

Anexo 1: Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional colombiano

Subcomité de Protecciones



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 definidas en la resolución CREG 060 de 2019.
3	2020-05-28	Este documento incluye los requisitos de protecciones para sistemas de generación que compartan activos de conexión, según lo indicado en la resolución CREG 200 de 2019. Además, se incluyen otras consideraciones y/o aclaraciones.
4	2022-02-11	Este documento incluye los requisitos de protecciones para sistemas de generación basados en inversores y conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, según lo indicado en las resoluciones CREG 148 y 174 de 2021.
5	2022-09-22	Este documento incluye los requisitos de protecciones para sistemas de generación basados en inversores y conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, según lo indicado en las resoluciones CREG 101-011 de 2022.
6	2023-09-07	Este documento incluye los requisitos de protecciones para sistemas de generación basados en inversores y autogeneradores conectados al SIN.
7	2024-07-19	Este documento incluye los requisitos de protecciones para sistemas de generación basados en inversores y autogeneradores conectados al SIN y recomendaciones actualización de RETIE.
8	2025-12-10	Este documento actualiza a 960 Hz la tasa mínima de muestreo de los registros COMTRADE y otros ajustes recomendados por OR derivados de la experiencia operativa.
9	2026-08-06	Este documento se actualiza por resoluciones CREG 098/2026, CREG 099/2026 y CREG 104/2026 e incluye recomendaciones técnicas discutidas en el subcomité de protecciones.

Contenido

1. Introducción	4
2. Alcance.....	4
3. Definiciones	4
4. Regulación aplicable:.....	8
5. Consideraciones:.....	10
6. Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión cuatro (4) o superior.....	15
6.1 Funciones de protección mínimas en el PC o en la unidad de generación (UG). 15	
6.2 Sistema de interrupción.....	21
6.3 Sistema de puesta a tierra.....	21
6.4 Servicios Auxiliares	22
7. Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 o SDL	22
7.1 Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación síncronos y de inducción	23
7.2 Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable.....	24
7.3 Ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas para generadores conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3.	33
7.4 Sistema de interrupción.....	35
7.5 Sistema de puesta a tierra:.....	37
7.6 Servicios Auxiliares	38
8. Equipos de registro de eventos.....	38
9. Pruebas.....	39

10. Lista de verificación.....	40
11. Referencias.....	40

1. Introducción

Los requisitos descritos en el presente Anexo Técnico están enfocados a cubrir los requerimientos de protecciones de los sistemas de generación desde el punto de vista sistémico, cuyo objetivo es asegurar que el sistema de potencia opere dentro de los rangos operativos establecidos en la regulación vigente y así, evitar riesgos en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

2. Alcance

El presente Anexo Técnico contiene requisitos técnicos de los sistemas de protección para sistemas de generación conectados a cualquier nivel de tensión, capacidad y tecnología, 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 de 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.

Los requisitos técnicos para sistemas de generación aplicables en este documento cubren sistemas de autogeneración (AG) de pequeña (AGPE) y gran escala (AGGE), autogeneración de forma remota (AGFR), autogeneración colectiva (AC), generación distribuida (GD), generación distribuida colectiva (GDC), productor marginal remoto (PMR), sistemas de generación con punto de conexión compartido (PCC) y cualquier otro tipo proyecto de generación que se conecte al SIN. Los requerimientos técnicos aplicables para cada sistema de generación aplicarán en función de la capacidad instalada o nominal del activo o unidad de generación, nivel de tensión del punto de conexión (PC) y tecnología de generación; para algunos casos específicos se definen requisitos por tipo de sistema de generación.

Este documento contiene los requisitos de protecciones, según lo establecido en las regulaciones CREG 025 de 1995, CREG 070 de 1998, CREG 060 de 2019, CREG 200 de 2019, CREG 075 de 2021, CREG 148 de 2021, CREG 174 de 2021, CREG 011 de 2022, CREG 101 098 de 2026, CREG 101 099 de 2026 y CREG 101 104 de 2026 diferenciando los requisitos por capacidad, tecnología y nivel de tensión (1, 2, 3 y 4 o superior).

3. Definiciones

En este Acuerdo se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Acuerdo de conexión compartida entre generadores (ACCG)¹: Es un acuerdo o compromiso de utilización compartida de activos de conexión para transportar la energía de dos o más plantas individuales a un mismo punto de conexión del SIN.

Activos de Conexión Compartidos (ACC)¹: Son todos los elementos que son considerados activos de conexión y que son compartidos por agentes generadores para poder transportar la energía desde dos o más plantas de generación individuales a un mismo punto de conexión del Sistema de Transmisión Nacional (STN), Sistema de Transmisión Regional (STR) o Sistema de Distribución Local (SDL).

Activos de generación²: Son todos los activos eléctricos asociados a una planta o recurso de generación.

Autogeneración (AG)³: Actividad realizada por usuarios, sean estos personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atiende la propia demanda o necesidad se realizará sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red.

Autogenerador a gran escala (AGGE)³: Autogenerador con capacidad instalada o nominal superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015, o aquella que la modifique o sustituya.

Autogenerador a pequeña escala (AGPE)³: Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Autogenerador colectivo (AC) y Generador Distribuido Colectivo (GDC)²: Definiciones de que trata la Resolución CREG 101 072 de 2025 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Autogenerador remoto (AGR)²: Es la persona natural o jurídica que realiza la actividad de autogeneración de forma remota (AGFR) con cualquier valor de capacidad instalada o nominal del activo de generación y cualquier tipo de recurso empleado para tal fin.

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

¹ Definición tomada de la resolución CREG 101-098 de 2026, o aquella que la sustituya o modifique.

² Definición tomada de la resolución CREG 101-099 de 2026, o aquella que la sustituya o modifique.

³ Definición tomada de la resolución CREG 174 de 2021, o aquella que la sustituya o modifique.

Capacidad instalada o nominal de un autogenerador y un generador distribuido³: Es la capacidad continua a plena carga del sistema de generación del autogenerador o del generador que se conecta al SIN, bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante.

Cuando la conexión al SIN sea a través de inversores, esta capacidad corresponde a la suma de las capacidades nominales de los inversores en el lado de corriente alterna o con conexión al SIN. La capacidad nominal de un inversor corresponde al valor nominal de salida de potencia activa indicado por el fabricante.

Capacidad instalada o nominal del activo de generación del AGR o del productor marginal remoto (PMR)²: Es la capacidad continua a plena carga del activo de generación del AGR o del PMR que se conecta al STN, STR o SDL, bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante. (...)

Excedentes²: se refiere a la energía eléctrica entregada al STN, STR o SDL en el punto de conexión del usuario en el que tiene activos de generación al interior de sus activos eléctricos de conexión. En el mencionado punto de conexión, coinciden físicamente la frontera de generación del activo de generación y la frontera de comercialización para el consumo del usuario.

Generación distribuida (GD)³: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1 MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).

Potencia máxima declarada para generadores, AGPE y AGGE³: Corresponde a la potencia que es declarada por el AGPE o AGGE ante el OR, en el momento del registro de la frontera comercial para entrega de excedentes de energía, cuando aplica, y declarada durante el procedimiento de conexión.

Para el GD se entiende que es la capacidad efectiva neta aplicable a los agentes generadores de acuerdo con la regulación vigente, declarada ante el OR en el procedimiento de conexión y en el momento de registro de la frontera comercial.

La potencia máxima declarada será igual a la potencia establecida en el contrato de conexión, en caso de que este aplique. Así mismo, esta deberá ser menor o igual a la capacidad instalada o nominal, y será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera comercial.

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

Protección Anti-isla: Es un esquema de protección que detecta y desconecta, un sistema de generación para evitar la operación de una isla no intencional o no controlada debido a balances de generación y carga en una porción del SIN.

Productor marginal remoto (PMR)²: Es la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados produce energía eléctrica para que a través de un agente comercializador se realice la atención remota de una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa, con un activo de generación de cualquier valor de capacidad instalada y cualquier tipo de recurso empleado para tal fin (PMRUFR) y en los términos establecidos en esta resolución.

Punto de conexión (PC): Para sistemas de generación o autogeneración es el definido en la resolución CREG 038 del 2014, o aquella que la sustituya o modifique.

Punto de conexión compartido (PCC)¹: Es el “punto de conexión” de que trata la Resolución CREG 038 de 2014 y que representa el punto de conexión eléctrico en el cual los ACC del grupo de generadores se conectan al STN, a un STR o a un SDL.

Punto de conexión individual (PCI)¹: Es el punto de conexión eléctrico que coincide con el punto donde se encuentra la frontera individual de que trata la Resolución CREG 200 de 2019.

Red de Activos de Conexión Compartida (RACC)¹: Es la red que conforma el conjunto de ACC para la conexión al STN, STR o SDL de dos o más plantas de generación.

Sistema de generación: Conjunto de activos generación y equipos asociados que se instalan con el propósito de producir energía eléctrica. Para el caso de sistemas de generación que compartan activos de conexión, se hace referencia a cada sistema de generación o planta individual que se conecta al PCC.

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).

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.

Sistema de generación onduladores o de frecuencia variable: Hace referencia a todas las fuentes de generación asíncronos de doble alimentación que operan

en un amplio rango de velocidad variable⁴. Dentro de este tipo de generación se encuentran los generadores eólicos tipo 3.

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.

4. 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 definición⁵:
 - 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 kV⁶.
- 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.
- La resolución CREG 060 de 2019, o aquella que la modifique o la sustituya, define modificaciones y adiciones transitorias al reglamento de operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones.
- La resolución CREG 200 de 2019, o aquella que la modifique o la sustituya, define un esquema para permitir que los generadores que compartan activos de conexión al SIN.

⁴ Conocidos en inglés como *Double-fed asynchronous generator (DFG)*.

⁵ Fuente: CREG - 097- 2008; Art 1.

⁶ Fuente: CREG - 025- 1995; Anexo.

- La resolución CREG 148 de 2021, o aquella que la modifique o la sustituya, adiciona transitoriamente un Capítulo al Anexo General del Reglamento de Distribución, adoptado mediante la Resolución CREG 070 de 1998, en aspectos relacionados con la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas (SFV) en los Sistemas de Distribución Locales (SDL) y con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.
- La resolución CREG 174 de 2021, o aquella que la modifique o la sustituya, define aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). También se regulan aspectos de procedimiento de conexión de los autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW.
- La resolución CREG 075 de 2021, o aquella que la modifique o la sustituya, define las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el SIN.
- La resolución CREG 101-011 de 2022, o aquella que la modifique o la sustituya, adiciona transitoriamente un Capítulo al Anexo General del Reglamento de Distribución, adoptado mediante la Resolución CREG 070 de 1998, en aspectos técnicos relacionados con la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas (SFV) en los Sistemas de Distribución Locales (SDL), y con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW.
- La resolución CREG 101 098 de 2026, o aquella que la modifique o la sustituya, regula los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.
- La resolución CREG 101 099 de 2026, o aquella que la modifique o la sustituya, se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto con usuarios de forma remota, se regulan aspectos comerciales, de conexión y operación en el SIN, y se establecen disposiciones respecto de recursos sin entrega de energía a la red.
- La resolución CREG 101 104 de 2026, o aquella que la modifique o la sustituya, establece un procedimiento de normalización para plantas solares en el SDL que pasaron a estado de pruebas y se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 en el SIN y se dictan otras disposiciones.

- El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), Resolución MME 40284 del 23 de junio de 2026, o aquella que la modifique o la sustituya, establece las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; minimizando los riesgos de origen eléctrico.

5. Consideraciones:

A continuación, se detallan las consideraciones para la elaboración del presente Anexo Técnico; en todo caso, los agentes y/o promotor(es) que intervengan en la conexión de cualquier sistema de generación deben consultar y aplicar, sin excepción, todos los requerimientos técnicos definidos en las regulaciones vigentes descritas en el numeral 4, o aquellas que la modifiquen o sustituyan:

- I. En el nivel de tensión cuatro (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 de la bahía de conexión, es decir, un autogenerador podrá conectar físicamente su generación en un nivel de tensión diferente al Punto de Conexión (PC).
- II. El PC para sistemas de generación es el definido en la resolución CREG 038 del 2014, o aquella que la sustituya o modifique.
- III. 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 y en conformidad con el alcance de la UL 1741 o IEC 62109, o aquellos que los sustituyan o modifiquen. 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.
- IV. Cuando se implementen para el SDL protecciones anti-isla con método activo, el fabricante del inversor debe certificar compatibilidad entre la función de control Fault Ride Through (FRT) y la protección anti-isla, ambas disponibles en el inversor, cumpliendo requerimientos del estándar IEC 62116, o aquel que lo sustituya o modifique: *"Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas - Procedimiento de pruebas para las medidas de prevención de formación de islas en la red"*. En complemento, previo a la puesta en operación, se debe confirmar que el modelo del inversor, la versión de firmware, entre otras características, correspondan con los presentados en el certificado de cumplimiento de la norma IEC 62116 o equivalente.
- V. Para equipos de medida que cuenten con sensores de tensión y corriente, el fabricante deberá suministrar un certificado que acredite que estos

equipos cumplen con los requisitos aplicables a un transformador de potencial (PT) y transformador de corriente (CT) de protección y que son aptos para la implementación de las funciones de protección descritas en el presente Anexo Técnico. Específicamente para equipos de medidas se debe cumplir con estándar IEC 61869, o su equivalente.

- VI. Las señales de medida de las funciones de protección disponibles en el PC y/o PCC deben estar tomadas de los PT y/o CT. Las medidas de corriente para las funciones de sobrecorriente deben ser tomadas siempre de los núcleos de protección.
- VII. Para sistemas de generación distribuida (GD) y sistemas de autogeneración menores a 5 MW y conectados a los niveles de tensión 1, 2 ó 3, los equipos de medida del esquema de protección (CT y PT) podrán estar instalados en el PC o en otro lugar en el mismo nivel de tensión del PC, acordado con el OR. Cuando se disponga de equipos de medida del sistema de protección en un lugar diferente al PC se debe disponer de un equipo de corte en el PC considerando los requisitos definidos en el numeral 7.4.
- VIII. Los aspectos operativos y de mantenimiento en el tramo de circuito entre el PC y la ubicación de los equipos de medida y corte asociados al sistema de protección del sistema de generación deberán pactarse y coordinarse previamente entre agente generador y OR que otorga el PC.
- IX. Los requisitos de protecciones descritos en este documento dependen de las características de los sistemas de generación como: capacidad instalada o nominal 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 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/TN, según aplique.
- X. Los sistemas de generación que se conecten al SIN, con capacidad instalada o nominal mayor a 0.1 MW, deben disponer de un estudio de ajuste y coordinación de protecciones (EACP), siguiendo las recomendaciones del documento *“Lineamientos para la elaboración y presentación de EACP del SIN colombiano”*. Esto no exime a los proyectos

entre 10 kW y 100 kW de la elaboración del cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes exigido en el RETIE⁷.

XI. Resaltamos algunos aspectos a continuación que se deben cumplir, de acuerdo al RETIE vigente:

- a. *El operador de red o distribuidor o quien preste el servicio en la zona, no debe energizar la instalación ni suministrar el servicio de energía, si el propietario o tenedor de la instalación no demuestra la conformidad con el RETIE. Igual tratamiento se dará a instalaciones que, aun contando con la certificación en el momento de efectuar la visita técnica para su energización, la persona competente evidencie incumplimientos con el presente Reglamento que pongan en alto riesgo o peligro inminente la salud o la vida de las personas o la seguridad de la misma instalación y las edificaciones contiguas.*
- b. *En las instalaciones de baja tensión, conectadas a una fuente alternativa con aerogeneradores, se debe contar con una protección diferencial. El interruptor general debe ser termomagnético y bipolar en el caso de instalaciones monofásicas, y tetrapolar en el caso de instalaciones trifásicas. Además, se define como la Baja tensión – BT: La tensión nominal menor o igual a 1.000 V y mayores o iguales de 25 V c.a. o 60 V c.c.*

XII. El EACP debe incluir el detalle de ajuste y coordinación de todas las funciones y lógicas de protección habilitadas en los esquemas disponibles, ya sea por cumplimiento de este Acuerdo, de la regulación aplicable o adicionales que considere pertinente habilitar el promotor del proyecto para proteger el sistema de generación. El OR/TN deberá validar la coordinación de las funciones de sobrecorriente entre las protecciones del PC y/o PCC del sistema de generación y las protecciones de su red; por otra parte, la coordinación de funciones de sobrecorriente al interior del sistema de generación es responsabilidad del promotor. De igual forma, el OR/TN deberá validar la coordinación de las funciones de protección de tensión y frecuencia entre el PC y UG, protección anti-isla, verificación de sincronismo/re-energización y potencia inversa descritas en este Anexo Técnico, según aplique.

⁷ RETIE, en su numeral 3.3.1.1 define que se debe realizar el “Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A”. El alcance de esta validación será acordado con el OR que otorga el PC.

- XIII. Se aclara que no todas las funciones de protección que podrían ser requeridas para proteger un sistemas de generación son mostradas en las tablas del presente Anexo Técnico. Por lo tanto, es responsabilidad del promotor del proyecto implementar las funciones de protección adicionales que resulten necesarias, de acuerdo con la tecnología y características de sus instalaciones para garantizar que dichas funciones y sus respectivos ajustes mantengan la operación segura y confiable del SIN. En todo caso toda función de protección habilitada para proteger el sistema de generación debe quedar documentada en el EACP.
- XIV. Todo sistema de generación deberá garantizar la supervisión y la disponibilidad permanente de los sistemas de protección asociados, implementando de forma inmediata las acciones requeridas para restablecer su normalización ante cualquier falla o indisponibilidad. En ninguna circunstancia se permitirá mantener energizado un sistema de generación sin contar, como mínimo, con un sistema de protección operativo y en servicio.
- XV. Para cualquier tipo de tecnología de generación, la pérdida de medida de potencial 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. En acuerdo con el OR/TN se deberá acordar las condiciones para diseñar e instalar el esquema de detección de baja tensión.
- XVI. Previo a la entrada del proyecto de generación el promotor deberá reportar al OR/TN la siguiente información relacionada con el sistema de protecciones para la aprobación del PC y/o PCC: información con los ajustes finales de los equipos de protección en el PC y/o PCC y características del sistema de sincronización. Asimismo, el OR/TN podrán solicitar cuando lo consideren la información de ajustes y esquema de protección en el PC, PCC, PCI y/o de cualquier sistema de generación, según aplique. Para el caso de sistemas de generación con RACC, esta información deberá ser reportada por el agente generador representante⁸ del PCC ante el OR/TN.
- XVII. Posterior a la conexión de un proyecto de generación al SIN, cualquier modificación de ajustes o del esquema de protección en el PC y/o PCC deberá ser autorizada por el OR/TN, según aplique.

⁸ La resolución CREG 200 de 2019, en su artículo 4, define que debe existir un agente representante de la de los activos conexión compartida, el cual quedará indicado en el ACCG.

XVIII. Transitoriedad 1: Exclusivamente para sistemas de generación conectados al SDL antes del 7 de septiembre de 2023 (fecha de aprobación del Acuerdo 1749), y en caso de que técnicamente no sea viable implementar la protección anti-isla con realimentación positiva a nivel de inversor porque no cumple certificación requerida, se podrá disponer de otro método de respaldo anti-isla pasivo o híbrido a nivel de UG y/o PC, según requisitos técnicos descritos en la *nota q*.

XIX. Transitoriedad 2: Exclusivamente para sistemas de generación que al 14 de enero de 2026 (fecha de expedición del Acuerdo 2087) y hasta el 4 de marzo de 2026, se encontraban en fase de desarrollo, en pruebas o en operación, será de carácter opcional el cumplimiento de los siguientes requisitos:

- Implementación de la función anti-isla en el nivel de tensión del PC para proyectos con potencia mayor a 0.25 MW y menor a 1 MW, del que trata la *nota q* de la Tabla 7 del presente Anexo Técnico.
- Verificación de sincronismo, del que trata la *nota r* de la Tabla 4, Tabla 6 y Tabla 7 del presente Anexo Técnico, referente a la verificación de condiciones seguras de energización en las tres fases del OR.

Los requisitos definidos en el presente Anexo Técnico serán exigibles para todas las nuevas solicitudes de conexión radicadas a partir del 5 de marzo de 2026 (fecha de expedición del Acuerdo 2121).

XX. Transitoriedad 3: Exclusivamente para sistemas de generación, que al 2 de septiembre de 2026 (fecha de expedición del Acuerdo 2233 de 2026), se encontraban en trámite, en pruebas o en operación, será de carácter opcional el cumplimiento de los siguientes requisitos:

- SOE para sistemas de generación con potencia mayor a 0.25 MW y menor a 1 MW, del que trata el numeral 8 del presente Anexo Técnico.
- Registros de falla en formato COMTRADE y sincronización menor a 200 ms para sistemas de generación con potencia mayor a 1 MW y menor a 5 MW, del que trata el numeral 8 del presente Anexo Técnico.
- Funciones ANSI 40 y ANSI 78 para sistemas de generación síncronos con potencia mayor o igual a 1 MW del que trata la *nota o* de la Tabla 4 del presente Anexo Técnico.

Los requisitos definidos en el presente Anexo Técnico serán exigibles para todas las nuevas solicitudes de conexión radicadas al 2 de septiembre de 2026, fecha de expedición del presente Acuerdo.

- XXI. Transitoriedad 4: Exclusivamente para sistemas de generación existentes y que les aplique la Resolución CREG 101 098 de 2026, tendrán un año, a partir del 2 de septiembre de 2026 (fecha de expedición del Acuerdo 2233 de 2026), para cumplir todos los requisitos aplicables al PCI y PCC.

6. Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión cuatro (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 como para proteger su PC con el STR o STN. Estos esquemas de protección deberán ser selectivos y coordinar con la red existente, es decir, que una falla dentro del sistema de generación sea despejada por el sistema de protección propio y no las protecciones del área de influencia.

Para el caso de instalaciones de generación que compartan RACC, cada planta o unidad individual debe detectar las fallas dentro de su propio sistema de generación y, además, debe validar que los ajustes de protecciones coordinen con los demás PCI, PCC y con la red existente.

6.1 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 la Tabla 1 - Tabla 3 se presentan las funciones de protección sistémicas mínimas requeridas para la conexión de sistemas de generación, según la tecnología. Para el caso de sistemas de generación que compartan ACC, los requerimientos de protección deben implementarse en el PCI y PCC cumpliendo los criterios indicados, según aplique para cada tecnología de generación y topología de la RACC y PCC.

Las líneas del nivel de tensión 4 o superior que se conecten en el PC y/o PCC con 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 protección de respaldo con esquemas asistidos de comunicación⁹.

⁹ Cuando se demuestren limitaciones, técnicas y/o tecnológicas para instalar el esquema de protección definido en este ítem, el agente podrá disponer de otro esquema de protección que sea adecuado para detectar y despejar fallas con y sin impedancia en la línea de conexión, el cual debe ser avalado por el OR/TR que otorga PC y probado en sitio durante las pruebas SAT. Estos casos serán excepcionales y deberán ser presentados en el subcomité de protecciones para su aval.

Para el caso de sistemas de autogeneración que se conectan a través de líneas de conexión existentes, se debe disponer del mismo esquema de protección definido para sistemas de generación, en caso de que técnicamente no sea viable dicho esquema o no ser necesaria su implementación por condiciones técnicas, topológicas y/o operativas existentes, y siempre y cuando que no sea requerido por fiabilidad y seguridad del esquema de protección, el esquema alternativo propuesto deberá ser presentado¹⁰ al subcomité de protecciones del CNO para emitir su concepto técnico¹¹, basado en criterios de seguridad, confiabilidad, selectividad y rapidez de los sistemas de protección, definidos en el código de redes vigente.

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		X	b
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		c
Sobrecorriente de secuencia Negativa (ANSI 46)		X	
Sobrecorriente de fases y tierra	X		d
Sobretensión (ANSI 59)		X	
Pérdida de paso (ANSI 78)		X	
Pérdida de excitación (ANSI 40)		X	
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	f
Falla interruptor (ANSI 50BF)	X		g
Verificación sincronismo/Chequeo energización	X		h

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

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

¹⁰ El esquema propuesto debe tener la aprobación del Subcomité de Protecciones. La presentación debe contener, sin limitarse solamente a esto; diagrama unifilar indicando PC, equipo de corte, ubicación equipos de medida (PT y CT), esquemas de comunicación disponibles y sistemas de protección propuestos. Se recomienda que la presentación se realice previo a la reunión de inicio del proyecto definida en el Acuerdo 2186, o aquel que lo sustituya, considerando la posible afectación de la FPO por los cambios que pueda tener el esquema de protecciones propuesto, según el concepto del subcomité.

¹¹ El concepto técnico del subcomité será en función de la topología, punto eléctrico de conexión del recurso de generación y PC con el STR/STN, capacidad de generación instalada, cambio de Icc en el PC, esquemas de protección de la zona de influencia incluyendo ESP, según apliquen. Se podrán solicitar reportes, estudios y/o análisis adicionales para soportar el concepto o condicionar su implementación, según los resultados de análisis disponibles.

Función de Protección	PC	UG	Notas
Falla interruptor (ANSI 50BF)	X		g

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		e
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		c
Sobrecorriente de fases y tierra	X		d
Sobretensión (ANSI 59)	X		e
Frecuencia (ANSI 81U/O)			f
Falla interruptor (ANSI 50BF)	X		g
Verificación sincronismo/Chequeo energización	X		h
Anti-isla	X		i

Espacio NO marcado con X en las tablas: Requisito que puede aplicar en la UG o en el PC.

Notas relacionadas en las Tablas:

- a. En redes donde las LT adyacentes¹² 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 ANSI 51V, es suficiente usar a nivel del generador solo la función ANSI 21G.
- b. En generadores síncronos el sistema de sincronización automática o verificación de sincronismo disponible en la UG deberá comprobar condiciones de sincronismo mínimo en dos fases para permitir el cierre seguro del interruptor de máquina.
- c. Aplica solo para autogeneradores con y sin entrega de excedentes a la red. La medida de entrega de excedentes a la red debe ser en el PC o en otro lugar al mismo nivel de tensión del PC y la limitación de la potencia debe implementarse en los sistemas de medida, control y/o protección del equipo; la función debe estar en capacidad de limitar la potencia entregada a la red o desconectar al autogenerador del sistema, según las condiciones pactadas con el OR. En caso, que el autogenerador declare y tenga autorizado por el OR la entrega de excedentes a la red del total de su capacidad instalada, no se requiere esta protección.

¹² LT adyacente: circuitos conectados a la barra de la subestación local del sistema de generación.

El requerimiento de medir en el PC o en otro lugar al mismo nivel de tensión del PC es con el fin de obtener los excedentes reales de potencia que podría entregar un autogenerador a la red del OR. Sin embargo, en caso de que se presente la conexión del autogenerador al PC mediante un transformador bidevanado, o tridevanados con terciario no cargado, y se garantice que aguas arriba de este transformador y hasta el PC no existe más generación conectada, se aceptará utilizar la medida de baja del transformador para el esquema de implementación de la función ANSI 32, dado que la limitación de potencia en dicho punto limitaría a su vez la entrega de potencia en la frontera comercial. Este esquema debe ser presentado al OR para su validación.

En el caso de presentarse un cambio al interior de la instalación que impacte el cumplimiento del propósito de la función ANSI 32, se debe tomar un nuevo punto de medida donde se cumpla su propósito de la función.

- d. 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.
- e. La función de protección de tensión para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable debe ser con actuación trifásica y con medida fase-tierra o fase-fase en el PC¹³.
- f. La medición para la función de protección de frecuencia puede ser monofásica. Además, según su tecnología y requerimientos técnicos del equipo, se recomienda una temporización mínima de 500 ms para sistemas de generación conectados al STN y STR. Para cada tecnología tener en cuenta las recomendaciones de umbral definidos en el código de redes¹⁴.

¹³ En STR o STN, evitar ajustar funciones ANSI 27 en bahías de línea y transformadores. En caso de ver la necesidad de un ajuste de una función ANSI 27 en PC, PCC, PCI y/o POI, se debe coordinar con el LVFRT de los inversores y permitir el reingreso según capacidad de la planta. En caso de habilitarse, el ajuste recomendado debe ser umbral inferior a 0.5 p.u. y temporización mayor o igual a 5 segundos, o aquel ajuste sugerido por el CND. En caso de estar habilitada la función ANSI 27 a nivel de inversor (control) – debe estar armonizadas con lo expuesto y evitar el disparo físico del PC o de planta por anticipado.

¹⁴ Código de operación sección “2.2.5 Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación del SIN”.

No se permite el disparo de unidades síncronas por funciones de tipo ROCOF¹⁵, únicamente se podrán habilitar estos disparos bajo acuerdo entre el CND y el operador de las unidades cuando se identifiquen riesgos para las máquinas o para la estabilidad del sistema, esto con su debida justificación.

Para generadores, se debe implementar la función en el punto de conexión. Para autogeneradores, en caso de implementar la función de frecuencia en la UG, esta función deberá habilitarse en la bahía colectora de media tensión o en el punto de conexión eléctrica del sistema de generación.

- g. La función falla interruptor deberá ser implementada en un relé independiente de las protecciones propias¹⁶ del equipo protegido o podrá estar incluida como una función adicional en una protección diferencial de barras.
- h. Se debe contar con un mecanismo de chequeo a la energización o sincronización del sistema de generación que permita detección de tensión en las tres fases en el PC a fin de no permitir el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito/barra del OR/TN esté desenergizado. A excepción de plantas con arranque autonomo, el chequeo a la energización o sincronización del sistema de generación debe verificar, previo a la energización de la UG, condición de Barra Viva (BV) en la red del OR/TN y ausencia de tensión en el lado del generador.

Para el caso de unidades de generación síncronas, o tecnologías con posibilidad de formación de red, la disponibilidad de esta función dependerá de topología de la central y ubicación de equipos de corte. Para las unidades de generación de inducción no requieren equipos de sincronización para su conexión a la red.

Para sistemas de autogeneración que en coordinación con el OR pueda operar en modo aislado deberán contar con la función de chequeo a la energización en el PC o en punto de conexión eléctrica, según ubicación de los equipos de corte, y un sistema de sincronización del generador con el sistema de potencia en mínimo dos fases. Este sistema de detección de tensión en el PC o en punto de conexión eléctrica, no permitiría el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito/barra del TN/OR esté

¹⁵ CREG 101-104 de 2026 define este requisito técnico en su artículo 5.

¹⁶ Un equipo IED con funciones de protección aplica como relé independiente para activar la función ANSI 50BF, siempre y cuando, sea la única función de protección habilitada en el equipo.

desenergizado, ejecutando siempre la energización de la UG en condición Barra Viva (BV).

- i. En sistemas de generación eólico y solar fotovoltaico conectados en el nivel de tensión 4 o superior se deberá coordinar con el OR/TN, según aplique¹⁷, la necesidad de habilitarse en el PC la protección anti-isla¹⁸ si se identifican riesgos de formación de islas no planeadas o no intencionales con el sistema del OR/TN. En caso de requerirse esta protección deberá contar con protección principal y respaldo.

El esquema principal debe ser tipo intertrip y para el esquema de respaldo¹⁹ se recomienda una función/esquema que opere seguro para el SIN. Para la implementación del Intertrip se requiere la posición del interruptor, la cual se podrá tomar de la salida del relé, del gabinete del patio (o MK) o de la salida del interruptor, según disponibilidad para tomar la señal y en previo acuerdo con el OR/TN del equipo, en todo caso, esta información deberá ser considerada desde el inicio del proyecto e incluida en el diseño de ingeniería secundaria del nuevo proyecto de generación, según los resultados del Estudio de Conexión.

Para el caso de sistemas de generación la acción de la operación de la protección anti-isla debe ser ejecutada sobre el equipo del corte del PC; para el caso de autogeneradores la acción de la operación de la protección anti-isla deberá ser ejecutada sobre el equipo de corte, el cual puede estar en el PC o al interior del sistema de generación en el punto de conexión eléctrica.

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, o donde aplique.

¹⁷ Mandatorio por regulación CREG 060 de 2019, artículos 4 y 22.

¹⁸ De acuerdo al RETIE, Artículo 3.17.21. Inversores, literal j, numeral 1, se debe disponer de por lo menos los siguientes mecanismos de protección: El inversor debe permitir que el generador cese la energización de la red del operador de red local en un tiempo no mayor a 2,0 s contados a partir de la pérdida de la tensión de la red.

¹⁹ En el STR y STN no se permite la función ROCOF como protección anti-isla autónoma, ya que la medición local puede afectarse por perturbaciones sistémicas, oscilaciones y variabilidad de la frecuencia. En estos niveles de tensión, la solución recomendada para respaldo es otra función tipo intertrip o esquemas supervisados por comunicaciones y estado del interruptor, sin modos de falla común con el esquema principal. Para este respaldo, también se podrán utilizar las funciones de la Tabla 8 aplicables al STR y STN en acuerdo con el OR.

6.2 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. Para el caso de sistemas de generación con ACC se debe disponer de un interruptor de potencia independiente para el PCC y para cada PCI de forma que se permitan la desconexión selectiva y coordinada de los sistemas de generación ante fallas.

Para los autogeneradores el equipo de corte del sistema de generación puede estar en un lugar y/o nivel de tensión diferente al PC con el OR/TN, en cuyo caso las protecciones deberán emitir un disparo tripolar transferido (DDT) al equipo de corte del sistema de generación; el cual debe recibir las señales del DDT para reproducir su propia apertura. La comunicación de la señal de disparo deberá ser duplicada y el tiempo de apertura del interruptor no deberá ser mayor de 100 ms. En caso de islas planeadas aprobadas se deberá validar en la matriz de disparo las funciones de protección que emitan disparo al equipo de corte del sistema de generación.

Previo a la conexión de un autogenerador al SIN se debe garantizar que existe un equipo de maniobra y corte ubicado en el PC de la carga existente. Dicho equipo debe coordinar con las protecciones del OR/TN en la zona de influencia y cumplir con la capacidad de interrupción requerida por el nivel de cortocircuito presente en el PC. Posterior a la conexión del sistema de autogeneración dentro de la red industrial, se deben conservar las condiciones de coordinación y la capacidad de interrupción del equipo de corte, asegurando su conformidad con los parámetros eléctricos y normativos aplicables.

6.3 Sistema de puesta a tierra

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

Sistemas de generación conectados al STN se deberán conectar al sistema de potencia a través de transformadores con aterrizamiento en el lado de Alta Tensión (AT)²⁰. Para el caso de sistemas de generación conectados al STR, la conexión en AT de los transformadores podrá ser con y sin aporte de secuencia cero en el PC, se deberá evaluar, y en caso de ser necesario, se deberá proveer un mecanismo para despejar fallas a tierra²¹ alimentadas desde la fuente de

²⁰ Requisito definido en el Código de Conexión, numeral 7.6 Puesta a Tierra.

²¹ Evaluar con el OR la conveniencia de implementar una protección de sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N) en el PC.

generación que permita la detección de fallas a tierra en el PC y que coordine con la red existente.

Para autogeneradores conectados al nivel 4 o superior, con la conexión existente de los transformadores de carga, se deberá contar en el PC de un esquema de protección que permita el despeje de fallas entre fases y a tierra en el elemento protegido y que coordine con la red existente.

6.4 Servicios Auxiliares

Todo sistema de generación conectado en el nivel de tensión 4 o superior deberán 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 pueden ser compartidos con los servicios auxiliares de una subestación del STR o del STN, según aplique.

Para el caso de sistemas de generación con ACC las fuentes de alimentación de servicios auxiliares para cada sistema de generación deben ser independientes, de forma que limitaciones en la alimentación de un sistema de generación no afecte los demás unidades de generación individuales.

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

Para sistemas de generación síncronos conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 se definieron requisitos de protecciones independiente de su capacidad instalada o nominal; para generadores de inducción se definieron requisitos por capacidad instalada o nominal: menores o iguales a 0.25 MW y mayores a 0.25 MW; y para generadores basados en inversores y frecuencia variable también se definieron requisitos de protecciones por capacidad instalada o nominal²²: menor o igual a 0.25 MW, mayor a 0.25 MW y menor a 5 MW y mayor o igual a 5 MW. La capacidad total de potencia en MW que se conecta a un nodo eléctrico puede ser una sola UG o la suma agregada de todos los recursos de generación en el mismo punto eléctrico de conexión.

²² Estos rangos cubren lo definido en la resolución CREG 174 de 2021. 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.

Para el caso de instalaciones de generación que compartan RACC, cada planta o unidad individual debe detectar las fallas dentro de su propio sistema de generación y, además, debe validar que los ajustes de protecciones coordinen con los demás PCI, PCC y con la red existente.

Sin exceder los límites de capacidad instalada o nominal establecidos por la regulación vigente²³, para los sistemas de generación *mayores a 10 kW* y con conexiones monofásicas (una fase y neutro), monofásicas trifilares (dos fases y neutro) o tetrafilares (tres fases y neutro), conectados al nivel de tensión 1 se debe validar con el OR el balance de las cargas en los circuitos del nivel 1 e impacto en el desbalance por el circuito de neutro originados por la conexión de inversores por fases. Inversores con capacidad máxima de 10 kW por cada fase se podrán conectar sin requerir la validación de corriente de desbalance por el circuito de neutro.

En las Tabla 4 - Tabla 7 se presentan las funciones de protección mínimas requeridas para la conexión de sistemas de generación según la tecnología. Para el caso de sistemas de generación que compartan ACC, los requerimientos de protección deben implementarse en el PCI y PCC cumpliendo los criterios indicados, según aplique para cada tecnología de generación y topología de la RACC y PCC.

7.1 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 capacidad instalada o nominal, deberá disponer de esquemas de protección para proteger la instalación del generador y su PC con el SDL, los cuales deberán ser selectivos y coordinar con la red existente, es decir, que una falla al interior del sistema de generación sea despejada por las protecciones propias y no por las protecciones del área de influencia. En la Tabla 4 y Tabla 5 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			<i>j</i>
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>k</i>
Sobrecorriente de secuencia negativa (ANSI 46)		X	
Sobrecorriente de fases y tierra	X		<i>l</i>
Sobrecorriente controlada por tensión (ANSI 51V)		X	
Sobretensión (ANSI 59)		X	

²³ Resolución 174 de 2021, artículo 6, o aquella que la modifique o sustituya.

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)			<i>m</i>
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		<i>n</i>
Pérdida de paso (ANSI 78)		X	<i>o</i>
Pérdida de campo (ANSI 40)		X	
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	<i>p</i>
Anti-isla			<i>q</i>
Verificación sincronismo/Chequeo energización	X		<i>r</i>

Espacio NO marcado con X en las tablas: Requisito que puede aplicar en la UG o en el PC.

Tabla 5. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación de inducción²⁴

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)	X		<i>m</i>
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>k</i>
Sobrecorriente de fases y tierra	X		<i>l</i>
Sobretensión (ANSI 59)		X	
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		<i>n</i>
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	<i>p</i>
Anti-isla			<i>q</i>

Espacio NO marcado con X en las tablas: Requisito que puede aplicar en la UG o en el PC.

7.2 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 instalada o nominal:

- **Menores o iguales a 0.25 MW (≤ 0.25 MW):** Sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 con funciones de protección disponibles a nivel de inversor.
- **Mayores a 0.25 MW y menores a 5 MW ($0.25 \text{ MW} < P < 5 \text{ MW}$):** Sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 deberán disponer de, al menos, un esquema de protección para proteger la instalación del generador y su PC con el SDL.
- **Mayores o iguales a 5 MW ($P \geq 5 \text{ MW}$):** Sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable conectados a los niveles de

²⁴ Para sistemas de generación de inducción menores o iguales a 0.25 MW las protecciones y el equipo de corte pueden estar en el PC o en el nivel de la UG.

tensión 1, 2 y 3 deberán disponer de esquemas de protección²⁵ para proteger la instalación del generador, sus equipos de conexión y su PC con el SDL.

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

Tabla 6. Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable de capacidad instalada o nominal $\leq$ a 0.25 MW

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatenión (ANSI 27)		X	m
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		k
Sobrecorriente de fases y tierra			l
Sobretensión (ANSI 59)		X	m
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	p
Anti-isla		X	q
Verificación de sincronismo			r

Espacio NO marcado con X en la tabla: Requisito que puede aplicar en la UG o en el PC.

Tabla 7. Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable de capacidad instalada o nominal mayor > 0.25 MW

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatenión (ANSI 27)	X		m
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		k
Sobrecorriente de fases y tierra	X		l
Sobretensión (ANSI 59)	X		m
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		n
Frecuencia (ANSI 81U/O)			p
Anti-isla	X		q
Verificación sincronismo/Chequeo energización	X		r

Espacio NO marcado con X en la tabla: Requisito que puede aplicar en la UG o en el PC.

Notas relacionadas en las Tablas:

- j. En generadores síncronos el sistema de sincronización automática o verificación de sincronismo disponible en la UG deberá comprobar

²⁵ La protección de respaldo, incluyendo protección ANSI 50BF, en el PC podrán ser exigidas por el OR cuando el PC del sistema de generación es directo en barras de la subestación del SDL, siempre y cuando esta subestación cuente ya con esquemas de protección principal y de respaldo en las demás bahías, puesto que ante la indisponibilidad de la protección principal y falla en el elemento protegido implicaría la desconexión de toda la barra, afectando esa porción de la red del SDL.

condiciones de sincronismo en mínimo dos fases para permitir el cierre seguro del interruptor de máquina.

- k. Aplica solo para autogeneradores con y sin entrega de excedentes a la red. La medida de entrega de excedentes a la red debe ser en el PC o en mismo nivel de tensión del PC y la limitación de la potencia debe implementarse en los sistemas de medida, control y/o protección del equipo; la función debe estar en capacidad de limitar la potencia entregada a la red o desconectar al autogenerador del sistema, según las condiciones pactadas con el OR. En caso, que el autogenerador declare y tenga autorizado por el OR la entrega de excedentes a la red del total de su capacidad instalada, no se requiere esta protección.

El requerimiento de medir en el PC o en otro lugar al mismo nivel de tensión del PC es con el fin de obtener los excedentes reales de potencia que podría entregar un autogenerador a la red del OR. Sin embargo, en caso de que se presente la conexión del autogenerador al PC mediante un transformador bidevanado, o tridevanados con terciario no cargado, y se garantice que aguas arriba de este transformador y hasta el PC no existe más generación conectada, se aceptará utilizar la medida de baja del transformador para el esquema de implementación de la función ANSI 32, dado que la limitación de potencia en dicho punto limitaría a su vez la entrega de potencia en la frontera comercial. Este esquema debe ser presentado al OR para su validación.

En el caso de presentarse un cambio al interior de la instalación que impacte el cumplimiento del propósito de la función ANSI 32, se debe tomar un nuevo punto de medida donde se cumpla su propósito de la función.

- l. 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. Considerando los resultados de la coordinación de protecciones para detectar fallas internas al sistema de generación y externas a la red, en previa gestión y coordinación operativa con el OR se podrán solicitar funciones de sobrecorriente direccionales o no direccionales en el PC.
- m. Para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable la medición para las funciones de tensión deberá ser fase-tierra, en cada una de las tres fases, y la activación deberá ser de fase segregada o trifásica

para la función ANSI 27, según aplique²⁶, y trifásica para la función ANSI 59, por lo tanto, se requiere instalación de un PT en cada fase. Para capacidades menores o iguales a 0.25 MW la medición puede ser fase-fase o fase-tierra, según diseño del inversor. Para otras tecnologías de generación se puede considerar medición de tensión F-F o F-T.

Para sistemas de generación síncronos la función ANSI 27 no es necesaria, en caso de implementarse se deberá cumplir con los ajustes indicados en la Tabla 10.

- 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 y la red del OR es aislada (sin referencia a tierra), 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. Esta protección deberá estar coordinada con las demás protecciones de la red.

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 y la red del OR cuente con referencia a tierra, la función 59N puede usarse como respaldo ante fallas externas desbalanceadas y debe garantizarse la coordinación con las demás funciones de protección y con las curvas FRT, según aplique.

- o. En sistemas de generación síncronos menores a 1 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. Para generadores se debe implementar la función en el punto de conexión, mientras que para autogeneradores, en caso de implementar la función de frecuencia en la UG, esta función deberá habilitarse en la bahía colectora de media tensión o en el punto de conexión eléctrica del sistema de generación.
- q. La protección anti-isla debe ser diseñada e implementada para prevenir que la generación conectada en paralelo a la red del SDL forme islas no planeadas. Los sistemas de generación conectados a niveles de tensión 1,

²⁶ En el SDL es posible ajustar funciones ANSI 27 con operación trifásica en bahías de línea y transformadores siempre y cuando la conexión sea directa a una barra y se cuente con esquemas de protección principal y respaldo suficientes que no dependan de la función ANSI 27 para detectar y despejar en tiempos de protecciones principales y de respaldo. Esta función deberá estar ajustada fuera de la curva FRT, según aplique.

2 y 3 mayores a 1 MW deberán disponer de una protección anti-isla principal y respaldo; para sistemas de generación menores o iguales a 1 MW el respaldo es opcional.

Si el sistema de generación se va a conectar a un circuito que tenga activo un esquema de recierre, seccionalizador u otro equipo de corte automático que opere en la red, los tiempos de operación de la protección anti-isla, u otro esquema que permita abrir el sistema de generación ante ausencia de tensión en el circuito que se conecta, se deberán coordinar (y ser menores) con los tiempos de operación del recierre y el OR le indicará los tiempos del recierre.

En la Tabla 8 y Tabla 9, se presentan los métodos anti-isla recomendados²⁷ para su implementación como protección principal o de respaldo, ya sea como función autónoma (función que por sí sola realiza la acción de la detección de la isla y el posterior envío de señal de disparo sin requerir señales de otras funciones) o función híbrida o lógica compuesta (combinación de una función con señales externas o de dos o más funciones cuya actuación conjunta permite detectar la isla y enviar la orden de disparo). Es responsabilidad del promotor la implementación, pruebas y adecuado desempeño de la protección anti-isla. Para sistemas de generación la acción de la operación de la protección anti-isla debe ser ejecutada sobre el equipo del corte del PC.

La selección del método anti-isla debe ser acordado con el OR que otorga el PC y será definido de acuerdo con la experiencia operativa del OR y promotor. Para métodos o esquemas por fuera de este listado y métodos con lógicas/esquemas compuestos se deberá validar que los métodos propuestos tengan en cuenta los requisitos mencionados anteriormente, además, de acordar con el OR que otorga el PC requisitos de implementación y pruebas.

²⁷ Para la selección de los métodos anti-isla se consideraron los siguientes criterios: zona de no detección (NDZ), detección de isla balanceada, riesgo de operaciones no deseadas, impacto sobre calidad de potencia de la red, tiempo de operación, facilidad de implementación y pruebas, certificación o evidencia de pruebas aprobadas, madurez de la tecnología y experiencia de aplicación, entre otros aspectos técnicos relevantes.

Tabla 8. Métodos anti-isla permitidos para para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable de cualquier capacidad instalada²⁸

Método anti-isla	Como función autónoma principal o de respaldo	Como función híbrida o lógica compuesta
Intertrip	Permitido	Permitido
Método activo o de realimentación positiva de frecuencia	Permitido	Permitido
Método activo o de realimentación positiva de potencia reactiva	Permitido	Permitido
Método activo o de realimentación positiva de fase	Permitido	Permitido
Método activo o de realimentación positiva de tensión	Permitido	Permitido
Frecuencia (ANSI 81U/O)	No permitido	Permitido
Tensión (ANSI 27/59)	No permitido	Permitido
Potencia inversa (P y Q)	No permitido	Permitido
ROCOF	No permitido	Permitido

Notas relacionadas en la tabla:

- i. El método recomendado en el presente Anexo técnico como protección principal corresponde a la opción Intertrip. Para la implementación del Intertrip se requiere la posición del interruptor, la cual se podrá tomar de la salida del relé, del gabinete o MK en el patio, de la salida del interruptor u otro mecanismo definido con el OR²⁹, según disponibilidad para tomar la señal y en previo acuerdo con el OR. Además, considerar en el esquema los equipos de corte con potencial formación de isla.
- ii. Donde no sea técnicamente viable³⁰ el intertrip, se recomienda considerar un esquema con una función activa basada en realimentación positiva como principal.

²⁸ No se recomienda implementar esquemas tipo Vector Shift porque podría operar ante cambios súbitos en la impedancia del sistema eléctrico de la potencia. No se permite implementar ROCOF como función unitaria, según requerimientos operativos definidos en la resolución CREG 101-104 de 2026 y Acuerdo 2193, o aquel que lo sustituya o reemplace: “...No deben tener disparo instantáneo para tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) menores a 5 Hz/s medido sobre una ventana de 500 milisegundos...”. En consecuencia, los umbrales mínimos establecidos en este Acuerdo no serían posibles para la detección de una isla balanceada.

²⁹ La responsabilidad en la entrega de la medidas y señales para implementar el Intertrip deben quedar explícito en el contrato de conexión, así como el uso durante condiciones de operación y mantenimiento.

³⁰ Se refiere a que no se cuente o no se puedan instalar las comunicaciones necesarias para la implementación del esquema. Es de aclarar que el promotor del proyecto podrá instalar las redes de comunicación requeridas para implementar el método Intertrip.

- iii. Cuando se identifique una isla con varios sistemas de generación que entran en conflicto por coexistencia de diferentes métodos activos, el OR definirá el método que se deberá ajustar para garantizar la adecuada detección y desenergización de la isla. En este caso, se recomienda priorizar los métodos activos de frecuencia.
- iv. Para ramales o zonas con posible formación de isla en la que participen varios generadores con un mismo método anti-isla activo que implique la desviación de algún parámetro, en caso de ser posible, se recomienda que todos los generadores cercanos estén ajustados para desviar el parámetro en la misma dirección, por ejemplo, para los métodos que desvían frecuencia, que todos la desvíen hacia arriba o todos hacia abajo.
- v. De acuerdo al RETIE, Artículo 3.17.21. Inversores, literal j, numeral 1, se debe disponer de por lo menos los siguientes mecanismos de protección: *“El inversor debe permitir que el generador cese la energización de la red del operador de red local en un tiempo no mayor a 2,0 s contados a partir de la pérdida de la tensión de la red”*.

Tabla 9. Métodos anti-isla permitidos para para sistemas de generación síncronos de cualquier capacidad instalada

Método anti-isla	Como función principal o respaldo	Como función híbrida o lógica compuesta
Intertrip	Permitido	Permitido
Frecuencia (ANSI 81U/O)	Permitido	Permitido
Tensión (ANSI 27/59)	No permitido	Permitido
Potencia inversa (P y Q)	Permitido	Permitido
ROCOF	No permitido	Permitido

Notas relacionadas en la Tabla:

- i. El método recomendado en el presente Anexo técnico como protección principal corresponde a la opción Intertrip. Para la implementación del Intertrip se requiere la posición del interruptor, la cual se podrá tomar de la salida del relé, del gabinete o MK en el patio o de la salida del interruptor, según disponibilidad para tomar la señal y en previo acuerdo con el OR²⁹. Además, considerar en el esquema los equipos de corte con potencial formación de isla.
- ii. Donde no sea técnicamente viable³⁰ el intertrip, se recomienda considerar un esquema disponible en la Tabla 9 como principal.

- iii. Para la generación sincrónica las recomendaciones del tiempo de la IEEE 1547 de 2018 indican 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”*. Este mismo estándar indica que este tiempo puede ser extendido hasta 5 segundos con previo acuerdo con el OR.
- iv. Para generadores síncronos, en caso de islas intencionales o planeadas, no se requiere la implementación de método anti-isla.
- v. No se permite el disparo de unidades síncronas por funciones de tipo ROCOF³¹, únicamente se podrán habilitar estos disparos bajo acuerdo entre el CND y el operador de las unidades cuando se identifiquen riesgos para las máquinas o para la estabilidad del sistema, esto con su debida justificación.

Notas relacionadas con sistemas de autogeneración:

- i. Para sistemas de autogeneración se requiere que el promotor evalúe la posibilidad de formación de islas internas no intencionales o no planeadas y, en caso de materializarse, se deberá tener protección anti-isla en el PC o el mismo nivel de tensión del PC y en la UG.
- ii. Para sistemas de autogeneración con y sin entrega de excedentes a la red, el método recomendado en el presente Anexo técnico como protección principal corresponde a la opción Intertrip. Para la implementación del Intertrip se requiere la posición del interruptor, la cual se podrá tomar de la salida del relé, del gabinete o MK en el patio o de la salida del interruptor, según disponibilidad para tomar la señal y en previo acuerdo con el OR²⁹. Además, considerar en el esquema los equipos de corte con potencial formación de isla.
- iii. Como protección respaldo, se podrá seleccionar uno de los métodos definidos en la Tabla 8 y Tabla 9, según tecnología de generación.
- iv. Para sistemas de autogeneración, la operación de la protección anti-isla deberá ser ejecutada sobre el equipo de corte que puede estar en el PC o al interior del sistema de generación, esta acción permitirá desconectar solo el sistema de generación y no aislar la carga.

³¹ CREG 101-104 de 2026 define este requisito técnico en su artículo 5.

En caso de que, durante la operación del sistema de generación, los análisis de eventos posoperativos efectuados por el OR y/o el operador del sistema de generación evidencien limitaciones, actuaciones no deseadas, zonas de no detección de condición de isla o cualquier otra anomalía asociada a la función anti-isla implementada, se deberá acordar e implementar un nuevo método anti-isla. La implementación de dicho método será responsabilidad del operador del sistema de generación y deberá permitir los niveles de seguridad y confiabilidad requeridos para la operación de la red del OR.

- 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 en las tres fases con la red del OR³², permitiendo contar con un sistema de detección de tensión en el PC a fin de no permitir el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito/barra del OR esté desenergizado. A excepción de plantas con arranque autónomo³³, el chequeo a la energización o sincronización del sistema de generación debe verificar, previo a la energización de la UG, condición de BV en la red del OR y ausencia de tensión en el lado del generador.

Para el caso de sistema de autogeneración este requisito se puede cumplir en el PC o en el mismo nivel de tensión del PC siempre y cuando se esté interconectando toda la generación. Para sistemas de autogeneración basados en inversores donde las unidades de generación estén conectadas en un nivel de tensión diferente al PC, específicamente en transformadores utilizados conjuntamente para atender demanda y generación, la verificación de sincronismo puede implementarse a nivel de UG (inversores), ya que estos equipos deben cumplir con estándar IEEE 1547 o IEC 62109 y la función de sincronismo estaría cubierta en el *numeral 5.1.2 Synchronization*.

Para sistemas de autogeneración mixta, síncrona o cualquier tecnología con capacidad de formación de red este requisito se puede cumplir en el PC o en el mismo nivel de tensión del PC siempre y cuando se esté interconectando toda la generación.

³² CREG 070 de 1998, define “g) la unidad generadora deberá contar con un sistema de detección de tensión a fin de no permitir el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito del OR esté desenergizado”.

³³ La activación y condiciones técnicas de arranque autónomo debe ser pactadas, coordinadas y aprobadas con el OR.

Para el caso de unidades de generación síncronas, o tecnologías con posibilidad de formación de red, la disponibilidad de esta función dependerá de topología del sistema de generación y ubicación de equipos de corte. Para las unidades de generación de inducción no requieren equipos de sincronización para su conexión a la red.

En caso de que el sistema de generación disponga de re-energización automática³⁴, se deberán coordinar entre OR y promotor del proyecto las condiciones técnicas y operativas para que la re-energización se ejecute de forma segura para el SDL; es decir, el sistema de generación se podrá re-energizar, si y solo si, se detecta tensión en las tres fases del circuito³⁵ o barra y/o secuencia de fase en rangos normales de operación, según tecnología de generación.

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 sincronización para evitar daños irreversibles en las unidades de generación y/o riesgos de energización inadvertida a la red del OR.

7.3 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 instalada o nominal conectados al SDL.

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

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Etapas 1 y 2: Bajatensión (ANSI 27)*	0.8 p.u.	10 -15 s	Actuación trifásica y con medida tensiones F-F
Etapas 1 y 2: Sobretensión (ANSI 59)	1.12-1.2 p.u.	5-10 s	Actuación trifásica y con medida tensiones F-F
Etapas 1 y 2: Bajatensión (ANSI 27)*	0.6 p.u.	5 s	Actuación trifásica y con medida tensiones F-F
Etapas 1 y 2: Sobretensión (ANSI 59)	1.3 p.u.	0.5 s	Actuación trifásica y con medida tensiones F-F

³⁴ Re-energización automática luego de activación de curva (FRT), luego de falla o ausencia de tensión en la barra o circuito. El tiempo de reconexión automática típicamente se ajusta entre 3 – 5 minutos después que se detectan condiciones normales de operación en la red (tensión en rango normal en las tres fases), posterior a este tiempo de verificación se habilita la reconexión automática del sistema de generación con chequeo de energización.

³⁵ El valor de tensión será definido entre el OR y el promotor del proyecto.

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Sobrefrecuencia (ANSI 81 U/O)	--	--	Ajustados según regulación vigente ³⁶

(*) La función ANSI 27 no es necesaria para generadores síncronos, en caso de implementarse se deberá cumplir con los ajustes indicados en la Tabla 10.

Tabla 11. Ajuste de protecciones sistémicas para generación basada en inversores y frecuencia variable de capacidad instalada o nominal ≤ 0.25 MW conectados al SDL

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN
Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27)	≤ 0.85 p.u.	≥ 2 s
Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27)*	≤ 0.5 p.u.	≥ 0.2 s
Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)	≥ 1.15 p.u.	≥ 2 s
Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)	≥ 1.2 p.u.	≥ 0.2 s
Bajafrecuencia (ANSI 81 U)	57 Hz	≥ 0.2 s
Sobrefrecuencia (ANSI 81 O)	63 Hz	≥ 0.2 s

(*) La función ANSI 27 deberá garantizar la protección del inversor y deberá estar coordinada con los tiempos de operación de las funciones de sobrecorriente en la zona de influencia del OR.

Tabla 12. Ajuste de protecciones sistémicas para generadores basados en inversores y frecuencia variable de capacidad instalada o nominal > 0.25 MW conectados al SDL

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27)	≤ 0.6 p.u.	<u>Ver nota</u>	Actuación segregada por fase o trifásica
Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27)	≤ 0.4 p.u.	<u>Ver nota</u>	Actuación segregada por fase o trifásica
Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)	≥ 1.22 p.u.	≥ 2.5 s	Actuación trifásica
Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)	≥ 1.25 p.u.	≥ 0.5 s	Actuación trifásica
Bajafrecuencia (ANSI 81 U)	57 Hz	≥ 0.2 s	Actuación tensiones F-T
Sobrefrecuencia (ANSI 81 O)	63 Hz	≥ 0.2 s	Actuación tensiones F-T

Nota:

En la Tabla 11 y Tabla 12 se presentan los ajustes para las funciones de protección sistémicas de los generadores basados en inversores y frecuencia variable conectados al SDL. Para el ajuste de las funciones de tensión tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- **Capacidad instalada o nominal ≤ 0.25 MW:** aplican valores recomendados en la Tabla 11.

³⁶ Código de operación sección "2.2.5 Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación del SIN".

- **Capacidad instalada o nominal > 0.25 MW:** El ajuste de la función ANSI 27 y ANSI 59 deben definirse con base en los resultados del EACP y en coordinación con el OR. Los ajustes propuestos deberán ajustarse por fuera de las curvas de depresión de tensión LVRT y HVRT de los inversores y permitir el reingreso de la planta conforme a la regulación vigente aplicable³⁷. Los umbrales de ajustes para las funciones de tensión se encuentran en la Tabla 12.

Para parametrización de la función ANSI 27 con activación trifásica, se recomienda ajustar como mínimo la etapa rápida considerando 10% margen en el eje de la tensión y 500 ms de margen en el eje tiempo, según aplique para cada curva.

Si la función ANSI 27 y ANSI 59 están habilitadas en los inversores (a nivel de control) sus ajustes deben estar coordinados entre el inversor y el PC para evitar el disparo físico de planta por anticipado, lo que significa que la temporización del PC debe ser mayor a la temporización del inversor.

7.4 Sistema de interrupción

Todo sistema de generación conectado a los niveles 1, 2 y 3 deberán disponer de un equipo de interrupción o corte con la capacidad de abrir ante las máximas corrientes de cortocircuito. En la Previo a la conexión de un autogenerador al SIN se debe garantizar que existe un equipo de maniobra y corte ubicado en el PC de la carga existente, o en acople físico con el PC. Dicho equipo debe coordinar con las protecciones del OR en la zona de influencia y cumplir con la capacidad de interrupción requerida por el nivel de cortocircuito presente en el PC. Posterior a la conexión del sistema de autogeneración dentro de la red industrial, se deben conservar las condiciones de coordinación y la capacidad de interrupción del equipo de corte, asegurando su conformidad con los parámetros eléctricos y normativos aplicables.

Tabla 13 - Tabla 16 se presentan los requisitos de los equipos de corte según el tipo de tecnología.

³⁷ Para generación mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW aplica la curva FRT definida en el Acuerdo 1603, o aquel que la sustituya o modifique. Para generación mayor o igual a 5 MW aplica la curva FRT CREG 148 de 2021, o aquel que la sustituya o modifique.

La coordinación entre la función ANSI 27 y la característica FRT aplica cuando la actuación de la función ANSI 27 sea trifásica, puesto que la FRT actúa con valores de tensión F-F.

Previo a la conexión de un autogenerador al SIN se debe garantizar que existe un equipo de maniobra y corte ubicado en el PC de la carga existente, o en acople físico con el PC. Dicho equipo debe coordinar con las protecciones del OR en la zona de influencia y cumplir con la capacidad de interrupción requerida por el nivel de cortocircuito presente en el PC. Posterior a la conexión del sistema de autogeneración dentro de la red industrial, se deben conservar las condiciones de coordinación y la capacidad de interrupción del equipo de corte, asegurando su conformidad con los parámetros eléctricos y normativos aplicables.

Tabla 13. Requisitos equipos de corte para sistemas de generación/autogeneración síncronos

Capacidad instalada o nominal	Equipo de Corte	Notas
$P \leq 0.25 \text{ MW}$	Interruptor termomagnético o Interruptor con unidades de disparo	s
$0.25 \text{ MW} < P < 1 \text{ MW}$	Interruptor con unidades de disparo, Reconectador o Interruptor de potencia	t
$P > 1 \text{ MW}$	Reconectador o Interruptor de potencia	u

Tabla 14. Requisitos equipos de corte para sistemas de generación/autogeneración de inducción

Capacidad instalada o nominal	Equipo de Corte	Notas
$P \leq 0.25 \text{ MW}$	Interruptor termomagnético o Interruptor con unidades de disparo	s
$0.25 \text{ MW} < P < 1 \text{ MW}$	Interruptor con unidades de disparo, Reconectador o Interruptor de potencia	t
$P > 1 \text{ MW}$	Reconectador o Interruptor de potencia	u

Tabla 15. Requisitos equipos de corte para sistemas de generación basados en inversores y de frecuencia variable

Capacidad instalada o nominal	Equipo de Corte	Notas
$P \leq 0.25 \text{ MW}$	Interruptor termomagnético o Interruptor con unidades de disparo	v
$0.25 \text{ MW} < P < 1 \text{ MW}$	Interruptor con unidades de disparo, Reconectador o Interruptor de potencia	t
$P \geq 1 \text{ MW}$	Reconectador o Interruptor de potencia	u

Tabla 16. Requisitos equipos de corte para sistemas de autogeneración basados en inversores y de frecuencia variable

Capacidad instalada o nominal	Equipo de Corte	Notas
$P \leq 0.25 \text{ MW}$	Interruptor termomagnético o Interruptor con unidades de disparo	v

Capacidad instalada o nominal	Equipo de Corte	Notas
$0.25 \text{ MW} < P < 5 \text{ MW}$	Interruptor con unidades de disparo, Reconectador o Interruptor de potencia	<i>t</i>
$P \geq 5 \text{ MW}$	Reconectador o Interruptor de potencia	<i>u</i>

Notas relacionadas en la tabla:

- s. El equipo de corte de generadores debe estar en el PC; para autogeneradores el equipo de corte pueden estar en el PC, en el mismo nivel de tensión del PC o en el nivel de tensión la UG.
- t. El equipo de corte de sistemas de generación debe estar en el PC o en el mismo nivel de tensión del PC, en caso que este equipo no este instalado directamente en el PC se deberá instalar físicamente otro elemento de corte para despejar fallas entre el PC y el equipo de corte. Las características técnicas del equipo de corte del PC deberán ser definidas y acordadas con el OR.

El equipo de corte de sistemas de autogeneración podrá estar en el PC, en otro lugar al mismo nivel de tensión del PC o en otro nivel de tensión del PC con el OR, y la actuación de alguna función de protección deberán emitir disparo tripolar transferido (DDT) al equipo de corte del sistema de autogeneración que podrá estar, incluso, a nivel de inversor y recibirá las señales del DDT para reproducir su propia apertura. Para sistemas de autogeneración en el rango de potencia mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW, la comunicación de la señal de disparo deberá ser duplicado y el tiempo de apertura del interruptor no deberá ser mayor de 100 ms.

Para este rango de potencia, y según normatividad técnica del OR, es posible contar con los fusibles existentes como equipo de corte en el PC o en el acople físico entre el sistema de generación con el SDL, siempre y cuando el fusible se encuentre coordinado con las protecciones del OR y cumpla con la capacidad de corto circuito.

- u. Para generadores este requerimiento se debe cumplir en el PC; para autogeneradores en el PC o en el mismo nivel de tensión del PC. El uso del reconectador o interruptor de potencia dependen de los resultados del nivel de cortocircuito disponibles en los resultados del estudio de conexión y de la evaluación conjunta con el OR que otorga el PC con los demás equipos de corte existentes en la barra y/o zona de influencia.
- v. La protección principal y el equipo de corte 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.

7.5 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 de la regulación vigente, 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 deberá aportar corrientes de secuencia cero ante fallas a tierra en la red del OR, 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.

7.6 Servicios Auxiliares

Para todos los equipos de protección, control 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. Para sistemas de generación mayores o iguales a 5 MW la fuente de alimentación deberá ser propia.

Para el caso de sistemas de generación con ACC las fuentes de alimentación de servicios auxiliares para cada sistema de generación deben ser independientes, de forma que limitaciones en la alimentación de un sistema de generación no afecte los demás unidades de generación individuales

8. Equipos de registro de eventos

Para sistemas de generación mayores a 0.25 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 mínima de 1 ms³⁸.

Para sistemas de generación mayores a 1 MW se debe disponer de registros oscilográficos en el PC de los sistemas de protección en formato COMTRADE con las señales análogas de tensión y corriente por fase y con las señales digitales de arranque y disparo de todas las funciones de protección aplicables en el Acuerdo,

³⁸ Valor referenciado de la resolución CREG 025 de 1995.

apertura y cierre de equipo de corte, incluyendo esquemas de telecomunicación, según aplique. 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, para el nivel de tensión 4 o superior, y 1 segundos, para los niveles de tensión 1, 2 y 3, además, contar con una resolución mínima de muestreo de 960 Hz y almacenar mínimo 8 registros.

Para sistemas de generación mayores a 1 MW el error máximo de sincronización del SOE y/o registros oscilográficos (relés de protección y registradores de falla) no deberá ser superior a ± 200 ms³⁹. Los relés de protección deben estar sincronizados con la hora oficial colombiana.

Los registros de eventos descritos en este numeral podrán ser solicitados por parte del CND, OR/TN al agente generador para análisis de los eventos o posoperativos de la red a necesidad y/o aplicación de regulación vigente.

Para el caso de instalaciones de generación con ACC se debe disponer de un registro cronológico de eventos (SOE) y de un sistema de registro oscilográfico, tanto en el PCC como en cada PCI del sistema de generación, independiente de su capacidad instalada o nominal, considerando los requisitos técnicos descritos en este numeral.

9. Pruebas

En cumplimiento de la regulación vigente, en el anexo 2 de este Acuerdo CNO se detallan las pruebas de protecciones que deben realizarse sobre los siguientes sistemas de generación, según requisito definido en las siguientes resoluciones:

- **Resolución CREG 148/21:** sistemas de generación basados en inversores con capacidad efectiva neta mayores a 5 MW, conectados al SDL.
- **Resolución CREG 174/21:** sistemas de autogeneración a pequeña escala y gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW y generación distribuida al SIN.
- **Resolución CREG 101 011/22:** sistemas de generación basados en inversores con capacidad efectiva neta igual o mayor 1 MW y menor a 5 MW, conectados al SDL.
- **Resolución CREG 101 098/26:** sistemas de generación que compartan PCC.
- **Resolución CREG 101 099/26:** sistemas de autogeneración con y sin entrega de excedentes a la red, autogeneradores remotos y productores marginales remotos.

³⁹ Margen de error acordado en el Subcomité de protecciones, Acta 67 del 22/09/2017.

- **Resolución CREG 101 104/26:** plantas solares en el SDL que pasaron a estado de pruebas y se ajustan las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 en el SIN y se dictan otras disposiciones.

El alcance de la auditoria de las pruebas de protecciones requerida en las regulaciones que apliquen será el indicado en los anexos 2 y 3 del presente Acuerdo, según se indica a continuación:

- ✓ Revisar resultados de las pruebas funcionales a las protecciones del PC o mismo nivel de tensión del PC definidos en el anexo 2.
- ✓ Revisar el diligenciamiento y visto bueno de la lista de verificación definidos en el anexo 3.

La ejecución, revisión y aprobación de las pruebas a las protecciones de los sistemas de generación compartidos, aplicables por la resolución CREG 101 098/2026 deberán diligenciar el Anexo 4. Esta actividad deberá ser ejecutada por el promotor del proyecto del PCI y PCC y compartido al agente OR/TN que otorga PCC y al CND.

En complemento, tener en cuenta el cumplimiento a las pruebas y verificación del correcto funcionamiento de las protecciones, acorde a lo solicitado en el RETIE, así como, mantener registros históricos que permitan conocer la trazabilidad de las pruebas a los sistemas de protección.

10. Lista de verificación

En el anexo 3 de este Acuerdo CNO se presenta la lista de verificación de requisitos de protecciones para sistemas de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 del SIN colombiano. Esta lista aplica para todos los requisitos detallados en el ítem 7 de este Acuerdo y para cada caso deberán diligenciarse los campos que apliquen, según el tipo de tecnología, capacidad y nivel de tensión.

11. Referencias

La información de referencia y el soporte técnico de este Acuerdo se encuentra descrito en el documento “Soporte técnico Acuerdo CNO 2233”.