respuesta a cada uno de los comentarios emitidos por la CREG en el documento del asunto.

Es importante mencionar que los comentarios fueron tenidos en cuenta para la expedición del Acuerdo 1258 del 20 de diciembre de 2019, que sustituyó el Acuerdo 1071.

a. *"Página 3 numeral 1, alcance.*

Comentario: El primer párrafo del citado numeral, creemos hace parte del documento soporte de que trata el numeral 4 de este comunicado". "Comentario transversal a todos los documentos: Consideramos pertinente, como una buena práctica, publicar junto con los documentos que desarrollan las obligaciones de la Resolución CREG 030 de 2018 un documento que soporte las decisiones técnicas que se proponen".

Respuesta: Se acoge el comentario de elaborar un documento que soporte de los lineamientos técnicos establecidos en el Acuerdo 1258, el cual se publicará en el primer trimestre del 2020.

"Por otra parte, es importante aclarar el tratamiento de las instalaciones existentes y que están dando cumplimiento al acuerdo vigente. Entendemos que los requerimientos de esta actualización aplicarían hacia adelante".

Respuesta: Los requisitos del nuevo acuerdo aplican a partir de la fecha de su expedición, es decir a partir del 20 de diciembre de 2019. No obstante, nos permitimos adarar que al revisar los requerimientos del Acuerdo CNO1071, todos los proyectos existentes que estén cumpliendo los lineamientos del acuerdo antes mencionado, también cumplen con los requerimientos del Acuerdo 1258.

- b. "Página 3, numeral 2, Definiciones.

Comentario: En varias partes se usa la palabra "Promotor". Por favor incluir la definición de "promotor".

Respuesta: Se incluyó en el documento la definición del Promotor del Proyecto, como la persona natural o jurídica que desarrolla un proyecto de generación o autogeneración conectado al SIN.

- c. "Página 4, numeral 3, Regulación aplicable".

"Comentario: cuando se menciona: (...) Conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW (...), respecto del subrayado cambiar por AGGE".

Respuesta: Se incluyó en el documento el cambio de Autogenerador de Pequeña Escala -AGPE- por Autogenerador a Gran Escala -AGGE- para potencias entre 1 MW y 5 MW.

- d. "Página 5, numeral 4, literal III, consideraciones".

"Comentario: Por favor revisar la definición del punto de conexión que sea acorde con lo definido en la Resolución CREG 038 de 2014".

Respuesta: Se incluyó en el documento la definición del punto de conexión de la Resolución CREG 038 de 2014.

- e. "Página 6, numeral 5.1, Funciones de protección mínimas en el PC o en la unidad de generación (UG), se menciona: (...) Se adara que no todas las funciones de protección requeridas para proteger un generador son mostradas en las tablas, es responsabilidad del promotor del proyecto instalar todas las funciones de protección requeridas para proteger su sistema de generación. (...)".

"Comentario: Adarar qué sucede si el generador pone una protección adicional a la que está ahí, ¿se rechaza la conexión? ¿y si alguna protección adicional que sea instalada por el generador afecta el sistema, se rechaza la conexión? Se debe mejorar la redacción".

Respuesta: Se mejoró la redacción incluyendo lo siguiente:



Consejo Nacional de Operación

"(...) Se aclara que no todas las funciones de protección que podrían ser requeridas para proteger un generador son mostradas en las tablas, es responsabilidad del promotor del proyecto instalar las funciones de protección requeridas para proteger adecuadamente su sistema de generación y que estas protecciones y sus ajustes no afecten o pongan en riesgo la operación segura y confiable del SIN (...)"

Además, en la nota VI, página 5, se tiene un complemento a lo citado: *"(...) En caso de ser necesario, el promotor del proyecto podrá presentar requerimientos adicionales diferentes a los establecidos en este documento, dichos requisitos deberán ser revisados y validados con el OR o TN, según aplique (...)"*

- f. *"Página 7, numeral 5.1, Funciones de protección mínimas en el PC o en la unidad de generación (UG), se menciona: (...) se recomienda usar solo la función de distancia para generador (ANSI 21G) (...) subrayado fuera de texto"*

"Comentario: Respecto del subrayado: ¿Esto es recomendación o es obligatorio? Por favor aclarar para evitar discusiones entre los OR y los usuarios o generadores"

Respuesta: Se acogió el comentario y se mejoró la redacción como se muestra a continuación:

"(...) En redes donde las líneas adyacentes al sistema de generación estén protegidas con un relé distancia y respaldos con sobrecorrientes se debe usar a nivel de generador las funciones de distancia (ANSI 21G) y de sobrecorriente controlada o restringida por tensión (ANSI 51V), ambas habilitadas simultáneamente. En redes donde las líneas adyacentes dispongan de doble protección distancia, no se requiere la función de sobrecorriente controlada o restringida por tensión (ANSI 51V), es suficiente usar a nivel del generador solo la función de distancia (ANSI 21G) (...)"

- g. *"Página 7, numeral 5.1, Funciones de protección mínimas en el PC o en la unidad de generación (UG), se menciona: (...) Para sistemas de protecciones basados en inversores y frecuencia variable los relés de sobrecorriente controlados por tensión son recomendados por su capacidad para detectar corrientes de falla cercanas a la corriente nominal. (...) subrayado fuera de texto"*

"Comentario: Respecto del subrayado: ¿Esto es recomendado o es obligatorio? Por favor aclarar para evitar discusiones entre los OR y los usuarios o generadores"

Respuesta: Las protecciones de sobrecorriente son obligatorias y la nota estaba orientada a indicar que el uso de la característica particular de una función de sobrecorriente controlada por tensión (ANSI 51V) es sugerida por su capacidad para detectar corrientes de falla cercanas a la corriente nominal. Se acogió el comentario y se mejoró la redacción según se muestra a continuación:

"(...) La(s) función(es) de sobrecorriente que se implementen deberá estar en capacidad de interrumpir las corrientes de corto circuito de la red ante fallas en el sistema de generación y debe coordinar con las protecciones del sistema de potencia. Para sistemas de generación basadas en inversores y frecuencia variable los relés de sobrecorriente controlados por tensión tienen la ventaja, con respecto a los relés de sobrecorriente de otras características, de ser ajustados para detectar corrientes de falla cercanas a la corriente nominal, porque estas tecnologías no superan 1.1 p.u. de corriente nominal de aporte a la falla (...)"

- h. *"Página 7, numeral 5.1, Funciones de protección mínimas en el PC o en la unidad de generación (UG), se menciona: (...) En sistemas de generación síncronos conectados a nivel de tensión 4 o superior la función pérdida de paso es obligatorio. (...)"*

"Comentario: creemos que lo citado no es necesario especificarlo, pues esto es claro de la tabla 1 en la página 6 del documento"

Respuesta: Se acogió el comentario, se eliminó la nota.

- i. *"Página 8, numeral 5.1, Funciones de protección mínimas en el PC o en la unidad de generación (UG), se menciona: (...) Sistemas de generación conectados en el nivel de tensión 4 o superior se deberá coordinar con el TN u OR, según aplique, la necesidad de habilitar una protección anti-isla si se identifican riesgos de formación de islas no planeadas en el sistema del TN u OR. En caso de requerirse, esta protección deberá ser tipo intertrip8. El promotor del proyecto de generación es responsable de los estudios, la gestión, implementación, ajuste y desempeño de la protección anti-isla y de las protecciones adicionales en el PC. (...)"*

"Comentario: no se entiende por qué se puede acordar la necesidad de la protección, si en las tablas que se muestran en el mismo numeral ya es obligatorio"

Respuesta: Se dio claridad en el documento de la solicitud de la anti-isla: se eliminó el requerimiento de las tablas y se deja un párrafo independiente con el requerimiento, tal como se muestra a continuación:

"(...) Sistemas de generación conectados en el nivel de tensión 4 o superior se deberá coordinar con el TN u OR, según aplique, la necesidad de habilitarse una protección anti-isla si se identifican riesgos de formación de islas no planeadas en el sistema del TN u OR. En caso de requerirse, esta protección deberá ser de tipo Intertrip. El promotor del proyecto de generación es responsable de realizar estudios, gestión, implementación, ajuste y desempeño de la protección anti-isla y las protecciones adicionales en el PC (...)"

- j. *"Página 9, numeral 6, Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 o SDL"*

"Comentario: Cuando se menciona (...) Para sistemas de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 solo se permitirá la conexión monofásica de inversores hasta una potencia máxima de 10 kW. (...)", es importante incluir la justificación en el documento soporte".

Respuesta: Se acoge el comentario, se incluirá la sustentación en el documento soporte.

- k. "Página 11, numeral 6.2, Funciones de protección mínimas en el PC o UG para sistemas generación basados en inversores y frecuencia variable, cuando se menciona: (...) Para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable los relés de sobrecorriente controlados por tensión son recomendados por su capacidad para detectar corrientes de falla cercanas a la corriente nominal. (...) subrayado fuera de texto".

"Comentario: Respecto del subrayado: ¿Esto es recomendado o es obligatorio?"

Respuesta: Se acogió el comentario y se mejoró la redacción como se muestra a continuación:

"(...)La función de sobrecorriente que se implemente deberá estar en capacidad de interrumpir los aportes de corrientes de corto circuito de la red ante fallas en el sistema de generación y debe coordinar con las protecciones del sistema de potencia. Para sistemas de generación basadas en inversores y frecuencia variable los relés de sobrecorriente controlados por tensión tienen la ventaja, con respecto a los relés de sobrecorriente de otras características, de ser ajustados para detectar corrientes de falla cercanas a la corriente nominal porque estas tecnologías no superan 1.1 p.u. de corriente nominal de aporte a la falla (...)"

- l. "Página 12, numeral 6.2, Funciones de protección mínimas en el PC o UG para sistemas generación basados en inversores y frecuencia variable, cuando se menciona: (...) Si el sistema de generación se conecta a un circuito que tenga activo un esquema de recierre, los tiempos de operación de la protección anti-isla se deberán coordinar con los tiempos de operación del recierre; es decir, que previo a la puesta en servicio del proyecto de generación dichos tiempos deben ser coordinados entre el OR y promotor del proyecto. (...) subrayado fuera de texto".

"Comentario: Respecto a la primera parte subrayada: ¿En qué momento el usuario conoce que el circuito tiene un esquema de recierre? Consideramos que esta información debe ser suministrada por el OR durante el estudio de conexión".

Respuesta: Se acogió el comentario, se mejoró la redacción e incluyó lo siguiente:

"(...) Si el sistema de generación se va conectar a un circuito que tenga activo un esquema de recierre, los tiempos de operación de la protección anti-isla se deberán coordinar con los tiempos de operación del recierre y el OR le indicará los tiempos del recierre; es decir, previo a la puesta en servicio del proyecto de generación dichos tiempos deben ser coordinados entre OR y promotor del proyecto (...)"



Consejo Nacional de Operación

"Respecto de la segunda parte subrayada: ¿es el generador o el promotor? Definir el promotor".

Respuesta: Se acogió el comentario, se definió Promotor en el documento.

m. *"Página 13, numeral 6.3, sistema de interrupción, cuando se menciona: (...) presentan los requisitos de los equipos de interrupción para todo tipo de tecnología según capacidad y nivel de tensión. (...) subrayado fuera de texto".*

"Comentario: respecto de la parte subrayada, la tabla 9 no discrimina por el nivel de tensión".

Respuesta: Se acogió el comentario, se eliminó la parte subrayada (nivel de tensión).

Se adjunta copia del Acuerdo 1258 de 2019, el cual también puede ser consultado a través de la página WEB del CNO: www.cno.org.co.

Quedamos atentos a cualquier aclaración que consideren.

Atentamente,


ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico del CNO

Adjunto lo anunciado



Consejo Nacional de Operación

Acuerdo 1258 Por el cual se actualiza el documento "Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN"

Acuerdo Número:

N° 1258

Fecha de expedición:

20 Diciembre 2019

Fecha de entrada en vigencia:

20 Diciembre 2019

Sustituye

Acuerdo:

13/06/2018. Acuerdo 1071 Por el cual se aprueba el documento "Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación (menores a 5 MW) en el SIN colombiano"

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, su reglamento interno y según lo aprobado en la reunión no presencial No. 580 del 20 de diciembre de 2019, y

CONSIDERANDO

1

Que en el artículo 9 de la Resolución CREG 030 de 2018 se prevé lo siguiente: (...) *"el CNO deberá determinar las protecciones necesarias para la correcta operación de los AGPE y GD en el STR y SDL."*

2

Que el CNO expidió el Acuerdo 1071 del 13 de junio de 2018, por el cual se aprobó el documento *"Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN colombiano"*.

3

Que la CREG mediante concepto S-2019-006117 del 6 de noviembre de 2019 dio respuesta a la solicitud de concepto del CNO sobre los requisitos de las protecciones en el punto de conexión, así: (...) *"entendemos que el C.N.O podría definir los requisitos técnicos necesarios y suficientes a nivel del inversor o en punto de conexión para el cumplimiento de las funciones que se necesitan de forma integrada de protecciones en el SIN, es decir, la importancia recae sobre la funcionalidad de las protecciones y su interacción o reflejo en el punto de conexión u otros puntos de la red, y no recae sobre la ubicación física de la instalación de la protección. Lo anterior sin perjuicio de que el C.N.O pueda definir requisitos diferenciales para capacidades de AGPE que permitan una mayor flexibilidad acorde con las exigencias que identifique."*

4

Que el Subcomité de Protecciones en la reunión 122 del 4 de diciembre de 2019 dio concepto favorable a la actualización del documento "Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)".

5

Que el Comité de Distribución y el Comité de Operación en las reuniones 230 y 336 del 16 y 19 de diciembre de 2019 recomendaron la expedición del presente Acuerdo.

ACUERDA:

1

Aprobar la actualización del documento *"Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN"*.

Presidente - Diego León González


Secretario Técnico - Alberto Olarte Aguirre

Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Revisión	Fecha	Descripción
0	2018-06-06	Este documento incluye la primera propuesta de requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación (menor a 5 MW) en el SIN colombiano.
1	2019-09-25	Este documento incluye una propuesta unificada de requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN colombiano enviado a la CREG para comentarios.
2	2019-12-04	Este documento incluye una propuesta unificada de requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN colombiano, incluyendo los comentarios atendidos de la CREG y algunas modificaciones por discusiones técnicas adicionales.



Consejo Nacional de Operación

CONTENIDO

1. Alcance	3
2. Definiciones.....	3
3. Regulación aplicable:.....	4
4. Consideraciones:	5
5. Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión 4 o superior.....	6
5.1 Funciones de protección mínimas en el PC o en la unidad de generación (UG).....	6
5.2 Sistema de interrupción	8
5.3 Sistema de puesta a tierra.....	8
5.4 Servicios Auxiliares	9
6. Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 o SDL.....	9
6.1 Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación síncronos y de inducción.....	9
6.2 Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable.....	10
6.3 Sistema de interrupción	13
6.4 Sistema de puesta a tierra:.....	14
6.5 Servicios Auxiliares.....	15
6.6 Ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas para generadores conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3.	15
7. Equipos de registro de eventos:.....	16
8. Referencias.....	17

Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación

El objetivo del presente documento es establecer los requerimientos de protecciones desde el punto de vista sistémico, que aseguren que el sistema de potencia opere dentro de los rangos operativos establecidos en la regulación vigente y evitar riesgos en la operación del Sistema Interconectado Nacional.

1. Alcance

El presente documento establece los requisitos técnicos de los sistemas de protección, desde el punto de vista sistémico, requeridos para la conexión de un sistema de generación al SIN. El documento no cubre los requerimientos de protecciones para detectar fallas al interior un sistema de generación. Es responsabilidad del promotor del proyecto de generación garantizar que todos los equipos de su instalación se encuentren correctamente protegidos, para satisfacer los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad en la operación del SIN. Acorde a lo anterior, todo proyecto de generación debe disponer de un esquema de protección para detectar fallas internas al sistema de generación y externas en la red de alimentación.

Se establecen los requisitos de protecciones para sistemas de generación conectados a nivel de tensión 4 o superior de cualquier capacidad y tecnología. Para sistemas de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, los requisitos se definen por tecnología y capacidad. La diferenciación de requisitos por capacidad en los niveles 1, 2 y 3 cumplen con el mandato de la Resolución CREG 030 de 2018, en la cual, se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN.

2. Definiciones

Sistema de generación: Conjunto de generadores y equipos asociados que se instalan con el propósito de producir energía eléctrica.

Sistema de generación síncronos: Hace referencia a todas las fuentes de generación rotativas cuya velocidad depende de la frecuencia del sistema eléctrico al que se conecta y del número de polos.

Sistema de generación de inducción o asíncrono: Hace referencia a todas las fuentes de generación rotativas que operan a una velocidad ligeramente diferente de la velocidad síncrona, en este tipo de máquina, tanto rotor como estator requieren alimentación de una fuente externa para su correcta operación.



Consejo Nacional de Operación

Sistema de generación onduladores o de frecuencia variable: Hace referencia a todas las fuentes de generación asíncronas de doble alimentación que operan en un amplio rango de velocidad variable¹. Dentro de este tipo de generación se encuentran los generadores eólicos tipo 3.

Sistema de generación basados en inversores: Hace referencia a todas las fuentes de generación basadas en inversores. Dentro de este tipo de sistemas de generación se encuentran los eólicos tipo 4 y fotovoltaicos (PV).

Bahía de generación: Conjunto de equipos de potencia que se utilizan para conectar un sistema de generación a la barra de una subestación.

Protección Anti-isla^{2 3}: Es un esquema de protección que detecta y desconecta, en un periodo corto de tiempo, un sistema de generación cuando se presenta apertura del equipo de corte del alimentador principal o se detecta la operación de una isla no intencional en SIN.

Promotor: Persona natural o jurídica que desarrolla un proyecto de generación o autogeneración conectado al SIN.

3. Regulación aplicable:

- En Colombia los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y/o Sistemas de Distribución Local (SDL) se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición⁴:
 - Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.
 - Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
 - Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
 - Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- En Colombia el Sistema de Transmisión Nacional (STN) opera con tensiones iguales o superiores a 220 kV⁵.
- La Resolución CREG 025 de 1995, o aquella que la modifique o sustituya, define requerimientos para la conexión de cualquier sistema de generación al STN.
- La Resolución CREG 070 de 1998, o aquella que la modifique o sustituya, define requerimientos para la conexión de cualquier sistema de generación al STR y SDL.

¹ Conocidos en inglés como *Double-fed asynchronous generator (DFG)*.

² El estándar IEEE 1547 de 2018 indica que "para islas no intencionales en el cual un recurso de generación distribuido (DER) energice una porción de la red, el DER debe detectar la isla, cesar de energizar y disparar con un retardo máximo de hasta 2 seg".

³ El desempeño de la función anti-isla se puede ver afectado cuando se presenta un balance carga-generación en la red aislada o cuando se dispongan sistemas de generación conectados en paralelo a un mismo ramal, ya sean de diferente tecnología (inversores, síncronos, inducción, entre otros) o inversores de diferentes fabricantes.

⁴ Fuente: CREG - 097- 2008; Art 1.

⁵ Fuente: CREG - 025- 1995; Anexo.



Consejo Nacional de Operación

- La Resolución CREG 030 de 2018, o aquella que la modifique o la sustituya, define requerimientos para la conexión de los generadores de acuerdo con su capacidad instalada, según los siguientes rangos:
 - Conexión al STR o SDL del Autogenerador de Pequeña Escala (AGPE) con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y Generación Distribuida (GD).
 - Conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW.
 - Conexión al STR o SDL del Autogenerador a Gran Escala (AGGE) con potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW.

4. Consideraciones:

- I. En el nivel de tensión 4 o superior, los sistemas de generación se deberán conectar a un barraje a través de su propia bahía de generación. Un autogenerador se podrá conectar a través la bahía de conexión, es decir, un autogenerador podrá conectar su generación en un nivel de tensión diferente al Punto de Conexión (PC).³
- II. Los inversores conectados a un sistema de generación deberán estar certificados por un laboratorio de pruebas reconocido según los estándares de prueba de la IEEE 1547, o aquel que lo sustituya o modifique, y de conformidad con el alcance de la UL 1741 o IEC 62109. La certificación debe ser comparable con la certificación del producto del país de origen y debe ser presentado al Operador de Red (OR) como requisito para la conexión del sistema de generación al SIN.
- III. El PC para sistemas de generación o autogeneración es el definido en la Resolución CREG 038 del 2014, o aquella que la sustituya o modifique. Para autogeneradores con capacidades mayores a 0.25 MW y conectados a los niveles de tensión 1, 2 o 3, los equipos de medida del esquema de protección (transformadores de corriente y/o transformadores de potencial), podrán estar instalados en el PC con el OR o en cualquier otro punto en el mismo nivel de tensión del PC.
- IV. Previo a la entrada del proyecto de generación el promotor deberá reportar al Transportador Nacional – TN u Operador de Red -OR la siguiente información relacionada con el sistema de protecciones para la aprobación del PC: información con los ajustes finales de los equipos de protección en el PC y características del sistema de sincronización. Asimismo, el TN u OR podrán solicitar cuando lo consideren la información de ajustes y esquema de protección en el PC o del sistema de generación.
- V. Posterior a la conexión de un proyecto de generación al SIN, cualquier modificación de ajustes o del esquema de protección en el PC deberá ser autorizada por el TN u OR, según aplique.
- VI. Los requisitos de protecciones descritos en este documento dependen de las características de los sistemas de generación como: capacidad de generación, tipo de tecnología, nivel de tensión y características de aterrizamiento del PC en la red del OR (sistema en delta o estrella sólidamente aterrizada). Acorde a lo anterior, para proyectos de generación con



Consejo Nacional de Operación

idénticas características y conectados en diferentes puntos eléctricos pueden variar los requerimientos de protección. En caso de ser necesario, el promotor del proyecto podrá presentar requerimientos adicionales diferentes a los establecidos en este documento, dichos requisitos deberán ser revisados y validados con el OR o TN, según aplique.

- VII. Los relés de sobrecorriente direccionales y/o esquemas de teleprotección pueden requerir aporte de corriente de secuencia negativa de los sistemas de generación basados en inversores o de frecuencia variable para desempeñarse adecuadamente durante fallas, por lo cual, para estos sistemas de generación se deberá revisar la posibilidad de aportar corriente de secuencia negativa durante huecos de tensión, la cual puede ser generada a partir de diferentes estrategias de control de los inversores.

5. Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión 4 o superior.

Todo sistema de generación conectado al nivel de tensión 4 o superior, independiente de su tecnología, deberá disponer de esquemas de protección principal y de respaldo para proteger la instalación del generador, y para proteger su PC con el STR o STN. Estos esquemas de protección deberán ser selectivos y coordinados con la red existente, es decir, que una falla dentro del sistema de generación debe poder ser despejada por el sistema de protección propio y no por las protecciones del área de influencia.

Las líneas del nivel de tensión cuatro (4) o superior que conecten sistemas de generación basados en inversores o frecuencia variable con el STN o STR, deberán estar dotadas con esquemas de protección basados en protecciones diferenciales como función de protección principal y disponer de respaldo de esquemas asistidos de protección.

5.1 Funciones de protección mínimas en el PC o en la unidad de generación (UG).

Las funciones de protección en la UG o en el PC del nivel de tensión 4 o superior dependen de la tecnología del sistema de generación. En las Tabla 1, 2 y 3 se presentan las funciones de protección sistémicas mínimas requeridas para la conexión en sistemas de generación síncronos, de inducción y basados en inversores y frecuencia variable, respectivamente. Se aclara que no todas las funciones de protección que podrían ser requeridas para proteger un generador son mostradas en las tablas, es responsabilidad del promotor del proyecto instalar las funciones de protección requeridas para proteger adecuadamente su sistema de generación y que estas protecciones y sus ajustes no afecten o pongan en riesgo la operación segura y confiable del SIN.

Tabla 1. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación síncronos

Función de Protección	PC	UG	Notas
Distancia (ANSI 21G) y/o Sobrecorriente (ANSI 51V)		X	a
Sistema de Sincronización (ANSI 25)		X	b
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		c
Sobrecorriente de secuencia Negativa (ANSI 46)		X	
Sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N)	X		d
Sobretensión (ANSI 59)		X	e



Consejo Nacional de Operación

Función de Protección	PC	UG	Notas
Pérdida de paso (ANSI 78)		X	
Pérdida de excitación (ANSI 40)		X	
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	<i>f</i>

Tabla 2. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación de inducción

Función de Protección	PC	UG	Notas
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>c</i>
Sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N)	X		<i>d</i>
Sobretensión (ANSI 59)		X	<i>e</i>
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	<i>f</i>

Tabla 3. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)	X		<i>e</i>
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>c</i>
Sobrecorriente de fases y tierra ANSI (51/51N) ó (51V/51VN) o (67V/67VN)	X		<i>d</i>
Sobretensión (ANSI 59)	X		<i>e</i>
Frecuencia (ANSI 81U/O)	X		<i>f</i>

Notas relacionadas en las Tablas:

- En redes donde las líneas adyacentes⁶ al sistema de generación estén protegidas con un relé distancia y respaldos con sobrecorrientes, se deben usar a nivel de generador las funciones de distancia (ANSI 21G) y de sobrecorriente controlada o restringida por tensión (ANSI 51V), ambas habilitadas simultáneamente. En redes donde las líneas adyacentes dispongan de doble protección distancia, no se requiere la función de sobrecorriente controlada o restringida por tensión (ANSI 51V), es suficiente usar a nivel del generador solo la función de distancia (ANSI 21G).
- En generadores síncronos el sistema de verificación de sincronismo disponible en la unidad de generación deberá comprobar condiciones de sincronismo en dos fases. Para sistemas de autogeneración que deseen operar en modo aislado, deberán contar con la función de chequeo a la energización en el PC y un sistema de sincronización del generador con el sistema de potencia.
- Aplica solo para autogeneradores: la sobrepotencia hacia adelante puede implementarse en los sistemas de control y/o protección de un autogenerador que no declare entregar excedentes a la red. La función debe estar en capacidad de limitar la potencia entregada de la red o desconectar al autogenerador del sistema, según las condiciones pactadas con el OR.

⁶ Línea adyacente: circuitos conectados a la barra de la subestación local del sistema de generación.



Consejo Nacional de Operación

- d. La(s) función(es) de sobrecorriente que se implementen deberá(n) estar en capacidad de interrumpir las corrientes de corto circuito de la red ante fallas en el sistema de generación y debe(n) coordinar con las protecciones del sistema de potencia. Para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable, los relés de sobrecorriente controlados por tensión tienen la ventaja, con respecto a los relés de sobrecorriente de otras características, de ser ajustados para detectar corrientes de falla cercanas a la corriente nominal, porque estas tecnologías no superan 1.1 p.u. de corriente nominal de aporte a la falla.
- e. La medición para la función de protección de tensión para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable, debe ser trifásica con medida fase-tierra en el PC.
- f. La medición para la función de protección de frecuencia puede ser monofásica.

Para los sistemas de generación conectados en el nivel de tensión 4 o superior se deberá coordinar con el TN u OR, según aplique, la necesidad de habilitarse una protección anti-isla si se identifican riesgos de formación de islas no planeadas en el sistema del TN u OR. En caso de requerirse, esta protección deberá ser de tipo Intertrip⁷. El promotor del proyecto de generación es responsable de realizar estudios, gestión, implementación, ajuste y desempeño de la protección anti-isla y las protecciones adicionales en el PC.

5.2 Sistema de interrupción

Todo sistema de generación conectado al nivel de tensión 4 o superior deberá disponer de una bahía de generación con interruptor de potencia, con la capacidad de abrir ante las máximas corrientes de cortocircuito en el PC.

Toda bahía de generación conectada en el nivel de tensión 4 o superior deberá disponer de una protección tipo falla interruptor, que deberá ser implementada en un relé independiente de las protecciones propias principales del equipo protegido, o podrá estar incluida como una función adicional en una protección diferencial de barras.

5.3 Sistema de puesta a tierra

El diseño de la puesta a tierra de instalación de todo sistema de generación incluyendo el PC, además de cumplir con los requerimientos técnicos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), debe considerar en combinación con los sistemas de protección propuestos, el despeje oportuno de todo tipo de fallas a tierra.

En los sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable, conectados a los niveles de tensión 4 o superior, se deberán conectar al sistema de potencia a través de transformadores con aterrizamiento en el lado de Alta Tensión (AT), para garantizar aporte de secuencia cero al sistema de potencia durante fallas.

⁷ Intertrip: Esquema de protección que envía comando de disparo remoto al PC cuando se detecta la apertura del interruptor del interruptor principal al cual se encuentra conectado el sistema de generación.



Consejo Nacional de Operación

El sistema de generación debe disponer de un sistema de aterrizamiento en Media Tensión (MT) para garantizar la detección y despeje de fallas a tierra dentro del sistema de MT.

5.4 Servicios Auxiliares

Todo sistema de generación conectado en el nivel de tensión 4 o superior deberá disponer de al menos un esquema de alimentación de respaldo que garantice la correcta operación de los equipos de protección y control durante fallas, incluso ante ausencia de tensión del alimentador principal.

Para conexiones en el nivel de tensión 4 o superior, las fuentes de alimentación de servicios auxiliares deben ser independientes para cada subestación, es decir, la alimentación de los servicios auxiliares del sistema de generación no puede ser compartido con los servicios auxiliares de una subestación del STR o del STN, según aplique.

6. Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 o SDL.

Para sistemas de generación síncronos y de inducción conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 se definieron requisitos de protecciones independiente de su capacidad; para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable se definieron requisitos de protecciones por capacidad⁸: menor o igual a 0.25 MW, mayor a 0.25 MW y menor o igual a 1 MW, mayor 1 MW y menor o igual a 5 MW y mayor a 5 MW.

La capacidad total de potencia en MW que se conecta a un nodo eléctrico puede ser una sola unidad de generación, o la suma agregada de todos los recursos de generación en el mismo punto eléctrico de conexión. Para sistemas de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 solo se permitirá la conexión monofásica de inversores hasta una potencia máxima de 10 kW.

En las Tabla 4 y 8 del presente documento se presentan las funciones de protección mínimas requeridas para la conexión de sistemas de generación según la tecnología. Se aclara que no todas las funciones de protección requeridas para proteger un generador son mostradas en las tablas, es responsabilidad del promotor del proyecto instalar todas las funciones de protección requeridas para proteger su sistema de generación.

6.1 Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación síncronos y de inducción

Todo sistema de generación síncrono y de inducción conectado a los niveles de tensión 1, 2 y 3, independiente de su capacidad⁹, deberá disponer de esquemas de protección para proteger la instalación del generador y su PC con el SDL, los cuales deberán ser selectivos y coordinados con la

⁸ Estos rangos cubren lo definido en la resolución CREG 030 de 2018. Para el rango entre 0.1 y 0.25 MW se definió que los requisitos de protecciones serán los mismos requisitos que para sistemas de generación menores a 0.1 MW.

⁹ Acorde a las características técnicas y operativas de sistemas de generación síncronos y de inducción por confiabilidad y seguridad del SDL no es posible definir requisitos por capacidad.

red existente, es decir, que una falla al interior del sistema de generación debe poder ser despejada por las protecciones propias y no por las protecciones del área de influencia.

En las Tabla 4 y 5 se presentan las funciones de protección mínimas requeridas para la conexión de sistemas de generación síncronos y de inducción.

Tabla 4. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación síncronos

Función de Protección	PC	UG	Notas
Sistema de Sincronización (ANSI 25)		X	i
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		j
Sobrecorriente de secuencia negativa (ANSI 46)		X	
Sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N)	X		k
Sobrecorriente controlada por tensión (ANSI 51V)		X	
Sobretensión (ANSI 59)		X	l - m
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		n
Pérdida de paso (ANSI 78)		X	o
Pérdida de campo (ANSI 40)		X	
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	m - p
Anti-isla			q
Chequeo a la energización	X		r

Tabla 5. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación de inducción

Función de Protección	PC	UG	Notas
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		j
Sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N)	X		k
Sobretensión (ANSI 59)		X	l - m
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		n
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	m - p
Anti-isla			q
Chequeo a la energización	X		r

NOTA: Espacio no marcado con X en las tablas: Requisito en la unidad de generación o en el punto de conexión, según aplique.

6.2 Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable.

Los requisitos de protecciones para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable se presentan por capacidad:

- Menores o iguales a 0.25 MW: Sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 podrán disponer de protecciones solo a nivel de inversor.
- Mayores a 0.25 MW: Sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 deberán disponer de un esquema de protección para proteger la instalación del generador y su PC con el SDL, los cuales deberán ser selectivos y coordinados con la red existente, es decir, que una falla al interior del sistema



Consejo Nacional de Operación

de generación debe poder ser despejada por las protecciones propias y no por las protecciones del área de influencia.

En las Tabla 6, 7 y 8 se presentan las funciones de protección mínimas requeridas para la conexión de sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable, así:

Tabla 6. Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)		X	<i>l - m</i>
Sobretensión (ANSI 59)		X	<i>l - m</i>
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	<i>m - p</i>
Anti-isla		X	<i>q</i>

Tabla 7. Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable mayores a 0.25 MW y menores o iguales a 1 MW.

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)	X		<i>l - m</i>
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>j</i>
Sobrecorriente de fases y tierra ANSI (51/51N) o (51V/51VN) o (67V/67VN)	X		<i>k</i>
Sobretensión (ANSI 59)	X		<i>l - m</i>
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		<i>n</i>
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	<i>m - p</i>
Anti-isla		X	<i>q</i>
Chequeo a la energización	X		<i>r</i>

Tabla 8. Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable mayores a 1 MW.

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)	X		<i>l - m</i>
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>j</i>
Sobrecorriente de fases y tierra ANSI (51/51N) o (51V/51VN) o (67V/67VN)	X		<i>k</i>
Sobretensión (ANSI 59)	X		<i>l - m</i>
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		<i>n</i>
Frecuencia (ANSI 81U/O)	X		<i>m - p</i>
Anti-isla	X		<i>q</i>
Chequeo a la energización	X		<i>r</i>

Notas relacionadas en las Tablas:

- En generadores síncronos el sistema de verificación de sincronismo disponible en la unidad de generación deberá comprobar condiciones de sincronismo en dos fases.



Consejo Nacional de Operación

- j. Aplica solo para autogeneradores, la sobrepotencia hacia adelante puede implementarse en los sistemas de control y/o protección de un autogenerador que no declare entregar excedentes a la red. La función debe estar en capacidad de limitar la potencia entregada de la red o desconectar al autogenerador del sistema según las condiciones pactadas con el OR.
- k. La función de sobrecorriente que se implemente deberá estar en capacidad de interrumpir los aportes de corrientes de corto circuito de la red ante fallas en el sistema de generación y debe coordinarse con las protecciones del sistema de potencia. Para sistemas de generación basadas en inversores y frecuencia variable los relés de sobrecorriente controlados por tensión tienen la ventaja, con respecto a los relés de sobrecorriente de otras características, de ser ajustados para detectar corrientes de falla cercanas a la corriente nominal porque estas tecnologías no superan 1.1 p.u. de corriente nominal de aporte a la falla.
- l. La medición para las funciones de protección de tensión para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable deberá ser fase-tierra, en cada una de las tres fases, y la operación de la protección deberá ser de fase segregada. Para potencia mayores a 0.25 MW en el PC se deberá garantizar que la activación de la función de sobretensión (ANSI 59) o bajatensión (ANSI 27) sea con tensiones de fase.
- m. Las funciones de protección ANSI 59, ANSI 27 y ANSI 81 serán ajustadas según requerimientos operativos del sistema de potencia. En el numeral 6.6 se presentan los ajustes de tensión y frecuencia para sistemas de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3.
- n. Cuando se realiza la conexión de sistemas de generación con la red del SDL mediante un transformador delta o estrella no aterrizada en el PC, se deberá disponer de una protección de sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N) para detectar fallas a tierra. En caso de no usar la función ANSI 59N se debe proponer un esquema de protección para detectar y despejar fallas a tierra en sistemas de potencia aislados.
- o. En sistemas de generación síncronos menores a 5 MW y conectados a los niveles de tensión 2 y 3, la protección de pérdida de paso y pérdida de campo es opcional.
- p. La medición para la función de protección de frecuencia puede ser monofásica a nivel de inversor o en el PC.
- q. Sistemas de generación conectados a niveles de tensión 1, 2 y 3 deberán disponer de una protección anti-isla, la cual no podrá ser del tipo Vector Shift¹⁰. El tipo de esquema de anti-isla depende de los resultados del estudio de conexión, en el cual se deberá evaluar que bajo diferentes escenarios de carga y topologías de red no se identifiquen desbalances de

¹⁰ Vector Shift: Esquema de protección que detecta cambios instantáneos en el ángulo de la tensión cuando se presentan cambios súbitos en la impedancia del sistema debido a la pérdida de tensión en la salida del sistema de generación. No se debe implementar porque opera de forma casi instantánea ante cambios súbitos en la impedancia del sistema eléctrico de la potencia.

carga – generación que originen la formación de islas no intencionales entre el sistema de generación y la red del OR.

Si el sistema de generación se va a conectar a un circuito que tenga activo un esquema de recierre, los tiempos de operación de la protección anti-isla se deberán coordinar con los tiempos de operación del recierre y el OR le indicará los tiempos del recierre; es decir, previo a la puesta en servicio del proyecto de generación dichos tiempos deben ser coordinados entre OR y promotor del proyecto¹¹.

- r. Esta lógica de control y/o protección chequea que previo a la conexión del sistema de generación con el SDL se verifiquen condiciones seguras de cierre o energización en el PC. El promotor del proyecto debe tomar todas las medidas necesarias para garantizar que la energización del sistema de generación se ejecute con la validación de las condiciones de sincronismo para evitar daños irreversibles en las unidades de generación.

En caso de que el sistema de generación disponga de re-energización automática, se deberán coordinar entre OR y promotor del proyecto las condiciones técnicas y operativas para que la re-energización del sistema de generación se ejecute de forma segura para el SDL; es decir, el sistema de generación se podrá re-energizar cuando se detecte tensión en las tres fases del circuito y secuencia de fase en rangos normales de operación¹².

6.3 Sistema de interrupción

Todo sistema de generación conectado a los niveles 1, 2 y 3 deberán disponer de un equipo de interrupción con la capacidad de abrir ante las máximas corrientes de cortocircuito. En la Tabla 9 se presentan los requisitos de los equipos de interrupción según el tipo de tecnología.

Tabla 9. Requisitos equipos de interrupción

Requerimiento	Equipo de Corte	Notas
Sistemas de generación síncronos o de inducción	Reconectador o Interruptor de Potencia	s
Sistemas de generación basados en inversores ≤ 0.25 MW	Interruptor termomagnético o Interruptor con unidades de disparo ¹³	t
Sistemas de generación basados en inversores > 0.25 MW y ≤ 1 MW	Interruptor con unidades de disparo o Reconectador o Interruptor de Potencia	u - v
Sistemas de generación basados en inversores > 1 MW y ≤ 5 MW	Reconectador o Interruptor de Potencia ¹⁴	u - w
Sistemas de generación > 5 MW	Reconectador o Interruptor de Potencia ¹⁴	u - s

¹¹ El número de intentos de recierre con sus respectivos tiempos de operación, deberán ser suministrados por el OR al promotor del proyecto como dato de entrada para la elaboración del estudio de conexión.

¹² El tiempo de reconexión automática típicamente se ajusta entre 3 – 5 minutos después se detectan condiciones normales de operación en la red.

¹³ También conocido como interruptor de caja moldeada.

¹⁴ El uso del reconectador o del interruptor de potencia dependen de los resultados del cortocircuito del estudio de conexión.



Consejo Nacional de Operación

Notas relacionadas en la tabla:

- s. Este requerimiento se debe cumplir en el PC o para autogeneradores en el PC o en el mismo nivel de tensión del punto de conexión.
- t. Preferiblemente medición de tensión fase – tierra, también se podrá disponer de medición de tensión fase-fase, en el mismo nivel de tensión de conexión del inversor. La protección principal podrá estar integrada en el propio equipo de generación o en el inversor, siempre y cuando se cuente con certificado de conformidad por entidad reconocida de acuerdo al UL 1741 o IEC 62109, las cuales reúnen los requisitos de las protecciones principales.
- u. La medición de la señal de tensión para la activación de las funciones de protección en el PC o en el mismo nivel de tensión del PC, deberán ser de fase-tierra, es decir, se requiere instalación de un PT en cada fase, por lo tanto, las funciones de protección ANSI 27 y ANSI 59 actuarán cuando cualquier tensión fase-tierra alcance el ajuste de disparo.
- v. El equipo de corte podrá estar instalado en un lugar diferente al PC con el OR, y la actuación de alguna función de protección deberán emitir disparo tripolar transferido al equipo de corte del sistema de generación (podrá ser incluso a nivel de inversor). Para este rango es permitido la instalación de fusibles en el PC o en el acople físico entre del sistema de generación con el SDL siempre y cuando se encuentre coordinado con las protecciones del OR.
- w. Para generadores el equipo de corte debe estar instalado en el PC y para los autogeneradores el equipo de corte puede estar en un lugar y/o nivel de tensión diferente al PC con el OR, en cuyo caso las protecciones deberán emitir un disparo tripolar transferido al sistema de generación. La comunicación de la señal de disparo deberá ser duplicado y el tiempo de apertura del interruptor no deberá ser mayor de 100 ms.

En los niveles de tensión 2 y 3 se deberá disponer de un mecanismo de corte visible en el PC del sistema de generación con el SDL, con capacidad de maniobra y bloqueo manual verificable por parte del OR.

La pérdida de tensión en los relés de protección deberá estar señalizada para tomar acciones inmediatas para la recuperación de la señal de tensión, en caso contrario, se deberá implementar un disparo tripolar al sistema de generación ante la señal de pérdida de tensión.

6.4 Sistema de puesta a tierra:

El diseño de la puesta a tierra de instalación de todo sistema de generación incluyendo el PC, además de cumplir con los requerimientos técnicos del RETIE, debe considerar en combinación con los sistemas de protección propuestos, el despeje oportuno de todo tipo de fallas a tierra.

La conexión de sistemas de generación basados en inversores no aportarán corrientes de secuencia cero ante fallas a tierra en la red, para ello el devanado de alta de los transformadores de acoplamiento entre el sistema de generación con la red del OR, deberán disponer de un grupo de conexión con delta o "Y" no aterrizado.



Consejo Nacional de Operación

El sistema de generación debe disponer de un sistema de aterrizamiento para garantizar la detección y el despeje de fallas a tierra dentro del sistema de generación en los niveles de tensión 2 y 3.

6.5 Servicios Auxiliares

Para todos los equipos de protección y equipos de interrupción alimentados con corriente alterna – AC o corriente directa DC, deberán disponer de fuentes de alimentación que garanticen la operación de los equipos de protección y control durante fallas ante la pérdida de la alimentación principal.

6.6 Ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas para generadores conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3.

En la Tabla 10 se presentan los ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas en generadores síncronos y de inducción de cualquier capacidad conectados al SDL.

Tabla 10. Ajuste de protecciones sistémicas para generadores síncronos y de inducción conectados al SDL

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27) *	0.8 p.u.	10 -15 s	Actuación de la protección con tensiones fase-fase
Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27) *	0.6 p.u.	5 s	Actuación de la protección con tensiones fase-fase
Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)	1.12-1.2 p.u.	5-10 s	Actuación de la protección con tensiones fase-fase
Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)	1.3 p.u.	0.5 s	Actuación de la protección con tensiones fase-fase
Sobrefrecuencia (ANSI 81 U/O)	--	--	Ajustados según regulación vigente

(*) La función ANSI 27 no es necesaria, en caso de implementarse se deberá cumplir con los ajustes indicados en la tabla.

En las Tabla 11, 12 y 13 se presentan los ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas generadores basados en inversores y frecuencia variable, según su capacidad, conectados al SDL.

Tabla 11. Ajuste de protecciones sistémicas para generadores basados en inversores y frecuencia variable mayores a 0.25 MW conectados al SDL

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27)	0.8 p.u.	2 s	actuación de la protección con tensiones fase tierra
Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27)	0.6 p.u.	0.2 s	actuación de la protección con tensiones fase tierra
Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)	1.12 p.u.	2 s	actuación de la protección con tensiones fase tierra
Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)	1.15 p.u.	0.2 s	actuación de la protección con tensiones fase tierra
Bajafrecuencia (ANSI 81 U)	57 Hz	0.16 s	actuación de la protección con tensiones fase tierra

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Sobrefrecuencia (ANSI 81 O)	63 Hz	0.16 s	actuación de la protección con tensiones fase tierra

Tabla 12. Ajuste de protecciones sistémicas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable mayores a 0.25 MW y menores a 1 MW conectados al SDL

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Etapa 1: Baja tensión (ANSI 27)	0.8 p.u.	2 s	actuación de la protección con tensiones de fase - tierra
Etapa 2: Baja tensión (ANSI 27)	0.6 p.u.	0.2 s	actuación de la protección con tensiones de fase - tierra
Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)	1.12 p.u.	2 s	actuación de la protección con tensiones de fase - tierra
Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)	1.15 p.u.	0.2 s	actuación de la protección con tensiones de fase - tierra
Baja frecuencia (ANSI 81 U)	57 Hz	0.16 s	actuación de la protección con tensiones de fase - tierra
Sobre frecuencia (ANSI 81 O)	63 Hz	0.16	actuación de la protección con tensiones de fase - tierra

Tabla 13. Ajuste de protecciones sistémicas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW conectados al SDL¹⁵

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN
Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27)	0.85 p.u.	2 s
Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27)	0.5 p.u.	0.16 s
Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)	1.15 p.u.	2 s
Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)	1.2 p.u.	0.16 s
Bajafrecuencia (ANSI 81 U)	57 Hz	0.16 s
Sobrefrecuencia (ANSI 81 O)	63 Hz	0.16 s

7. Equipos de registro de eventos:

Los sistemas de generación mayores a 1 MW deben disponer de registro cronológico de eventos (SOE). El SOE debe capturar el cambio de estado del equipo de corte, y el arranque y disparo de los sistemas de protección con resolución de 1 ms¹⁶.

Para sistemas de generación mayores a 5 MW, los registros oscilográficos de los sistemas de protección se deben proveer en formato COMTRADE con las señales análogas de tensión y corriente por fase y con las señales digitales de arranque y disparo de los sistemas de protección. Los registros oscilográficos de los equipos de protección deben capturar eventos con un tiempo mínimo de pre-falla de 500 ms y de post-falla sea mayor a 2 segundos, además, contar con una resolución mínima de muestreo de 1 KHz y almacenar mínimo 8 registros.

¹⁵ En caso de identificarse problemas de desconexión masivas de sistemas de generación en un circuito sano debido a fallas en la red, se podrán definir entre el OR y promotor nuevos tiempos desconexión para las funciones de tensión.

¹⁶ Valor referenciado de la resolución CREG 025 de 1995.



Consejo Nacional de Operación

Para sistemas de generación mayores a 5 MW el error máximo de sincronización del SOE y/o registros oscilográficos no deberá ser superior a ± 200 ms¹⁷. El OR, TN o CND podrán solicitar al generador la información técnica para análisis de los eventos.

La información técnica asociada a las protecciones y SOE de sistemas de generación de nivel 4 o superior debe estar sincronizada con la hora oficial colombiana.

8. Referencias

- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Chile, 2016.
- Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión. Chile, 2016.
- Norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación. Chile, 2015.
- Especificaciones Particulares Endesa: Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución AT-MT y BT. España, 2017.
- Protection Requirements of Embedded Generators >30kW, Asgrid. Australia, 2013.
- IEEE 1547 de 2018, Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interface.
- Distribution Interconnection Handbook, Pacific Gas and Electric Company, Technical Document Management.
- Recommendation for the connection of generating plant to the distribution systems of licensed distribution network operators, Energy Networks Association.

¹⁷ Margen de error acordado en el Subcomité de protecciones, Acta 67 del 22 de septiembre de 2017.