

Anexo 2 Procedimiento para realizar pruebas a las funciones de protección mínimas de los sistemas de generación de que tratan las Resoluciones CREG 148 y 174 de 2021"

Subcomité de Protecciones



Revisión	Fecha	Descripción
0	2022-01-03	Presentación Primer borrador
1	2022-01-20	Publicación primer borrador
2	2022-02-11	Concepto del Subcomité de Protecciones en la reunión 154

OBJETO:

Aprobar el procedimiento básico para realizar pruebas a las funciones de protección mínimas de sistemas de generación enmarcados dentro del ámbito de aplicación del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021 y del artículo 12 de la Resolución CREG 174 de 2021, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

CONSIDERACIONES:

- a. Los lineamientos indicados en este documento son una guía para el personal que ejecuta las pruebas a los relés de protección de los sistemas de generación. Las pruebas de protecciones deben ser ejecutadas por personal idóneo y con experiencia en la ejecución en pruebas de puesta en servicio de sistemas de protecciones eléctricas.
- b. Sistemas de generación de capacidad nominal menor o igual a 250 kW no requieren pruebas funcionales en sitio. Para generadores basados en inversores se requiere certificado de cumplimiento.
- c. La información contenida en este documento no reemplaza los protocolos específicos de pruebas de puesta en servicio a los equipos de protección que debe ejecutar el promotor del proyecto previo a la conexión del sistema de generación al SIN.
- d. Previo a la energización del sistema de generación, el OR debe validar el cumplimiento de la Listado de Verificación de Cumplimiento, el cual corresponde al Anexo 3 del Acuerdo 1522 o aquel que lo modifique o lo sustituya, en adelante se mencionará en el documento como Acuerdo de Protecciones de Generadores.
- e. El Listado de Verificación de Cumplimiento del Acuerdo 1522 está contenido en el Anexo 3 y hace parte integral de este Acuerdo.
- f. Las pruebas a los sistemas de protección deben ser ejecutadas antes de la entrada en servicio del sistema de generación.

PROCEDIMIENTO GENERAL DE VALIDACIÓN

A continuación, se presenta el procedimiento básico para validar la correcta operación de los equipos de protección disponibles en el punto de conexión o en el mismo nivel de tensión del punto de conexión del sistema de generación

3.1 Validaciones iniciales básicas

- Validar cumplimiento de las reglas de oro (recomendaciones de seguridad) previo a la ejecución de las actividades a realizar.
- Validar mediante inspección visual estado de las protecciones, tableros, borneras, equipos de corte, medida y servicios auxiliares.
- Verificar diagramas unifilares, relación de transformación de los equipos de medida (transformadores de corriente y tensión: CTs y PTs) y conexionado general del equipo de protección. Además, para sistemas de generación mayores a 5 MW verificar que los transformadores de corriente y tensión corresponden a núcleos de protección y no de medida
- Validar que los ajustes de cada una de las funciones de protección definidos en el Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones (EACP) se encuentren implementados en los relés.

- Validar la correcta operación de los esquemas de comunicación requeridos para los disparos directos transferidos, según se indica en el Acuerdo de Protecciones de Generadores.

3.2 Pruebas básicas

Las pruebas o verificaciones indicadas en este documento corresponden a las pruebas básicas que debe realizar el promotor del proyecto para validar que las funciones disponibles en el equipo de protección del sistema de generación y/o punto de conexión operen adecuadamente. Estas pruebas se deben realizar mediante inyección secundaria de la señal de tensiones y/o corrientes, según aplique.

Previo a la ejecución de las pruebas, se deben realizar inyecciones secundarias básicas de corrientes, voltajes y frecuencias con el objetivo de validar que el equipo de protección que será sometido a pruebas esté midiendo adecuadamente y dentro del error de medida declarado en las especificaciones técnicas del equipo. Los porcentajes de error también deben ser considerados en la prueba de funciones, según las especificaciones de cada protección.

A continuación, se detallan las funciones de protección, que como mínimo deben ser probadas, y el procedimiento básico recomendado a ejecutar durante las pruebas:

Funciones de baja y sobretensión (ANSI 27 y 59/59N):

Las pruebas ejecutadas a las funciones de tensión deberán validar que el sistema de generación se desconecte del SIN, en el tiempo señalado en el Acuerdo de Protecciones de Generadores, cuando la tensión alcanza el umbral¹ definido, esta medida puede ser fase-tierra o fase-fase, según se requiera o defina en el EACP.

La prueba básica a las funciones de tensión se podrá ejecutar usando señales tipo escalón, rampa o secuencia. A continuación, se detallan los pasos a seguir para realizar esta prueba:

- a. Pruebe mediante inyección secundaria que la activación de la función ANSI 27 y ANSI 59 cumpla con los umbrales de arranque y tiempos de operación definidos.
- b. Repita la prueba en cada fase de forma individual y en todas las fases de forma simultánea. Este procedimiento debe aplicarse para cada umbral y temporización ajustado en la protección.
- c. Registre los resultados de las pruebas incluyendo las magnitudes de la tensión y tiempo de operación.

Funciones de baja y sobrefrecuencia (ANSI 81):

La prueba ejecutada a la función de frecuencia deberá validar que el sistema de generación se desconecte del SIN, en el tiempo señalado en el Acuerdo de Protecciones de Generadores, si la frecuencia medida (fase-tierra o fase-fase) alcanza el umbral definido.

¹ El umbral de la función ANSI 27 podrá ser modificado y acordado con OR, según resultados del EACP.

La prueba a la función de frecuencia se podrá ejecutar usando señales tipo escalón, rampa, secuencia o señal sinusoidal de tensión. A continuación, se detallan los pasos a seguir para realizar esta prueba:

- a. Pruebe mediante inyección secundaria que la activación de la función ANSI 81 cumpla con los umbrales de arranque y tiempo de operación definidos.
- b. Este procedimiento debe aplicarse para cada umbral y temporización definida.
- c. Registre los resultados de las magnitudes la frecuencia y tiempos de operación

Para generadores basados en inversores con capacidad instalada menor o igual a 1 MW y que dispongan de la función ANSI 81 en el inversor, se puede omitir esta prueba funcional en sitio y presentar certificado de cumplimiento emitido por el fabricante.

Funciones de sobrecorriente (ANSI 51/51N):

La prueba ejecutada a las funciones de sobrecorriente deberán validar que el sistema de generación se desconecte del SIN, usando la curva característica ajustada (pickup, dial y tipo de curva o tiempo de operación) definida en el EACP. A continuación, se detallan los pasos a seguir para realizar esta prueba:

- a. Pruebe mediante inyección secundaria que la activación que las funciones de sobrecorriente de fase y de tierra cumplan los umbrales de arranque (pickup) y tiempo de operación, por lo menos para diez (10) puntos sobre la curva característica. Se debe probar la curva característica tanto de fases como de tierra.
- b. Registre los resultados de las magnitudes de las corrientes y tiempo de operación para cada punto.

Nota: Esta metodología también aplica para probar otras funciones de protección con principio de operación de corriente, como lo es la sobrecorriente condicionada con tensión (ANSI 51V), para la cual deberá incluirse a la curva característica, las restricciones y cambios de esta según el valor de la tensión.

Funciones de sobrecorriente direccionales (ANSI 67/67N):

La prueba ejecutada a las funciones de sobrecorriente direccionales deberá validar que el sistema de generación se desconecte del SIN, usando la curva característica programada (pickup, dial, tipo de curva o tiempo de operación) y la dirección definida en el EACP. A continuación, se detallan los pasos a seguir para realizar esta prueba:

- a. Pruebe mediante inyección secundaria que la activación de las funciones de sobrecorriente de fase y de tierra cumplan los umbrales de arranque y tiempo de operación, por lo menos para diez (10) puntos sobre la curva característica. Se debe probar la curva característica tanto de fases como de tierra.
- b. Valide la polarización de los transformadores de corriente (CT) y secuencia de fases en los transformadores de tensión (PT)².
- c. Valide que opere para fallas adelante y se bloquee para fallas atrás.
- d. Registre los resultados de las magnitudes la corriente y tiempo de operación.

Funciones de sobrepotencia (ANSI 32F):

² La validación de los PTs aplica para probar la función ANSI 67.

La prueba ejecutada a la función de sobrepotencia hacia adelante deberá validar que el sistema de autogeneración se desconecte del SIN bajo las condiciones acordadas con el OR, según regulación aplicable. A continuación, se detallan los pasos a seguir para realizar esta prueba:

- a. Pruebe mediante inyección secundaria que la activación de las funciones de sobrepotencia cumplan con los umbrales de arranque y tiempo de operación definidos.
- b. Valide la polarización de los transformadores de corriente (CT) y secuencia de fases en los transformadores de tensión (PT).
- c. Valide que la función limite la potencia entregada a la red o desconecte al autogenerador del sistema según las condiciones pactadas con el OR.
- d. Registre los resultados de las magnitudes la potencia y tiempo de operación

Función de verificación de sincronismo (ANSI 25)/Sincro-Check:

La prueba de verificación de sincronismo de un sistema de generación debe validar que el sistema de generación se conecte al SIN si las condiciones lo permiten. A continuación, se detallan los pasos a seguir para realizar esta prueba:

- a. Conecte el equipo de prueba para monitorear el permiso entregado por la protección para el comando de cierre del equipo de corte, y valide que el relé de verificación de sincronismo solo permite el cierre del equipo de corte si todos los parámetros configurados se encuentran en el rango definido.
- b. Registre los resultados de las magnitudes que apliquen (tensión, frecuencia y/o ángulo) y señal de permiso de cierre que permite validar la operación correcta de la sincronización del recurso de generación al SIN.
- c. La re-energización del inversor queda certificado de cumplimiento del fabricante y validado en la lista de verificación del Acuerdo.

Disparos transferidos:

Se deberán ejecutar pruebas de disparo desde el equipo de protección al equipo de corte asociado al sistema de generación y verificar la apertura exitosa del equipo de corte. A continuación, se detallan los pasos a seguir para realizar esta prueba:

- a. Pruebe mediante inyección secundaria en el equipo de protección la activación de las funciones de protección, la activación de la salida de disparo y la apertura del equipo de corte. En caso de disponer de varios equipos de corte se deberá validar la apertura de cada uno de ellos.
- b. Registre los resultados del tiempo de operación desde la activación de la función y hasta la apertura del interruptor. Para esta prueba valide que el tiempo total se encuentre dentro de los rangos de operación esperado.

Nota: El tiempo total entre la señal de disparo emitida por el relé y la apertura efectiva del equipo de corte, debe ser menor al tiempo de recierre más rápido del alimentador donde se conecta el sistema de generación.

Pérdida de potencial:

Se deberán ejecutar pruebas asociadas a la pérdida de la señal de tensión de los equipos de protección en una y las tres fases. En esta prueba se deben validar las siguientes condiciones, entre otras:

- Apertura del MCB (Mini Circuit Breaker).
- Disparo del MCB.
- Apertura del cableado secundario.

Con los resultados de esta prueba valide además que, ante la activación de la señal de pérdida de potencial, se genere una señal de alarma a un sistema de supervisión. En caso contrario, valide la ejecución de un disparo automático del sistema de generación.

Protección Anti-isla:

Según aplique el esquema de protección anti-isla definido por el promotor del proyecto en el punto de conexión, se deberán probar mediante inyección secundaria la funcionalidad de la protección. Para los casos que se cuente con funciones anti-isla a nivel de inversor, bastará con presentar el certificado de prueba por parte del fabricante del equipo.

REPORTE DE LOS RESULTADOS

Los resultados de las pruebas de protecciones deben ser protocolizados y documentados por el promotor del proyecto y esta información deberá estar disponible para el operador de red y/o cualquier ente de control que las requiera. Además, del reporte de resultados de pruebas debe ser anexada según el Anexo 3. Lista de Verificación Requisitos de Protecciones Sistemas de Generación para los Niveles de Tensión 1 2 y 3.