

**Lineamientos para elaborar EACP para DERs en el
SDL.**

**Subcomité de
Protecciones**



Revisión	Fecha	Descripción
0	22-07-2022	Documento con lineamientos y consideraciones para elaborar EACP de protecciones para recursos energéticos distribuidos en sistemas de distribución local.

I. INTRODUCCIÓN

El diseño tradicional de los sistemas de protecciones en el sistema de distribución local (SDL) contempla flujos de potencia de forma unidireccional por los diferentes ramales y transformadores, es decir, se considera que la potencia activa fluye en el SDL aguas abajo, desde el lado de alta al lado de baja de los transformadores de distribución, continuando por los ramales o circuitos de distribución; no obstante, con la incursión masiva de los Recursos energéticos Distribuidos (DER) en el SDL, se ha identificado como gran desafío para los sistemas de protección en los niveles de tensión 1, 2 y 3 los siguientes ítems:

- Operación selectiva de los sistemas de protección ante la presencia de flujos de potencia bidireccionales en el SDL por multiplicidad de DER. Es importante resaltar que algunos de los esquemas de protección del SDL están basados en unidades de sobrecorrientes no direccionales y solo para algunas líneas enmalladas (o críticas) se cuentan con esquemas de protección más selectivos.
- Detección de fallas ante bajos aportes de corrientes de cortocircuito generados por fuentes de generación basados en inversores (IBG). Importante indicar que el control de los IBGs deberá estar en capacidad de aportar corrientes de corto circuito de 1^1 p.u. de corriente nominal (I_n), con componentes de secuencia positiva y/o negativa, teniendo en cuenta que los generadores síncronos comúnmente aportan entre 6 a 8 veces la I_n ante fallas, con componentes de secuencia positiva y negativa; la secuencia cero dependerá de la conexión del transformador de generación.
- Riesgo de pérdida de grandes bloques de DER ante condición de falla externa no despejada de forma oportuna, debido a los tiempos de despeje de fallas prolongados en las redes donde se conectan los DER.

¹ "Recommended Settings for Voltage and Frequency Ride-Through of Distributed Energy Resources". Con prioridad de corriente activa o reactiva, según necesidades eléctricas en el punto de conexión de la planta.

- Capacidad de la red para evitar sobrecargas en la línea y zona de influencia a la cual se conecta el DER, que podrían ocasionar disparos por activación de protecciones de sobrecorriente.

Acorde a lo indicado y teniendo en cuenta las nuevas condiciones topológicas, retos operativos y crecimiento del SDL identificados al evaluar la coordinación de protecciones de un nuevo proyecto de generación en esta red, se recomienda no solo considerar los ajustes de protección en el punto de conexión y al interior del sistema de generación, sino, revisar la integralidad y selectividad de los ajustes de protección de la red existente en la zona de influencia, con la conexión del nuevo proyecto de generación.

En este sentido, este documento contiene las recomendaciones a tener en cuenta para la elaboración de Estudios de Ajuste y Coordinación de Protecciones (EACP) de los DER conectados al SDL, según la tecnología y capacidad.

II. ALCANCE

Los lineamientos y recomendaciones descritos en este documento aplican para DERs, conectados al SDL y con capacidades definidas en el Acuerdo CNO 1522, o aquellas que la modifiquen o sustituya, en su ítem 4, numeral VIII.

III. CONSIDERACIONES GENERALES

- Para el caso de los generadores basados en inversores, y dado el impacto del control en el aporte de corriente de cortocircuito (en magnitud y ángulo), los EACP deben considerar el modelo real del inversor suministrado por el fabricante del equipo del proyecto.
- Integrar en el modelo eléctrico del SDL los DER e incluir los umbrales de las funciones de tensión y frecuencia para validar en las simulaciones posibles salidas no selectivas de los DER por condiciones operativas del SDL.
- Modelar la red del SDL de la zona de influencia del proyecto, incluyendo equivalentes en las barras de conexión STR/SDL o interconexiones del SDL relevantes que puedan afectar el nivel de

cortocircuito en el punto de conexión del proyecto. En el modelo eléctrico se deben considerar transformadores de conexión al STR, transformadores de puesta a tierra en redes aisladas, condiciones operativas y topológicas particulares de la red, así como incluyendo los sistemas de generación existentes y cargas según su tipo.

- Realizar fallas al interior del sistema de generación, en el circuito propio (ya sea por conexión en T o conexión a barra) y en los circuitos adyacentes, y validar la selectividad de las funciones de protección para fallas internas y externas monofásicas (1F), bifásicas (2F), bifásicas a tierra (2FT) y trifásicas (3F), francas y con impedancia; como mínimo para fallas a tierras evaluar impedancias de 5 y 10 ohm y para fallas entre fases impedancias hasta de 5 ohm.
- Considerar en los estudios de protecciones las características técnicas y constructivas del tipo de tecnología que se está evaluando y considerar su impacto desde el punto de vista de protecciones; es decir, para sistemas de generación síncronos determinar el tiempo crítico de despeje de fallas² (TCDF) ante falla 3F en bornes del generador y falla 3F en la barra de conexión; mientras que para sistemas IBG considerar las curvas de soportabilidad Low/High Voltage Ride Through³ (LVRT/HVRT) ante huecos de tensión fase – fase, definidas en la regulación vigente.
- Incluir una conclusión con el desempeño de las protecciones disponibles en el punto de conexión, según los resultados de las simulaciones realizadas; en caso de ser necesario, se deberán dejar escritos los limitantes del esquema de protección y las recomendaciones de nuevas implementaciones.

² El TCDF es el tiempo máximo que una unidad síncrona puede soportar la alimentación de una falla, antes de pasar a una condición que la llevará a la pérdida de sincronismo o deslizamiento de polos. En los análisis del sistema colombiano, se ha considerado que este tiempo se da cuando el ángulo de la tensión del generador alcanza aproximadamente 120°, con respecto al ángulo de tensión del sistema.

³ Las curvas LVRT y HVRT consideran el tiempo máximo en función de la magnitud de la tensión fase-fase del punto de conexión que un inversor debe permanecer conectado aportando corriente reactiva (o activa), según se defina previamente, ante una depresión o hueco de tensión originada por falla u otra condición anormal en el sistema de potencia.

- Considerar fallas en transmisión que puedan generar depresiones o sobretensiones en la red de distribución, en zonas con alta penetración de DERs, se recomienda validar impacto de fallas críticas a nivel de transmisión sobre las funciones de tensión en el punto de conexión. En caso de requerirse, esta contingencia será definida en la reunión de inicio del proyecto.
- En zonas con alta penetración de DERs, en las cuales la generación interna sea mayor a la demanda y exista exportación de potencia desde el SDL al STR, con potencia instalada igual a la carga o cambio en nivel de cortocircuito mayor al 5%, validar impacto sobre las funciones distancia en las líneas de conexión del STR.

IV. ESCENARIOS:

1. **Generación Basada en Inversores (IBG)-PV:** considerar escenario de demanda media, con máxima generación del recurso de generación variable tipo solar. En caso de modificar ajustes en la red existente, se deberá validar coordinación en demanda máxima y mínima, sin recurso de generación solar.
2. **Generación Síncrona/asíncrono/IBG-eólica:** considerar escenario de máxima demanda, con máxima generación del recurso de generación; y demanda mínima, con el mínimo operativo del recurso de generación síncrona o eólica.

V. ÁREA DE INFLUENCIA:

Se deben incluir todos los transformadores de conexión al STR y fuentes de alimentación que alimentan esta porción de la red. Además, es necesario considerar la topología de la red a la cual se va a conectar:

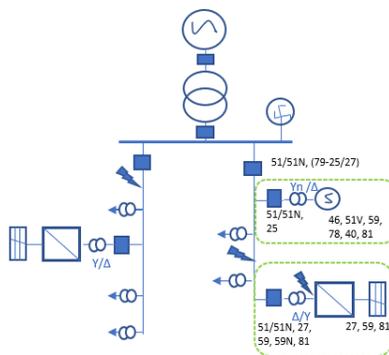
- Cuando la conexión es directa a la barra, se deben modelar todas las bahías conectadas a esta barra.
- Cuando la red es radial, se debe modelar el ramal propio y ramales adyacentes y/o paralelos que impacten.
- Cuando la red es anillada, se debe modelar todo el anillo, incluyendo condiciones operativas de esta porción de la red.

En todo caso, la topología debe ser acordada desde la reunión de inicio y aprobada por el OR de esta porción de la red. Asimismo, el OR deberá definir las contingencias y/o reconfiguraciones topológicas que debe ser evaluadas en el EACP.

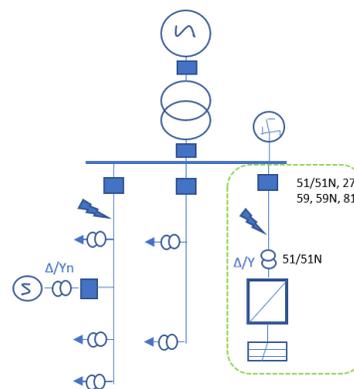
VI. TOPOLOGÍAS

En la siguiente figura se presentan las conexiones típicas de los DER a las redes del SDL, conexión en T a un circuito de distribución y conexión directa a una barra frontera de STR/SDL.

Conexión en T



Conexión a barra



VII. FUNCIONES DE PROTECCIÓN:

A continuación, se presentan las validaciones mínimas para cada función de protección, según su tecnología:

A. ANSI 25

Generación síncrona:

- ✓ Indicar los ajustes de tensión, frecuencia y ángulo de verificación de sincronismo para el cierre del interruptor en el punto de conexión y punto de sincronización de la planta con la red.

Generación IBG:

- ✓ Si tiene re-energización automática se deberán incluir los ajustes de magnitud de tensión y tiempo.
- ✓ Para la generación IBG, confirmar si en caso de stand by del inversor por activación del modo HVRT o LVRT, el equipo de corte en el punto de conexión comanda disparo o permanece cerrado.

Nota: En caso de disponer de Energy-check⁴ para validar el cierre seguro del generador también se deben incluir el ajuste de tensión.

B. ANSI 27:

Generación Síncrona/asíncrona:

- ✓ Ejecutar fallas 1F, 2F, 2FT y 3F externas y validar que no opere (o coordine) con los demás elementos de protección para fallas externas a tierra en la red, es decir, validar que no opere ante huecos de tensión por fallas externas.

Generación IBG:

- ✓ Ejecutar fallas 1F internas en el circuito de conexión y validar que la función ANSI 27 del punto de conexión coordine con las protecciones de sobrecorriente (o principales) del propio circuito.
- ✓ Ejecutar fallas 1F, 2F, 2FT y 3F externas y validar que no operé (o coordine) con los demás elementos de protección para fallas externas a tierra en la red, es decir, validar que no opere ante huecos de tensión por fallas externas.
- ✓ Validar que la función ANSI 27 del sistema de generación en el punto de conexión coordine con la curva LVRT; es decir, estar por fuera de las curvas límites. Además, evaluar en las simulaciones que para fallas 1F en la red del SDL no se activen las curvas de control HVRT y LVRT, puesto que la medida para esta curva debe ser Fase – Fase (F-F) en el punto de conexión.

⁴ Determina ausencia tensión en lado del generador.

- ✓ En caso de habilitar la función ANSI 27 a nivel de inversor, se deberá validar que la función de tensión del inversor coordine con las funciones de tensión en el punto de conexión, es decir, que no operen primero las funciones de tensión del inversor, que las del punto de conexión; en esta simulación se deberá considerar la medida de tensión a nivel de inversor, la cual dependerá de la conexión de este equipo (tres o cuatro hilos).

Conexión en T: Ejecutar fallas 1F en el circuito en T y validar que la función ANSI 27 del punto de conexión opere para fallas a tierra en este circuito. En caso de no detectar fallas a tierra, se deberán considerar alguna de las siguientes alternativas: evaluar esquema de protección basado en la función ANSI 51V, ANSI 21, ANSI 59N y/o evaluar apertura secuencial con el interruptor de la cabecera del alimentador, entre otras opciones.

C. ANSI 51/51N:

Generación Síncrona/asíncrona/IBG:

- ✓ Ejecutar fallas 1F, 2F, 2FT y 3F internas y validar que la función ANSI 51/51N del punto de conexión y del sistema de generación detecte fallas al interior del sistema de generación y coordine con las protecciones del alimentador principal. En caso de que se conecte a la barra de una subestación de distribución, validar la coordinación con todas las bahías de transformador y los extremos remotos en sistemas anillados.
- ✓ Ejecutar fallas 1F, 2F, 2FT y 3F internas y validar que la función ANSI 51/51N de la cabecera del circuito detecte fallas en el ramal y opere para fallas en los elementos protegidos, en este punto considerar el aporte de la corriente de los DER a la falla (concepto de Blinding effect).
- ✓ Ejecutar fallas 1F, 2F, 2FT y 3F externas en circuitos adyacentes y validar que las funciones ANSI 51/51N ubicadas en los circuitos distribución no se activen para fallas externas por flujos bidireccionales en la red de distribución. Lo anterior debido a los aportes de corrientes de cortocircuito de los DER conectados en los ramales que podrían hacer operar estas

funciones de sobrecorriente en otros ramales o en elementos “aguas arriba” (concepto de sympathetic tripping).

- ✓ Para el caso de la generación síncrona, con aportes de falla desde el generador hacia el SDL mayores a 1 In pu, ejecutar fallas en los circuitos adyacentes y validar la coordinación de las protecciones del generador con los relés de protección en la zona de influencia.

D. ANSI 59:

Generación IBG/asíncrona:

- ✓ Validar que la función ANSI 59 del sistema de generación en el punto de conexión coordine con la curva HVRT; es decir, estar por fuera de las curvas límites. En caso de habilitar la función ANSI 59 a nivel de inversor, se deberá validar que la función de tensión del inversor coordine con las funciones de tensión en el punto de conexión, es decir, que no operen primero las funciones de tensión del inversor, que las del punto de conexión; en esta simulación se deberá considerar la medida de tensión a nivel de inversor, la cual dependerá de la conexión del inversor.
- ✓ Ejecutar fallas 3F externas y validar que coordine (o no opere) con los demás elementos de protección para fallas externas en la red, es decir, validar que no opere ante incrementos de tensión causados por fallas externas.

E. ANSI 59N:

Generación Síncrona/asíncrona/IBG:

- ✓ Ejecutar fallas 1F externas y validar que la función ANSI 59N del sistema de generación en el punto de conexión coordine con las protecciones de otros equipos de protección, es decir, se deberá validar el valor de 3V0 ante fallas a tierra en la red.
- ✓ Ejecutar fallas 1F, 2F, 2FT y 3F internas, y validar que la función ANSI 59N opere para la condición esperada en redes aisladas.

F. ANSI 79:

Generación Síncrona/asíncrona/IBG:

Se recomienda que el recierre de la protección del OR sea con verificación de tensión cuando se encuentre DER conectada aguas debajo de ella. En caso de no ser posible la verificación de tensión previa al recierre, se recomienda implementar alguna estrategia que permita ejecutar el recierre en condiciones seguras. Por tanto, se debe validar que la función ANSI 79, de la protección del OR, considere el tiempo máximo de apertura del sistema de generación en el punto de conexión para fallas en el propio circuito con y sin impedancia. Además, que el tiempo del recierre del circuito que alimenta el punto de conexión del generador sea mayor al tiempo máximo de la apertura del equipo de corte del sistema de generación, incluyendo validación y coordinación del tiempo de operación de la protección anti-isla.

G. ANSI 81:

Generación Síncrona/asíncrona/IBG:

- ✓ Validar que la función ANSI 81 en el punto de conexión considere los rangos definidos en la regulación y el Acuerdo CNO vigente.

Según los resultados de los análisis eléctricos del CND, en caso de que lo considere necesario, se propondrán otros valores diferentes.

H. PROTECCIÓN ANTI-ISLA⁵:

Generación Síncrona/asíncrona/IBG:

- ✓ Incluir los resultados del estudio de conexión, el cual contiene los casos de posible formación de islas no controlados, y describir detalladamente el tipo de esquema anti-isla principal y respaldo y la justificación técnica de la viabilidad de la implementación de la misma.

⁵ El análisis descrito para la función anti-isla aplica para capacidades instaladas mayores a los definidos en el documento con los Lineamientos del Estudio de Conexión Simplificado definidos en la Resolución CREG 174 de 2021, o aquella que la sustituya o modifique.

- ✓ El EACP debe incluir la coordinación de tiempos de recierre y anti-isla definidos entre entre OR y promotor del proyecto, además, considerar el número de intentos de recierre con sus respectivos tiempos de operación, los cuales deberán ser suministrados por el OR al promotor del proyecto como dato de entrada para la elaboración del estudio de protecciones.
- ✓ En caso de usar la función ROCOF como protección anti-isla, se deberá ajustar el valor indicado por el CND en los estudios eléctricos; el CND evalúa y publica periódicamente el valor de ajuste mínimo de ROCOF. El valor calculado en el año 2020 es 2 Hz/s.

I. ANSI 21G/51V:

Generación Síncrona:

- ✓ Ejecutar fallas 1F⁶, 2F, 2FT y 3F internas francas en los bornes del generador y en el lado de alta del transformador elevador para validar la operación de la función dentro de las dos zonas de operación de la función ANSI 21G.
- ✓ Ejecutar fallas 1F⁷, 2F, 2FT y 3F externas francas en líneas adyacentes y la subestación remota al punto de conexión para validar que la protección ANSI 21G no opere.
- ✓ Para el caso de la función ANSI 51V ejecutar fallas 1F, 2F, 2FT y 3F externas francas y con impedancia en líneas adyacentes y validar la coordinación de protecciones, con las protecciones adyacentes, de al menos 500 ms.

J. ANSI 40

Generación Síncrona:

⁶ Para la detección de fallas 1F de la función ANSI 21G, ante fallas en el mismo nivel de tensión de bornes del generador, dependerá del aterrizamiento del sistema de generación.

⁷ Para la detección de fallas 1F de la función ANSI 21G, ante fallas en el mismo nivel de tensión de bornes del generador, dependerá del aterrizamiento del sistema de generación.

Para la función ANSI 40 evaluar que no opere dentro de la curva de capacidad del generador, que coordine con los limitadores del regulador de tensión y que opere para pérdida de campo del generador con y sin carga, se recomienda evaluar como mínimo lo siguiente:

- ✓ Simular pérdida de campo del generador a plena carga y mínima carga y validar que la función ANSI 40 opere.
- ✓ Ejecutar una falla 3F en bornes del generador despejada por las protecciones del generador (típicamente ajustadas por debajo del TCDF) y verificar que la función ANSI 40 no opere.
- ✓ Ejecutar una falla 3F en bornes del generador despejada por encima del TCDF y verificar que para esta condición de pérdida de estabilidad exista selectividad entre las funciones ANSI 78 y ANSI 40; es decir, que opere primero la función ANSI 78 y luego opere la función ANSI 40.

K. ANSI 78:

Generación Síncrona:

Para la función ANSI 78 evaluar que opere cuando se presentan condiciones de inestabilidad en el generador (por falla u otros), y por consiguiente, pérdida de sincronismo de la unidad al superar el TCDF. Se recomienda evaluar como mínimo lo siguiente:

- ✓ Ejecutar una falla 3F franca en bornes y en el lado de alta del transformador elevador despejadas por encima del TCDF y verificar que la función ANSI 78 opere para la condición pérdida de estabilidad de esta unidad.
- ✓ Ejecutar una falla 3F franca al 1% y al 99% en el circuito adyacente más corto (o con tiempo de operación más lento), despejadas por las protecciones disponibles del circuito y verificar que la función ANSI 78 no opere, siempre que la condición del generador sea estable. En caso de identificarse pérdida de estabilidad del generador ante las fallas evaluadas en este numeral y despejadas por las protecciones disponibles

**Lineamientos para elaborar EACP para DERs en el
SDL.**

**Subcomité de
Protecciones**



en el circuito, se debe evaluar la posibilidad de disminuir los tiempos de despeje de fallas de los circuitos adyacentes al sistema de generación.