

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.

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 nominal¹⁴: menor o igual a 0.25 MW, mayor a 0.25 MW y menor 1 MW, mayor o igual a 1 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.

Para el caso de instalaciones de generación que compartan activos de conexión, 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 las demás plantas o unidades individuales conectadas en la frontera compartida (FC) y con la red existente.

Sin exceder los límites de capacidad instalada o nominal establecidos por la regulación vigente¹⁵, 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 8 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

¹⁴ 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.

¹⁵ Resolución 174 de 2021, artículo 6, o aquella que la modifique o sustituya.

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. Tener en cuenta, que el EACP debe incluir el detalle de ajuste y coordinación de todas las funciones y lógicas de protección habitadas en los esquemas disponibles, ya sea por cumplimiento de este Acuerdo o adicionales que considere pertinente habilitar el promotor del proyecto para proteger el sistema de generación.

Para cualquier tipo de tecnología de generación, 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.

Para el caso de sistemas de generación que compartan activos de conexión, los requerimientos de protecciones del PC deben implementarse en la FC, cumpliendo los criterios indicados para cada tecnología tanto en la FC como en el generador, según aplique.

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

Todo sistema de generación síncronos y de inducción conectados 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 (ANSI 25)			<i>j</i>
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>k</i>
Sobrecorriente de secuencia negativa (ANSI 46)		X	
Sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N)	X		<i>l</i>
Sobrecorriente controlada por tensión (ANSI 51V)		X	
Sobretensión (ANSI 59)		X	
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>

Función de Protección	PC	UG	Notas
Verificación de sincronismo	X		<i>r</i>

Tabla 5. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación de inducción¹⁶

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)	X		
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>k</i>
Sobrecorriente de fases y tierra (ANSI 51/51N)	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.
- **Mayores a 0.25 MW y menores a 5 MW (0.25 MW < P < 5 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 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.
- **Mayores o iguales a 5 MW ($P \geq 5$ MW):** Sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable conectados a los niveles de tensión 1, 2

¹⁶ Para sistemas de generación de inducción menores a 0.25 MW las protecciones y el equipo de corte pueden estar en el PC o en el nivel de la UG.

y 3 deberán disponer de esquemas de protección¹⁷ tanto para proteger la instalación del generador, sus equipos de conexión como para proteger 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 6, Tabla 7 y Tabla 8 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
Bajatensión (ANSI 27)		X	<i>m</i>
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>k</i>
Sobrecorriente de fases y tierra ANSI (51/51N)			<i>l</i>
Sobretensión (ANSI 59)		X	<i>m</i>
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	<i>p</i>
Anti-isla		X	<i>q</i>
Verificación de sincronismo			<i>r</i>

Tabla 7. Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable de capacidad instalada o nominal entre 0.25 MW < P < 1 MW

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 ANSI (51/51N) ó (51V/51VN) ó (67V/67VN)			<i>l</i>
Sobretensión (ANSI 59)	X		<i>m</i>
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		<i>n</i>
Frecuencia (ANSI 81U/O)	X		<i>p</i>
Anti-isla			<i>q</i>
Verificación de sincronismo			<i>r</i>

Espacio NO marcado con X en la tabla:

¹⁷ La protección de respaldo, incluyendo protección ANSI 50BF, en el PC podrán ser exigidas por el OR cuando el PC del sistema de generación o autogeneración 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.

Requisito que puede aplicar en la UG o en el PC.

Tabla 8. Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable de capacidad instalada o nominal $P \geq 1$ MW

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 ANSI (51/51N) ó (51V/51VN) ó (67V/67VN)	X		<i>l</i>
Sobretensión (ANSI 59)	X		<i>m</i>
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		<i>n</i>
Frecuencia (ANSI 81U/O)	X		<i>p</i>
Anti-isla	X		<i>q</i>
Verificación de sincronismo	X		<i>r</i>

Notas relacionadas en las Tablas:

- j.* En generadores síncronos el sistema de verificación de sincronismo disponible en la UG deberá comprobar condiciones de sincronismo en dos fases.
- 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 el 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 o autogeneración y debe 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. Las medidas de corriente para las funciones de sobrecorriente deben ser tomadas de los núcleos de protección.
- m.* 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 la función ANSI 27 y trifásica para la función ANSI 59, por lo tanto, se requiere instalación de un PT en cada fase. Para capacidades menores 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.
- 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. Esta protección deberá estar coordinada con las demás protecciones de la red.
- 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 UG o en el PC.

- q. Sistemas de generación conectados a niveles de tensión 1, 2 y 3 mayores a 1 MW deberán disponer de una protección anti-isla¹⁸ principal y respaldo, menores o iguales a 1 MW no es necesario el respaldo. Según el tipo de esquema anti-isla¹⁹ para sistemas de generación y autogeneración mayores a 1 MW se deberá considerar:
- ✓ Donde sea técnicamente viable²⁰ considerar un esquema intertrip como protección anti-isla principal y la función ROCOF como función de respaldo. En caso de usar la función ROCOF como protección anti-isla, se deberá ajustar el valor indicado por el CND en los estudios eléctricos²¹, con temporización mínima de 250 ms²².
 - ✓ Donde no sea técnicamente viable el intertrip, considerar un esquema con la función ROCOF²³ como principal y una función activa basada en realimentación positiva²⁴ como respaldo a nivel de inversor u otro tipo esquema para el caso de generadores síncronos y de inducción.

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.

Para las demás tecnologías de generación mantener las recomendaciones del tiempo de la 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”. Este mismo estándar indica que este tiempo puede ser extendido hasta 5 segundos con previo acuerdo con el OR.

¹⁹ No se recomienda implementar esquemas tipo Vector Shift porque podría operar ante cambios súbitos en la impedancia del sistema eléctrico de la potencia.

²⁰ Se refiere a que cuente con las comunicaciones necesarias para la implementación del esquema.

²¹ Este valor será el definido por el CND. El CND evalúa y publica periódicamente el valor de ajuste mínimo de ROCOF, el último valor calculado y vigente es 2 Hz/s.

²² Este valor puede ser reajustado en común acuerdo entre OR y agente generador, según resultados de análisis de eventos postoperatorios.

²³ 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, por esta razón es necesario también contar con una protección activa a nivel de inversor.

²⁴ La realimentación positiva es una función propia de los inversores y solo aplica para este tipo de generación, por tanto, no aplica para generadores síncronos y de inducción.

- ✓ La protección anti-isla tipo ROCOF se deberá implementar en el PC para generadores; para el caso de los autogeneradores podrá implementarse en PC o en el mismo nivel de tensión del PC.

Para sistemas de autogeneración conectados a niveles de tensión 1, 2 y 3 se requiere que el promotor evalúe la posibilidad de formación de islas internas no intencionales 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.

Para la implementación del Intertrip, la posición del interruptor 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 operador 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.

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 (y ser menores) con los tiempos de operación del recierre y el OR le indicará los tiempos del recierre.

- 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, 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 del OR esté desenergizado.

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.

Para el caso de autogeneradores 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 estandar IEEE 1547 o IEC 62109 y la función de sincronismo estaría cubierta en el *numeral* 5.1.2 *Synchronization*.

En caso de que el sistema de generación disponga de re-energización automática²⁵, 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, si y solo si, se detecta tensión en las tres fases del circuito²⁶ o barra y/o secuencia de fase en rangos normales de operación, según tecnología de generación.

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 9 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 9. Ajuste de protecciones sistémicas para generadores síncronos conectados al SDL

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Etapas 1: Bajatensión (ANSI 27)*	0.8 p.u.	10 -15 s	Actuación con medida trifásica y tensiones F-F
Etapas 2: Bajatensión (ANSI 27)*	0.6 p.u.	5 s	Actuación con medida trifásica y tensiones F-F
Etapas 1: Sobretenensión (ANSI 59)	1.12-1.2 p.u.	5-10 s	Actuación con medida trifásica y tensiones F-F
Etapas 2: Sobretenensión (ANSI 59)	1.3 p.u.	0.5 s	Actuación con medida trifásica y tensiones F-F
Sobrefrecuencia (ANSI 81 U/O)	--	--	Ajustados según regulación vigente

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

Tabla 10. Ajuste de protecciones sistémicas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable de capacidad instalada o nominal ≤ 0.25 MW conectados al SDL

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN
Etapas 1: Bajatensión (ANSI 27)	0.85 p.u.	2 s
Etapas 2: Bajatensión (ANSI 27)*	0.5 p.u.	≥ 0.2 s
Etapas 1: Sobretenensión (ANSI 59)	≥ 1.15 p.u.	2 s
Etapas 2: Sobretenensión (ANSI 59)	≥ 1.2 p.u.	0.1 s - 0.2 s

²⁵ Re-energización automática luego de activación de curva (FRT) o luego de falla. El tiempo de reconexión automática típicamente se ajusta entre 3 – 5 minutos después se detectan condiciones normales de operación en la red.

²⁶ El valor de tensión será definido entre el OR y el promotor del proyecto.

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN
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 coordinada con los tiempos de operación de las funciones de sobrecorriente en la zona de influencia.

Tabla 11. 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
Etapas 1: Bajatensión (ANSI 27)	0.8 p.u.	<u>Ver nota</u>	Actuación con medida segregada por fase y tensiones F-T
Etapas 2: Bajatensión (ANSI 27)	0.6 p.u.	<u>Ver nota</u>	Actuación con medida segregada por fase y tensiones F-T
Etapas 1: Sobretenensión (ANSI 59) **	1.15 p.u.	2.5 s	Actuación con medida trifásica
Etapas 2: Sobretenensión (ANSI 59)	1.25 p.u.	0.5 s	Actuación con medida 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

(**) Se recomienda que la medida de la función ANSI 59 sea con tensiones F-F, siempre y cuando la tecnología del relé lo permita; en caso de no ser posible, se podrá tomar la medida de tensión F-T, siendo esta última más susceptible a fenómenos sistémicos.

Nota:

En la Tabla 10 y Tabla 11 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.
- **Capacidad instalada o nominal entre $0.25 \text{ MW} < P < 5 \text{ MW}$:** definir los umbrales de ajuste de la función ANSI 27 considerando las verificaciones y resultados del EACP. Además, para los generadores entre 1-5 MW, validar que el ajuste propuesto sea por fuera de las curvas de depresiones de tensión (*LVRT*, por sus siglas en inglés) y sobretensiones (*HVRT*, por sus siglas en inglés) definidas en la regulación vigente, CREG 101-011 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya. Los valores de las funciones de tensión deben ser acordados con el OR.

- **Capacidad instalada o nominal ≥ 5 MW:** definir los umbrales de ajuste de las funciones ANSI 27/59 considerando las verificaciones y resultados del EACP. Además, validar que el ajuste propuesto sea por fuera de las curvas de depresiones de tensión (*LVRT*, por sus siglas en inglés) y sobretensiones (*HVRT*, por sus siglas en inglés) definidas en la regulación vigente, CREG 148 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya. Los valores de las funciones de tensión deben ser acordados con el OR.

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 Tabla 12 - Tabla 15 se presentan los requisitos de los equipos de corte según el tipo de tecnología.

Tabla 12. Requisitos equipos de corte para sistemas de generación/autogeneración síncronos

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

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

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

Tabla 14. Requisitos equipos de corte para sistemas de generación basados en inversores y de frecuencia variable

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

Tabla 15. 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
$0.25 \text{ MW} < P < 1 \text{ MW}$	Interruptor con unidades de disparo, Reconectador o Interruptor de potencia	t
$1 \text{ MW} \leq P < 5 \text{ MW}$	Interruptor con unidades de disparo, Reconectador o interruptor de potencia	w
$P \geq 5 \text{ MW}$	Reconectador o Interruptor de potencia	u

Notas relacionadas en la tabla:

- s. El equipo de corte de generadores debe estar en el PC y 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 generadores debe estar en el PC y autogeneradores podrán estar instalados en un lugar diferente al 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 generación y autogeneración (podrá ser incluso a nivel de inversor); el cual debe recibir las señales del DDT para reproducir su propia apertura. Para este rango de potencia es permitido la instalación de fusibles 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 y 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.
- 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 (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 duplicado y el tiempo de apertura del interruptor no deberá ser mayor de 100 ms.

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 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 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.

8. Equipos de registro de eventos

Para 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 ms²⁷.

Para sistemas de generación mayores a 5 MW se debe disponer de registros oscilográficos 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 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, para el nivel de tensión 4

²⁷ Valor referenciado de la resolución CREG 025 de 1995.