Revisión	Fecha	Descripción
0	2020-07-22	Este documento contiene el soporte técnico para definir los requisitos de protecciones de sistemas de generación indicados en el Acuerdo CNO 1322.
1	2022-01-19	Este documento se actualiza con el soporte técnico para definir los requisitos de protecciones de sistemas de generación indicados en el Acuerdo CNO 1522.
2	2022-08-19	Este documento se actualiza con el soporte técnico de la protección anti-isla.
3	2023-08-18	Este documento se actualiza incluyendo nuevas topologías para medición de la función ANSI 32.

Contenido

Introducción 4

1. Alcance 5

2. Definiciones 5

3. Sistemas de generación basados en inversores 6

3.1 Desempeño de los IBG durante fallas 8

4. Simulaciones 9

4.1 Simulaciones EMTP/ATPDraw 9

Caso 1 11

Caso 2 12

Caso 3 13

Análisis de resultados 14

4.2 Simulaciones PSS 15

Caso 1 15

Caso 2 16

Caso 3 16

Caso 4 17

Análisis de resultados 18

5. Requerimientos de los sistemas de protección 18

5.1 Protección principal y respaldo 19

Características de las funciones de protección 21

5.2 Protección Anti-isla 26

Tipos de anti-isla 28

Coordinación protección anti-isla y recierre: 34

Estudios de la protección anti-isla: 35

5.3 Transformadores de tensión....36
5.4 Equipos de interrupción....36
6. Resumen de requisitos de protecciones en otras regulaciones....38
7. Coordinación de protecciones en el SDL....40
Blinding Effect....41
Tripping Effect (Sympathetic Tripping Effect):....41
Desplazamiento de la impedancia aparente....41
7.1 Estudios de coordinación de protecciones....42
Hydro-Quebec [9]....42
Chile [20]....43
8. Conexiones monofásicas de generadores....44
9. Desafíos de los sistemas de protección en el SDL....47
9.1 Documento circular 21 de 2019....48
10. Conclusiones....52
11. Referencias....55
12. ANEXOS....57

Introducción

La incursión masiva de sistemas de generación al sistema de distribución Local (SDL) cambia considerablemente la dinámica de operación de las redes de distribución, al ocasionar la circulación de flujos de potencia bidireccionales, tanto para condiciones normales de operación como de falla. Lo anteriormente mencionado sumado a la incorporación de sistemas de generación basados en inversores (IBG) al Sistema Interconectado Nacional (SIN), tanto a nivel de distribución como de transmisión, requirieron del análisis y definición desde el punto de vista sistémico de los requisitos mínimos de protecciones para estos sistemas de generación, que permitan que el sistema de potencia opere dentro de los rangos establecidos en la regulación vigente y evitar materialización de riesgos en el Sistema Interconectado Nacional.

A la fecha[1] se han notificado a XM la conexión, entre 2020-2023, de 125 proyectos de generación que suman 1543 MW, de los cuales el 75% corresponde a generadores basados en inversores; para la mayoría de estos proyectos el punto de conexión se encuentra en los niveles de tensión 2 y 3, en el Anexo 1 se presenta la información básica de estos proyectos [1]. Además, se suman a estos nuevos proyectos, la conexión al SDL de generadores distribuidos y autogeneradores de pequeña escala que no son notificados a XM.

Con la publicación de las resoluciones CREG 148 de 2021 y CREG 174 de 2021 y considerando la incursión masiva de sistemas de generación al SDL, en especial tipo IBG, se actualizaron en el Acuerdo *"Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano"*, , los requisitos de protecciones para la conexión segura de sistemas de generación al SIN colombiano considerando las necesidades técnicas de las redes y las experiencias operativas de otros países, tales como:

1. Detección y despeje de fallas.
2. Formación de islas no planeadas.
3. Coordinación de protecciones.

Los requisitos de protecciones contemplados en el Acuerdo CNO 1749 definen los requisitos desde el punto de vista sistémico, por tanto, es importante resaltar que los promotores de proyectos deben garantizar el despeje oportuno de fallas y condiciones anormales de operación en cada uno de los equipos instalados al interior de los sistemas de generación y prevenir que tales fallas trasciendan al nivel de tensión superior.

[1] Listado oficial de entrada de nuevos proyectos notificados a XM al 30 de abril de 2020.

1. Alcance

El presente documento contiene soportes técnicos para los principales requerimientos definidos en el Acuerdo CNO vigente que define los *requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación al SIN colombiano*. La información presentada en este documento se basa en referenciamiento internacional de los códigos de red de los operadores de Chile, Austrig (Australia), Endesa (España), Hydro-Quebec (Canadá) y Edisson (Estados Unidos), literatura internacional, resultados de simulaciones realizados por operadores de red (OR) en Colombia y XM, regulación colombiana y la experiencia operativa.

Las simulaciones presentadas en este documento se enfocan en el impacto de los sistemas de generación basados en inversores (generadores eólicos tipo 4 y solares). No se incluyen simulaciones para los sistemas de generación con tecnologías síncronas y de inducción en este documento, ya que en la literatura se encuentran ampliamente estudiados y sustentados los impactos de estas tecnologías en los sistemas de potencia que soportan los requisitos técnicos.

Este documento presenta las generalidades de los IBG, requisitos de protecciones, resumen de requisitos de protecciones para generadores en otras regulaciones, requisitos de coordinación de protecciones, propuestas de mejoras del SDL y el límite de las conexiones monofásicas en el nivel de tensión 1.

2. Definiciones

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

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

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

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

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

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 eléctrica (PCE): Es el punto de conexión eléctrica de un sistema de generación a una red de distribución o transmisión. El PCE puede coincidir en muchos casos con el PC.

Sistema de generación: Conjunto de generadores 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 a una Frontera Compartida (FC).

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); también incluyen los sistemas de almacenamiento de energía - baterías.

Sistemas de generación embebidos: Hace referencia a los sistemas de generación y sistemas de almacenamiento que no están conectados directamente al nivel de tensión 4 o superior[4], es decir, están conectados en el SDL o niveles de tensión 1, 2 o 3. Estos sistemas de generación pueden exportar potencia activa a niveles de tensión superior.

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 variable[5]. Dentro de este tipo de generación se encuentran los generadores eólicos tipo 3.

3. Sistemas de generación basados en inversores

Los sistemas de generación basados en inversores (IBG) están conformados por equipos de electrónica de potencia, típicamente modelados como una fuente de corriente que requiere una referencia de tensión para permanecer energizado al sistema.

En la Figura 1 se presenta el diagrama unifilar de una planta solar fotovoltaica (PV) conectada al nivel de tensión 3 (34.5 kV). Acorde al diagrama unifilar los paneles solares se conectan a los inversores a través de cajas DC y a su vez cada inversor está compuesto por fusibles de protección DC, conversor DC/AC, filtro AC e

[4] Los sistemas de generación embebidos en el SDL son conocidos en inglés como Distributed Energy Resource – DER.

[5] Conocidos en inglés como *Double-fed asynchronous generator (DFG)*.

interruptor AC; los inversores se conectan a las barras colectoras por medio de transformadores de conexión de media tensión, típicamente (34.5-13.8 kV)/(480-660 V), el conjunto de inversor y transformador se denomina *Estación de Conversión de Potencia* (ECP).

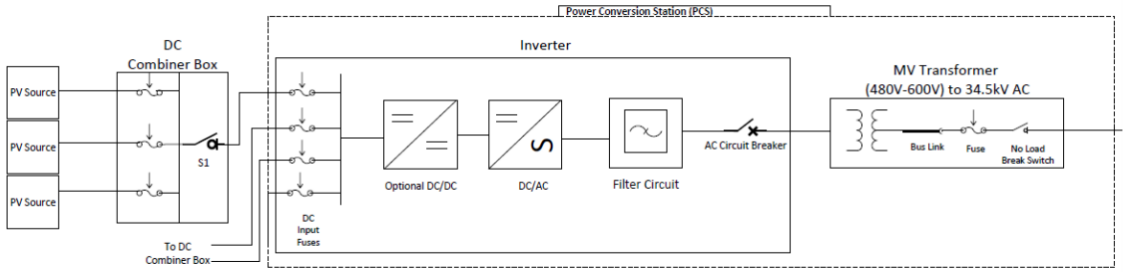


Figura 1. Diagrama simplificado de Estación de Conversión de Potencia ECP (inversor + transformador)[2].

Cada ECP se conecta al SDL a través de equipos de corte, tales como: fusibles, seccionadores, reconectadores o interruptores de potencia. Para la conexión del sistema de generación al STR/STN se requiere de un transformador AT/MT y dependiendo de la capacidad es posible que se requieran equipos de compensación en la barra colectora. En la Figura 2 se observan dos inversores conectados en paralelo.

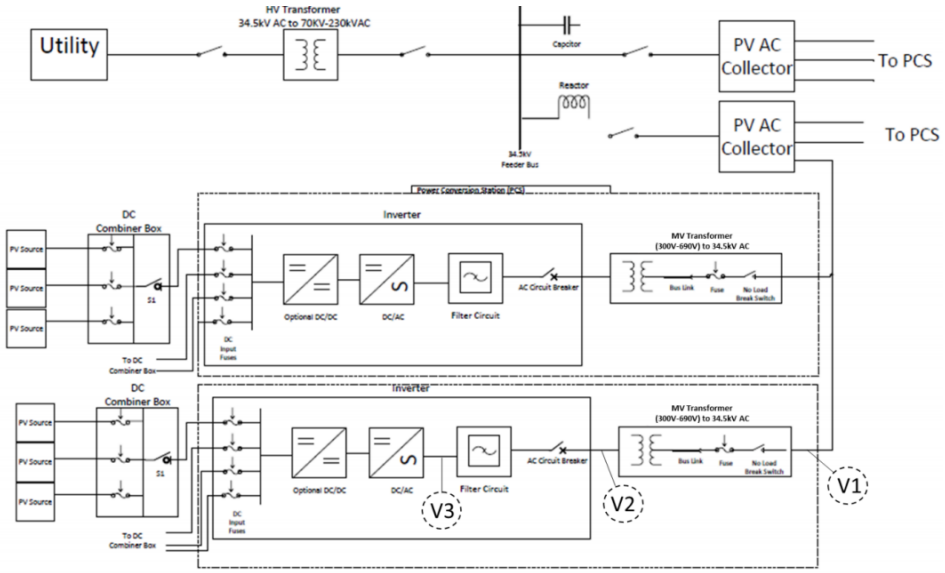


Figura 2. Diagrama simplificado de una Planta Solar PV, inversor y punto de conexión [2].

A modo de ejemplo, en la Figura 3 se presenta el detalle de un inversor referencia SUN 2000-60KTL-M0. En la figura se resalta el interruptor del circuito AC o punto de desconexión AC del inversor con la red.

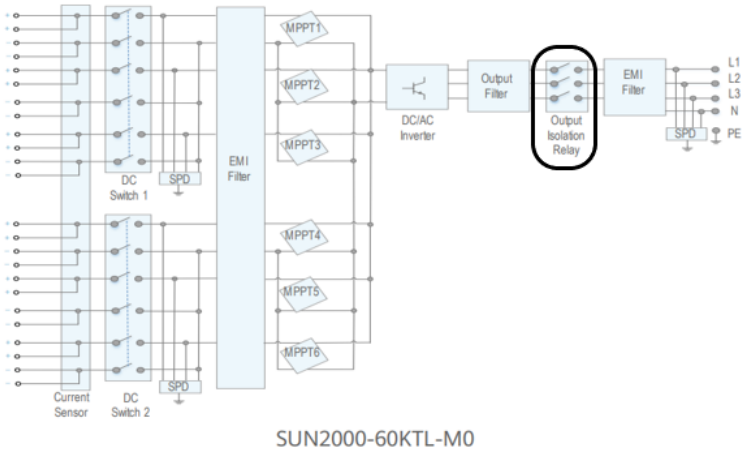


Figura 3. Diagrama simplificado de una Planta Solar PV y de inversor Ref SUN2000-60KTL-M0 [3]

3.1 Desempeño de los IBG durante fallas

Los IBG aportan corriente de cortocircuito durante fallas ***internas*** del sistema de generación (paneles solares, EPC y equipos de conexión al SDL) y ***externas*** al punto de conexión (en la red del OR/TN). Durante las fallas los IBG se caracterizan por aportar bajas corrientes de cortocircuito pico y aportan solo secuencia positiva o pueden incluir un muy bajo aporte de secuencia negativa, presentar alta sensibilidad ante huecos de tensión y generar sobretensiones transitorias, entre otros; dichas características dependen de la estrategia de control del inversor. A continuación, se detalla el desempeño de los inversores para detectar fallas, según la localización de estas [1]:

- **Falla en el lado DC del inversor:** Si una falla se presenta en el lado DC, se bloquean (o cierran) las compuertas de los dispositivos de electrónica de potencia de los inversores, cesa la energización en microsegundos y el inversor se apaga. Para este tipo de fallas en el lado DC, normalmente el interruptor del lado AC permanece cerrado y no abre.

- **Falla en el lado AC del inversor:** Si una falla se presenta en el lado AC, las protecciones del inversor pueden operar (sobre/baja tensión o sobrecorriente). Los contactos o interruptores AC se abren físicamente por actuación de las protecciones y, por tal razón, el control del inversor bloquea las compuertas de electrónica de potencia y cesa la energización del inversor en microsegundos.

Acorde a lo indicado, tanto para fallas en el lado DC como en el lado AC, el inversor cesa de inyectar corriente y energizar la red, con y sin apertura de los interruptores en el lado AC (ver Figura 2 y Figura 3). Para el caso de fallas en el lado DC, por tratarse de una falla interna se presenta bloqueo de las compuertas del inversor y el equipo no podrá reconectarse al sistema una vez detecte condiciones seguras de tensión en la red. Para este tipo de fallas, se puede

presentar el disparo de cada uno de los inversores o solo un disparo parcial de los inversores, según el tipo de falla y las funciones de protección que se operen al detectarla.

4. Simulaciones

La incursión de IBG a los sistemas de potencia ha introducido nuevas dinámicas transitorias durante fallas en la red, de manera tal que el comportamiento de las corrientes y tensiones de estos generadores es diferente de las máquinas convencionales (sincrónicas o de inducción).

Varios estudios se han realizado para identificar los efectos en la red y para la detección de fallas por medio de funciones de protección tradicionales en redes con alta penetración de IBG, mostrando un efecto importante en las protecciones de corriente o sobrecorriente, tales como: ANSI 50N, 51N, 67N, 46 & 67Q [4], la cuales no son tan efectivas por los bajos aportes de cortocircuito de los IBG ante fallas. En la mayoría de los estudios se ha concluido qué para detectar fallas externas a los IBG, o sistemas con bajos aportes de corrientes de cortocircuito, son más efectivas las funciones de protección basadas en tensión (ANSI 27 & 59), impedancia (ANSI 21) o combinación tensión/corriente (51V, 51NV, 67V & 67NV).

Acorde a lo anterior y con el objetivo de entender la dinámica de operación transitoria de los inversores ante fallas, se realizaron simulaciones en *Electromagnetic Transients Program* – EMTP/ATPDraw para analizar los aportes de corriente de cortocircuito de los IBG para diferentes tipos de falla, impedancia y localización, con variación de las condiciones topológicas y operativas de la red; para cada caso se evaluó el desempeño de los equipos de protección basados en tensión, con medición en el punto de conexión y en el inversor [5]. Adicionalmente, se realizaron simulaciones en *Power System Simulator* – PSS para evaluar el impacto en la tensión de los circuitos del SDL durante fallas, con variación de la posición del tap de los transformadores de conexión al SDL e incursión progresiva de generación en los circuitos hasta la capacidad máxima permitida en la resolución CREG 174 de 2021[6].

4.1 Simulaciones EMTP/ATPDraw

En la Figura 4 se presenta el diagrama unifilar de una red del SDL usada para el análisis, el *PC1* y *PC2* corresponden a los puntos de conexión del sistema de generación con la red del SDL asignados por el OR, mientras que el *PCE 1* y *PCE 2* son las conexiones eléctricas de los generadores; para el caso del *PCE 1* el

[6] La resolución CREG 174 de 2021 permite la conexión de GD y AGGE hasta el 50% de la capacidad instalada del circuito.

sistema de generación es el inversor, mientras que el *PCE 2* el sistema de generación es el conjunto de inversor y transformador.

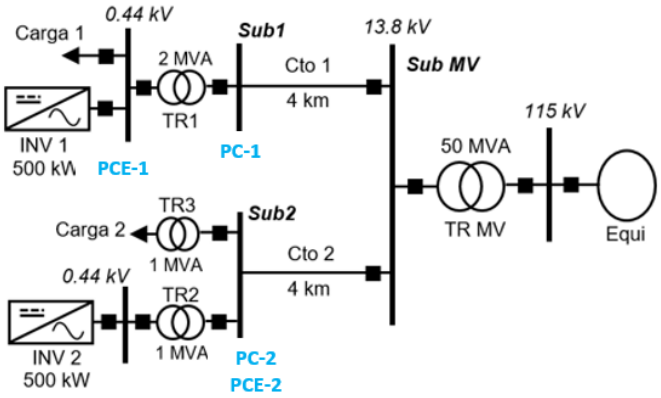


Figura 4. Diagrama unifilar red SDL evaluada [5]

Las fallas externas se ejecutaron en los circuitos 1 y 2 (Cto 1-2), en la barra de media tensión (Sub MV) y en el transformador MV de 50 MVA (TR MV). Para las simulaciones se consideró el modelo de carga de impedancia constante, con variación entre 100 – 1000 kW; para el sistema equivalente de red del SDL se consideró un transformador HV/MV con conexión delta y estrella a tierra, para el caso del sistema en delta se incluyó un transformador Zig-Zag para brindar referencia a tierra en la red.

En la Figura 5 se presenta el modelo del inversor usado en las simulaciones, basado en una fuente de corriente contralada por tensión e implementado en el lenguaje MODELS. En la simulación se incluyeron dos inversores de 500 kW cada uno; para cada simulación se midió la tensión RMS fase – tierra y fase – fase en el *PC-1* y *PCE-1* (salida del inversor) con el objetivo de comparar los resultados y definir el punto de medición de la tensión más conveniente para la red del SDL. Teniendo en cuenta el desempeño de los relés de sobrecorriente en IBG durante fallas, en las simulaciones no se tuvo en cuenta la operación de dichos elementos de protección. En este documento se presentan tres casos de simulaciones:

1. Fuente en delta con falla franca en el circuito 1.
2. Fuente en estrella a tierra con falla franca en el circuito 1 e impedancia de falla.
3. Apertura del interruptor del TR MV para formación de islas y variación de la carga.

Los otros casos de análisis se encuentran disponibles en el articulo *Effect of the Measurement Point in the Distribution System Fault Detecction with High Penetrarion of Non Convectional Renewable Energy Generation* [5].

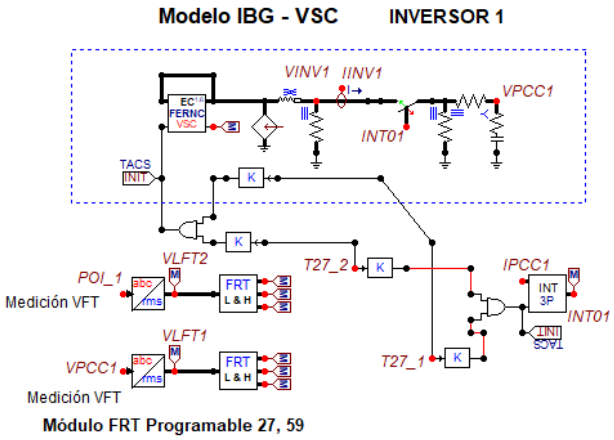


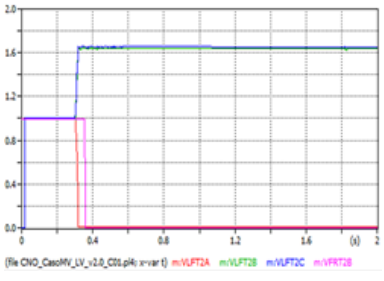
Figura 5. Modelo del inversor en ATP [5]

Caso 1

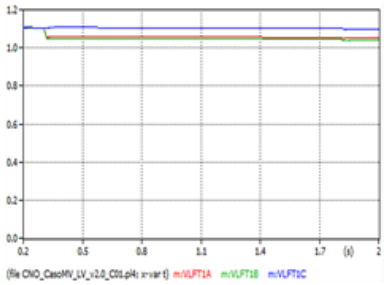
Tipo de fuente	Punto de falla	Descripción
Delta	Circuito 1	Carga e inversor conectados en paralelo a través de transformador MV/LV Yn/D (sistema aislado con zig-zag). Cargas 700 kW

Para el caso 1, la falla monofásica es detectable a nivel de *PC-1* con la medición de la tensión RMS fase – tierra; en sistemas en delta, o estrella con neutro flotante, la tensión de las fases sanas y la tensión de secuencia cero se elevan considerablemente.

Este tipo de fallas no son detectables en el *PCE-1* debido a que el inversor mantiene la referencia de la tensión de la red y continúa aportando corriente balanceada en las tres fases. Lo anterior, puede observarse en la Figura 6, donde se muestra la magnitud de tensión en el *PC-1* y *PCE-1*. Fallas bifásicas y trifásicas son detectadas en ambos puntos de medición (*PC-1* y *PCE-1*).



(a)



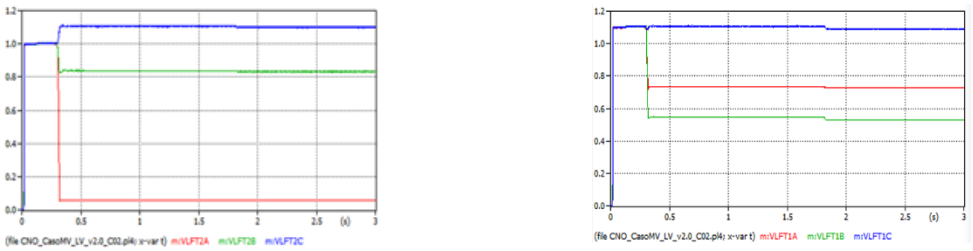
(b)

Figura 6. Caso 1 Tensión Fase-Tierra RMS del inversor 1. (a) PC-1 y (b) PCE-1

Caso 2

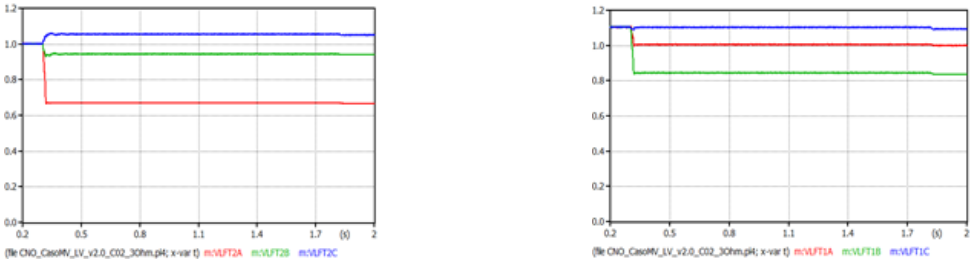
Tipo de fuente	Punto de falla	Descripción
Estrella	Circuito 1	Carga e inversor conectados en paralelo a través de transformador MV/LV D/Yn. Carga 700 kW. Se usa una R_f 0.1 y 3 Ω

Para el caso 2, la falla monofásica puede ser detectada por las protecciones del *PC-1* y *PCE-1* del inversor. Sin embargo, tal como se identifica en la Figura 7, la caída de tensión es mucho mayor en el *PC-1* que en el *PCE-1*, siendo mucho más confiable la detección de fallas en el *PC-1*. Adicionalmente, tal como se identifica en la Figura 8, al incrementar la resistencia de falla de 0.1 a 3 ohm, se pierde sensibilidad en la detección de caídas de tensión en ambos puntos de medición, y con ajustes típicos de 0.8 p.u. ya no se detectarían fallas a nivel de inversor o *PCE-1*.



(a) *(b)*

Figura 7. Caso 2 Tensión Fase-Tierra RMS del inversor 1 para falla con R_f 0.1. (a) PC-1 y (b) PCE-1



(a) *(b)*

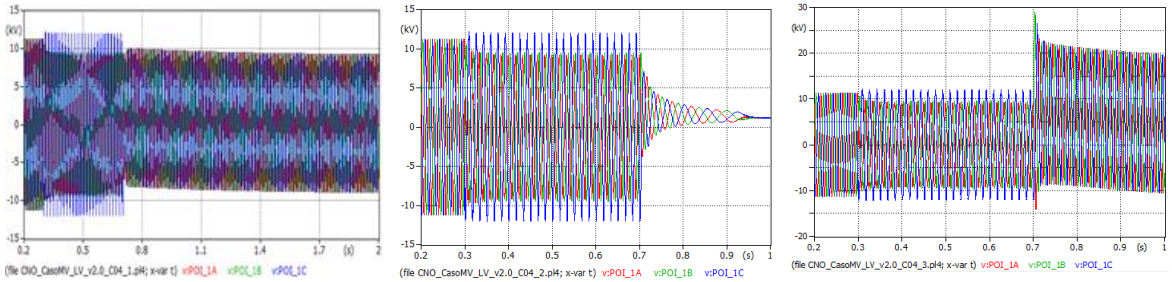
Figura 8. Caso 2 Tensión Fase-Tierra RMS del inversor 1 para falla con R_f 3. (a) PC-1 y (b) PCE-1

Caso 3

Tipo de fuente	Punto de falla	Descripción
Estrella	Lado de baja del transformador HV/MV	Se ejecuta despeje de la falla mediante apertura tripolar del equipo de corte (en el lado de MV del TR) a los 0.4 s de iniciada la falla. Se consideraron valores de carga de 700 kW, 300 kW y 1200 kW.

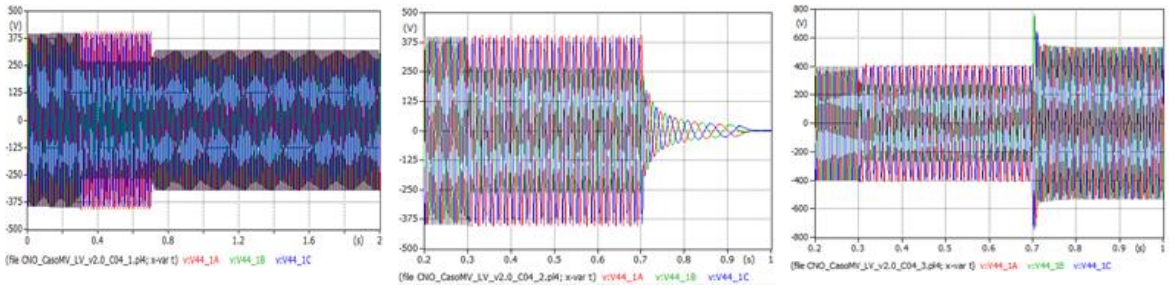
Sí la carga es comparable a la potencia suministrada por los inversores, según sea la razón, se puede presentar una leve sobretensión o bajatensión sin que implique un disparo del IBG, con formación no planeada de islas en la red. Cuando la carga supere ampliamente la potencia del inversor, por ejemplo, más del doble de su capacidad, el inversor no puede sostener la tensión y se produce rápidamente operación de la protección de bajatensión en el *PC-1* y *PCE-1*, apagando los inversores de forma casi instantánea. Sí, por el contrario, la carga es inferior al valor de generación IBG, se produce sobretensión, la cual puede ser crítica para los aislamientos y descargadores de sobretensiones, siendo deseable identificar rápidamente la condición desde el *PC-1*, dado que es posible que el inversor (o *PCE-1*) no pueda registrar la misma severidad de sobretensión en comparación con lo que ocurre en el *PC-1*.

En la Figura 9 y Figura 10 se presenta la tensión fase-tierra instantánea medida en el *PC-1* y *PCE-1*, luego de la apertura del alimentador principal; la formación de islas no planeadas dependerá del valor de la carga conectada en paralelo con el sistema de generación (balance carga - generación).



(a) *(b)* *(c)*

Figura 9. Caso 3 Tensión Fase-Tierra en POI (a) Carga 700 kW (b) Carga 1200 kW (c) Carga 300 kW



(a) (b) (c)

Figura 10. Caso 3 Tensión Fase-Tierra en Inversor (a) Carga 700 kW (b) Carga 1200 kW (c) Carga 300 kW

Análisis de resultados

De las simulaciones ejecutadas se puede concluir que es necesario y seguro para el SDL disponer por lo menos de una función de bajatensión, con medida segregada fase – tierra en el *PC1*, para detectar fallas monofásicas externas en la red de distribución. También se observa que sistemas en delta (o estrella flotante) no detectan fallas monofásicas a nivel del inversor (o *PCE1*); mientras que en sistemas en estrella aterrizada, la detección de fallas monofásicas está limitada por el valor de resistencia de falla y siempre la caída de tensión es mayor en el punto de conexión que en el inversor.

Para el caso de la formación de islas no planeadas en el SDL, también se identifican ventajas de disponer de funciones de sobretensión en el punto de conexión que a nivel del inversor; además, disponer de protecciones de bajatensión en el punto de conexión permite detectar condición de fallas en la red del SDL y minimizar el riesgo de formación de islas no planeadas debido a balances de carga – generación luego de la apertura del interruptor principal[7].

De los tres casos presentados se han identificado otras variables que afectan la detección de fallas externas por parte de los sistemas de generación con bajos niveles de aporte de corrientes de cortocircuito, tales como los inversores, y son: la ubicación de la falla, número de inversores conectados en el ramal, carga conectada en el ramal y posición del tap del transformador de conexión del generador (para casos de conexiones compartidas es común que este tap se encuentre en posición alta para efectos sobre la carga).

[7] En ingles es conocido como Loss of Main – LOM.

4.2 Simulaciones PSS

Se realizaron simulaciones con incursión progresiva de sistemas de IBG, hasta el 15% de la capacidad máxima del ramal[8], las simulaciones se ejecutaron en dos circuitos con niveles de cortocircuito diferente (San Jacinto 2.8 kA y Oasis 10.3 kA). Las simulaciones se ejecutaron con variación de la posición del tap del transformador de conexión del sistema de generación (mínima, máxima y central) y validación de la tensión en el *PC y PCE*. Para estas simulaciones se ajustó un umbral de operación de los relés de bajatensión al 90% de la tensión nominal; en la Figura 11 se presenta el modelo del ramal con y sin generación conectada en paralelo.

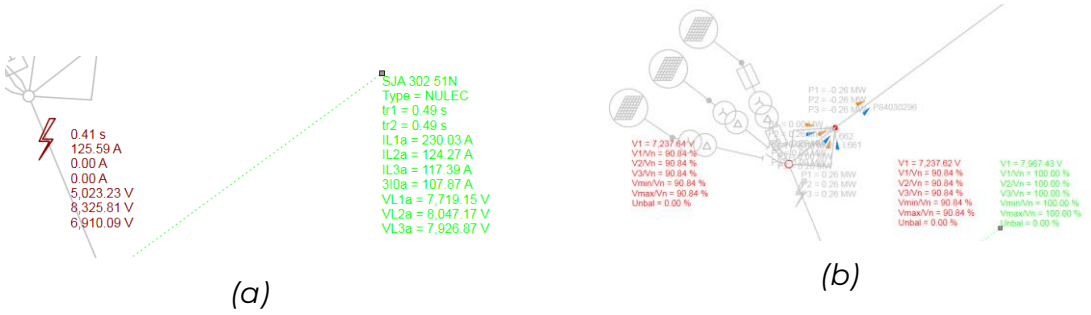


Figura 11. Modelo en PSS con falla en el ramal (a) sin generación (b) con generación

Caso 1

En la Figura 12 se presentan algunos resultados de las simulaciones realizadas para el ramal San Jacinto y se comparan los valores de tensión medidos en el punto de conexión y en el inversor luego de la conexión de 500 kW y 950 kW, respectivamente. Para este caso se observa que, con la conexión de 500 kW, en las posiciones 1 y 2 del tap, las funciones de tensión detectan la falla en el punto de conexión y a nivel de inversor; con el incremento de generación a 950 kW, la falla solo es detectada en el punto de conexión, la tensión detectada en el inversor no alcanza el umbral mínimo del relé.

[8] Limite indicado en la resolución CREG 030 de 2018.

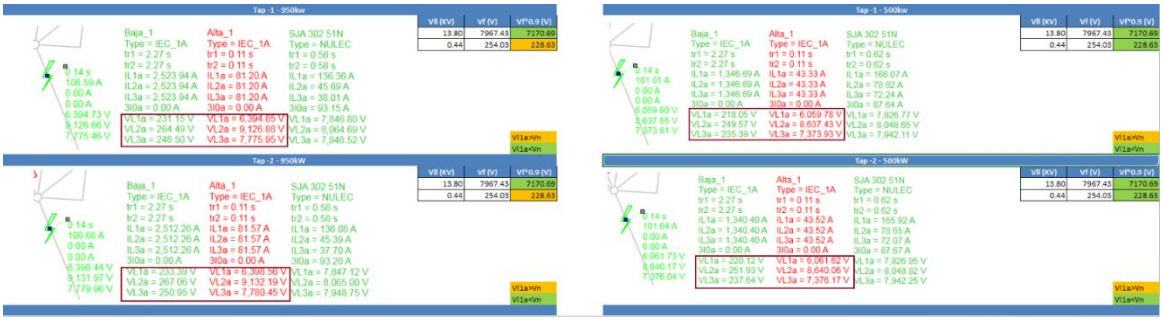


Figura 12. Resultados circuito San Jacinto

Caso 2

En la Figura 13 se presentan algunos resultados de las simulaciones realizadas para el ramal Oasis y se comparan los valores de tensión medidos en el punto de conexión y en el inversor luego de la conexión de 500 kW y 950 kW, respectivamente. Para este caso se observa que, tanto para la conexión de 500 kW y 950 kW, en las posiciones 1 y 2 del tap, las funciones de tensión detectan la falla solo en el punto de conexión. El valor de tensión detectada a nivel del inversor no alcanza el umbral mínimo del relé para ninguno de los casos.

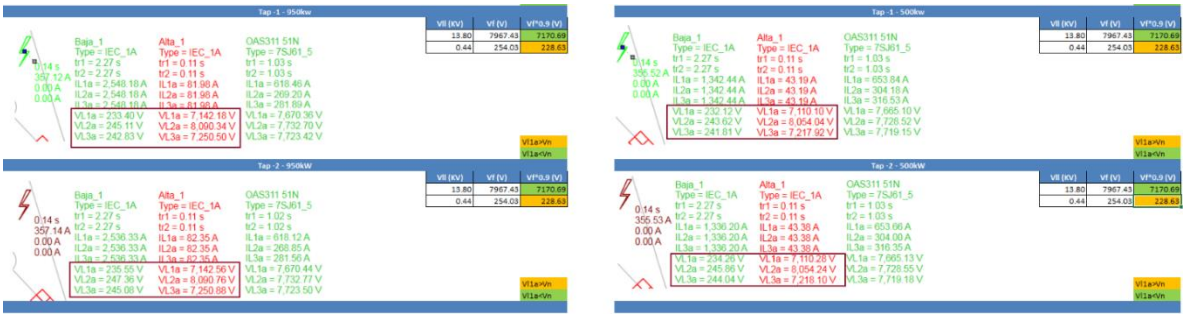


Figura 13. Resultados circuito Oasis

Caso 3

En la Figura 14 se presentan los resultados de la conexión en un ramal de tres generadores de 500 kW cada uno, para este caso se observa que solo se detectó la condición de bajatensión en el punto de conexión; para ninguno de los generadores se alcanzó el umbral mínimo por el lado del inversor.

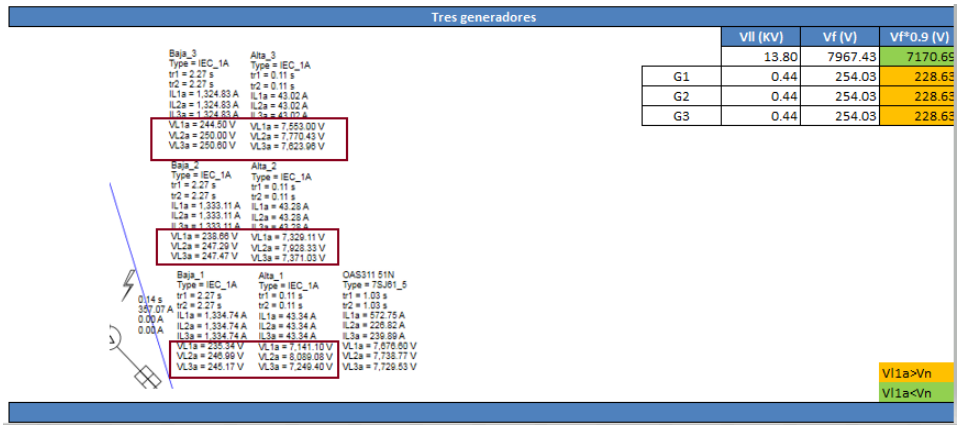


Figura 14. Resultados circuito Oasis con tres generadores

Caso 4

Se ejecutaron dos simulaciones con la conexión en paralelo del 15% de la capacidad del ramal repartidos en 32 y 4 inversores, respectivamente; para el caso de 32 inversores la potencia de cada uno es de 27.23 kW y para 4 inversores la potencia de cada uno es de 217.8 kW. Para cada simulación se verificó la variación máxima y mínima de la tensión en el punto de conexión respecto a la tensión en el inversor para fallas monofásicas y trifásicas al 1% del ramal, con variación de la resistencia de falla y posición del tap.

		5808	kW					5808.0888	kW
		871.2						871.21332	
		27.23						217.80333	
		32						4	
	Ubicación Falla	Cant ot	[MV	Tap	Z Falla	MaX	Min		
3F	1%	32	0.027	-2	10	-3.20%	-1.26%	-0.79%	-0.75%
3F	1%	32	0.027	-2	15	-3.14%	-1.42%	-1.13%	-1.10%
3F	1%	32	0.027	-2	20	-3.08%	-1.50%	-1.32%	-1.28%
3F	1%	32	0.027	0	10	-1.78%	0.11%	0.60%	0.70%
3F	1%	32	0.027	0	15	-1.59%	0.08%	0.40%	0.49%
3F	1%	32	0.027	0	20	-1.47%	0.06%	0.29%	0.37%
3F	1%	32	0.027	2	10	-0.42%	1.51%	1.93%	2.09%
3F	1%	32	0.027	2	15	-0.10%	1.61%	1.88%	2.02%
3F	1%	32	0.027	2	20	0.08%	1.66%	1.83%	1.96%
1F	1%	32	0.027	-2	10	-5.71%	5.43%	-5.30%	4.39%
1F	1%	32	0.027	-2	15	-4.98%	4.42%	-4.39%	3.73%
1F	1%	32	0.027	-2	20	-4.51%	3.40%	-3.84%	2.88%
1F	1%	32	0.027	0	10	-3.95%	6.80%	-3.52%	5.78%
1F	1%	32	0.027	0	15	-3.22%	5.93%	-2.61%	5.25%
1F	1%	32	0.027	0	20	-2.75%	4.99%	-2.05%	4.48%
1F	1%	32	0.027	2	10	-2.25%	8.13%	-1.80%	7.11%
1F	1%	32	0.027	2	15	-1.52%	7.39%	-0.89%	6.72%
1F	1%	32	0.027	2	20	-1.05%	6.52%	-0.33%	6.01%

Figura 15. Resultados de conexión en paralelo de 4 y 32 inversores en paralelo

Para todos los casos presentados en la Figura 15 se identificó que a mayor capacidad del inversor (4 de 217.8 kW), menor es la caída de tensión en el inversor con respecto al punto de conexión y por tanto menor posibilidad de detección de las protecciones disponibles a nivel del inversor, asimismo se incrementa la posibilidad de formación de islas no deseadas en la red del SDL.

Adicionalmente, se simuló la conexión en paralelo de más del 15 % de la capacidad del ramal y para algunos casos se observaron sobretensiones en el ramal en condiciones normales de operación (simulaciones en flujo de carga normal), para simulaciones manteniendo la conexión de inversores por debajo del 15% de la capacidad del circuito, no se identifican dichas sobretensiones. Acorde a lo anterior, se concluyó que, a mayor potencia conectada en paralelo en los circuitos, mayor será la tensión que se presentará en la red.

Análisis de resultados

De las simulaciones realizadas se identificó: a medida que se iban conectando inversores a lo largo del ramal (de forma gradual), asimismo incrementaba la tensión en el ramal y se disminuía la caída de tensión vista por las protecciones de bajatensión, de estas simulaciones se obtuvo que siempre la condición de falla fue detectada por las protecciones de bajatensión en el punto de conexión y solo en algunos casos se detectaba a nivel de inversor.

5. Requerimientos de los sistemas de protección

Se requiere disponer de protecciones capaces de detectar y despejar fallas internas y externas en los sistemas de generación. Los equipos de protección instalados deben tener la capacidad de identificar corrientes de cortocircuito o condiciones atípicas en la red (como formación de islas no deseadas); además, se requieren equipos de corte que permitan aislar los aportes de corrientes de cortocircuito. Para algunos casos es necesario disponer de esquemas de comunicación para mejorar el desempeño de los sistemas de protección.

Ante condición de falla, los sistemas de protección del elemento fallado deben actuar lo más pronto posible para eliminar todas las fuentes de corriente que alimentan la falla. Para el caso de fallas en un circuito o ramal del SDL, deben operar las protecciones del OR ubicadas en la cabecera del ramal y de los sistemas de generación que se encuentren conectados al circuito. El tiempo de desconexión de los sistemas de generación conectados al ramal, deberá ser menor al tiempo de ejecución del recierre y se podrán reconectar nuevamente a la red una vez se detecten condiciones de energización seguras para el sistema del SDL.

A continuación, se detallan los requisitos generales de las protecciones de los sistemas de generación con bajos aportes de corrientes de cortocircuito, tales como los basados en inversores.

5.1 Protección principal y respaldo

Protección principal

La protección principal de un sistema de generación con bajos aportes de corriente de cortocircuito, tales como los IBG, debe garantizar el despeje de fallas internas y externas, las cuales pueden ser fallas entre fases, a tierra francas o con resistencia de falla. Además, para fallas externas los IBG[9] se deberán desconectar, en lo posible, de forma selectiva con los demás elementos de protección de la red [6].

Considerando los bajos aportes de corrientes de cortocircuito de los IBG ante fallas externas, este tipo de tecnología debe estar equipada de funciones de protección basadas en tensión (ANSI 27 y 59), impedancia (ANSI 21) o combinación tensión/corriente (51V, 51NV, 67V o 67NV), todas con medición en el punto de conexión o en el mismo nivel de tensión del punto de conexión con la red del OR. Se resalta que las protecciones de sobrecorrientes no son efectivas en sistemas de generación con bajos aportes de corrientes de cortocircuito.

Por ejemplo, en la red de Hydro-Quebec, un sistema de generación con bajos aportes de corrientes de cortocircuito conectados a las redes de media tensión (MT) deben tener protecciones ANSI 21 o ANSI 51V para detectar fallas en la red de distribución [9], mientras que en la red de Edisson para conexiones en 34.5 kV o mayores se requiere disponer de protecciones 67V y para conexiones menores a 34.5 kV protecciones ANSI 27/59 para detectar fallas externas [11]; en la red de Alemania, se solicita instalar protecciones ANSI 21 en el punto de conexión del sistema de generación con la red de MT [12], ver figura Figura 16.

[9] Los requisitos de protecciones indicados en el ítem 6 se enfocan en los IBG. Los requisitos de protecciones de sistemas de generación convencionales han sido ampliamente estudiados e implementados.

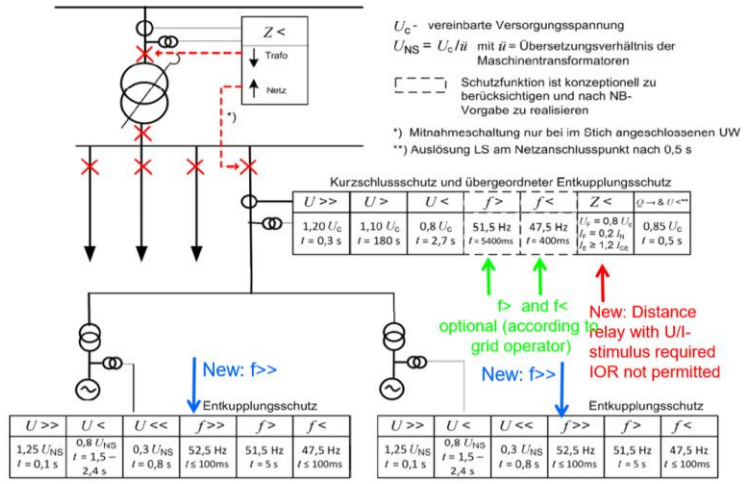


Figura 16. Funciones de protección recomendadas para GD conectada a media tensión [12].

En la red de Colombia se solicita disponer en el punto de conexión o mismo nivel de tensión del punto de conexión de protecciones ANSI 27 para despejar fallas en la red y protecciones de sobrecorriente en el punto de conexión o equipo de generación, preferiblemente funciones de sobrecorriente controlados por tensión debido a que estas funciones permiten detectar bajos aportes de corrientes en función de la tensión; adicionalmente, se solicitan protecciones ANSI 59, ANSI 59N, ANSI 81 & Anti-isla.

Protección respaldo

Los esquemas de protección de respaldo quedarán a criterio del OR y es requerida cuando la conexión del sistema de generación es directa en barras de la subestación, ya que, ante la indisponibilidad del sistema de protección principal del generador durante fallas, implicaría la desconexión de toda la barra, afectando al SDL; o en aquellas redes de distribución donde realmente se cuente con protecciones principales y de respaldo en el SDL.

En caso de requerir esquemas de protección de respaldo deberán ser de características similares a la protección principal y, en todo caso, deberá validarse con el OR en qué condiciones operativas y topológicas de la red del SDL lo requieran. Importante indicar que en la mayoría de las subestaciones y redes con niveles de tensión 1, 2 y 3 no se cuenta con esquemas de protección principal y de respaldo, por lo tanto, la conexión de un nuevo proyecto con o sin esquema de respaldo, no afectaría la confiabilidad del sistema. Para el análisis del requisito de protección de respaldo, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Ante la falta de la operación del sistema de protección principal del punto de conexión del generador, cualquier falla sería despejada en respaldo por las protecciones del SDL del OR. Típicamente, en los niveles de tensión 1, 2 y 3 no existen protecciones de respaldo y los esquemas de protección del

OR deberán operar como respaldo ante falla en la operación de las protecciones de cualquier generador o usuario conectado a él.

- No existen requisitos estandarizados para la conexión de proyectos de generación de otras tecnologías, como en el caso de generadores síncronos o de inducción, a los cuales no aplicaría esta exigencia.
- Dejar la exigencia de esquema principal y respaldo solamente a las conexiones con interruptor, sería incentivar las conexiones por medio de reconectadores, lo que al final se traduce en mantener solamente un esquema de protección principal. La exigencia del esquema principal y de respaldo implicaría revisar la coherencia de los requisitos de los equipos de corte, ya que para potencias mayores a 5 MW se permite reconectador o interruptor de potencia. De esta forma, al seleccionarse reconectador se omitiría el respaldo.
- Justificar la exigencia del sistema de respaldo con base en la indisponibilidad de la planta por ausencia de su sistema principal, sería un aspecto que el promotor debe evaluar en lugar del operador del sistema para estos niveles de tensión y potencia.

Finalmente, en la CREG 070 del 98, "REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ANEXO GENERAL", sección 4 "CONDICIONES DE CONEXIÓN" numeral 4.3.3 "PROTECCIONES", indica lo siguiente: "*Cuando las características de la carga de un Usuario que se conectará al STR y /o SDL requiera equipos de protección de respaldo, el OR exigirá la instalación de los mismos. Dichos equipos deberán cumplir con las normas aplicables a las protecciones principales*".

Entiéndase por Usuario como "*Persona que utilice o pretenda utilizar, o esté conectado o pretenda conectarse a un STR o SDL*" según esta misma resolución. Por lo tanto, esta exigencia estaba ya en la potestad del OR y sería conveniente mantenerlo así, ya que es él quien conoce la necesidad o no de contar con el esquema principal y de respaldo en un determinado punto del SDL.

Características de las funciones de protección

A continuación, se presentan diferentes tipos de funciones o esquemas de protección que comúnmente se utilizan IBG conectados a los circuitos de SDL. Los mayores desafíos para detectar fallas en el SDL son la magnitud y dirección de la corriente de cortocircuito, condición que se agudiza en redes aisladas o con bajos aportes de corrientes de cortocircuito de los IBG, cerca de valores nominales. Las necesidades de protecciones en las redes de distribución y de los recursos de generación dependen de las características propias de la red, topología, criticidad del circuito y/o generación, entre otras.

5.1.1.1 Función de bajatensión (ANSI 27)

La protección bajatensión opera con la variación (caída) de tensión generada durante fallas que se presenten en el circuito al cual se encuentre conectado el IBG. La principal ventaja de esta protección es que su desempeño es independiente de la magnitud y dirección de la corriente de falla; no obstante, esta protección tiene baja selectividad ante fallas en circuitos externos y es vulnerable a transitorios en la red por suicheo de cargas o energización de cargas dinámicas [13].

Las ordenes de disparo de la protección ANSI 27 requieren de una temporización mínima de 10 ciclos para evitar disparos indeseados ante condiciones espurias en la red y mediante simulaciones se valida que el valor de arranque opere para fallas en el circuito propio. Además; la medición de esta función se requiere en el punto de conexión o en mismo nivel de tensión del punto de conexión, con medición fase tierra de los quipos de medida. Para esta función se require ajustar dos etapas, una rápida y una lenta. En caso de solo disponer de protección de bajatensión como protección principal del circuito, se deberán garantizar que ante fallas en el circuito la operación de la función sea más rápida que la ejecución del recierre.

Es importante indicar que para escenarios de alta penetración de IBG en las redes del SDL, la baja selectividad de la protección de bajatensión en la red del SDL podría generar problemas de estabilidad post-falla en la red, debido al desbalance de potencia en una zona de impacto de una falla por desconexiones masivas de recursos de generación, en las cuales el umbral de ajuste del relé de bajatensión tenga condiciones para activarse y operar [15]. En la Figura 17 se ilustra el anillo de actuación de la función de bajatensión durante una falla; en la Figura 17(a) se observa que es mayor el área de impacto y por tanto número de desconexiones de unidades de generación cuando se dispone de un modelo de simulación más aproximado del recurso de generación (ubicación, capacidad, soporte de reactiva y medición de tensión en el punto de conexión), que al no disponer del mismo, tal como se aprecia en la Figura 17(b).

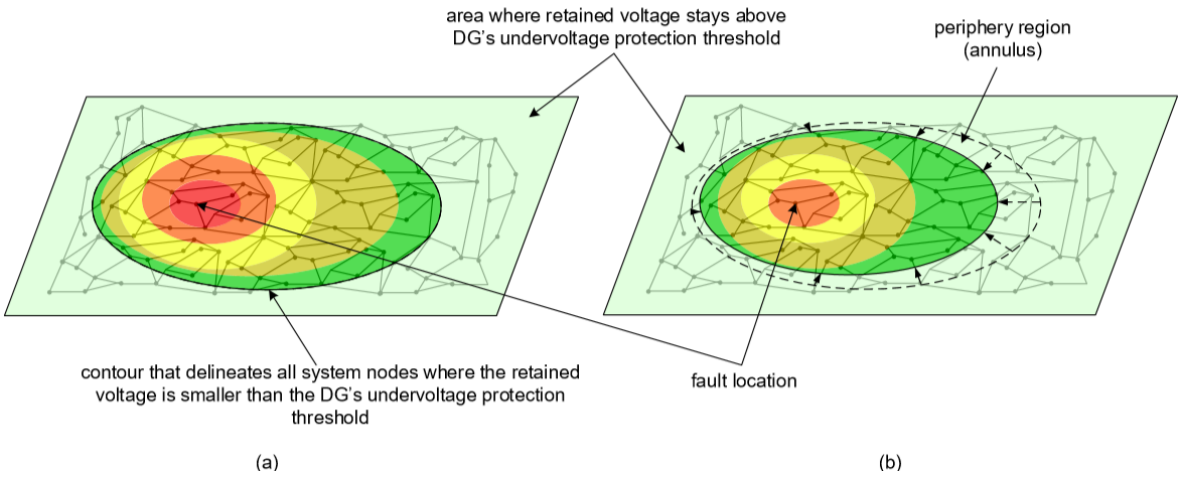


Figura 17. Ilustración del contorno de la tensión en redes del SDL (a) Modelo aproximado (b) Modelo simplificado [15]

5.1.1.2 **Función de Potencia Inversa (ANSI 32)**

El objetivo de la función de potencia inversa es limitar la entrega de excedentes a la red del OR cuando se haya definido ese límite en las condiciones pactadas entre el OR y el promotor del proyecto. Dicho límite puede ser validado con medición en la frontera comercial o en un punto equivalente al mismo nivel de tensión del punto de conexión, ver opciones 1 y 2 de la Figura 18. Esto es práctico cuando se tienen diversos puntos en la red donde se conecta generación, ya sea en el mismo nivel de tensión o en diferentes niveles.

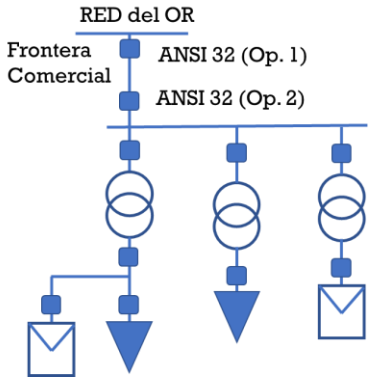


Figura 18. Medición de potencia en el PC o mismo nivel de tensión del PC

Cuando la autogeneración (demanda más generación) se encuentra conectada mediante un transformador bidevanado, el lado de baja tensión del transformador sería un punto equivalente para medición de la potencia que serviría para limitar la entrega de excedentes a la red, esto considerando que la diferencia entre la potencia medida en la frontera comercial y el lado de baja tensión del transformador correspondería a las pérdidas de energía en el

transformador. De igual manera, ese punto serviría para limitar la entrega de excedentes en los casos donde la autogeneración se encuentra conectada en un transformador y a su vez en la instalación existan más cargas conectadas en el nivel de tensión de la frontera comercial, ya que la limitación de la entrega de excedentes en baja tensión implicaría también limitación de la entrega de excedentes en la frontera comercial e incluso menor si se considera la demanda adicional conectada a nivel de la frontera comercial, ver opción 3 de la Figura 19.

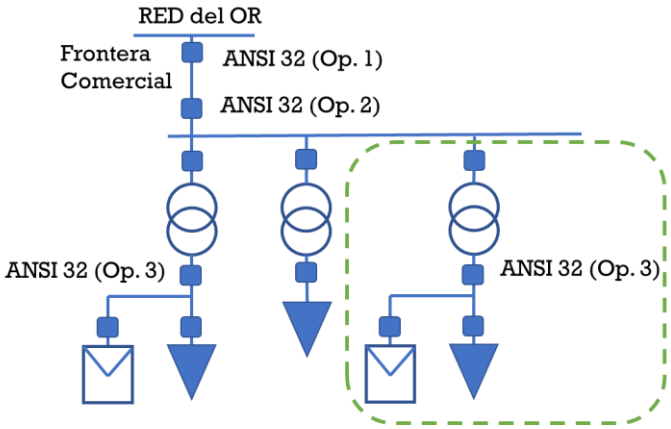


Figura 19. Medición de potencia en el PC, mismo nivel de tensión del PC o lado de baja tensión

5.1.1.3 Función de sobrecorriente controlada por tensión (ANSI 51V/51NV, 67V/67NV)

Las funciones convencionales de sobrecorriente (ANSI 50/50N y 51/51N) pueden no ser la mejor alternativa para continuar instalando en el SDL debido a los bajos aportes de corriente de cortocircuito de los IBG durante fallas (aportes entre 1 y 1.3 veces la corriente nominal), comparado con los sistemas de generación convencionales (aportes entre 6 y 8 veces la corriente nominal). Respecto a las corrientes de secuencia cero y negativa pueden ser usadas para detectar fallas desbalanceadas en las redes, siempre y cuando se dispongan de recursos de generación con suficientes aportes de estas corrientes, para el caso de los IBG conectados al SDL solo se cuentan con aportes de corrientes de cortocircuito de secuencia positiva, muy cerca al valor nominal.

Las protecciones de sobrecorriente controladas o restringidas por tensión son una buena alternativa en las redes del SDL y permiten mejorar la sensibilidad de los relés de sobrecorriente al considerar en la entrada el valor de la magnitud de la tensión en el punto de conexión, de esta forma es posible ajustar más sensible el arranque de la función de sobrecorriente en función de la tensión y permitir que su operación sea por fuera de los rangos normales de operación [13]. Respecto a la sensibilidad de esta función, es mucho mayor que disponer solo de funciones ANSI 27 y 51/67; no obstante, para fallas con bajos aportes de corriente (por ejemplo, fallas de alta impedancia) pueden no alcanzar el umbral de

arranque de la protección, ya sea por corriente o porque no es suficiente la caída de tensión vista por el relé.

5.1.1.4 Función Sobretensión (ANSI 59)

Los ajustes de disparos de las funciones de protección de sobretensión, en los inversores y en el punto de conexión, deben usar la medición de tensión a frecuencia fundamental y temporizar mínimo 10 ciclos, para evitar disparos indeseados ante condiciones transitorias espurias causados por fallas, suicheos en la red o cambios instantáneos en el control; además, deben estar coordinados con las demás funciones de sobretensión de la red (otros sistemas de generación y líneas de transmisión).

En ningún caso se deben permitir disparos instantáneos, excepto por limitaciones técnicas de los equipos con su debida justificación. En la Figura 20 se observan las sobretensiones transitorias medidas en el inversor para falla en una planta de generación. Los inversores deben estar diseñados para operar de forma estable y ante altas sobretensiones de corta duración originados por cortes de corriente; los controles rápidos dentro del inversor pueden ayudar a garantizar una respuesta estable que no conduzca a un disparo por sobretensión.

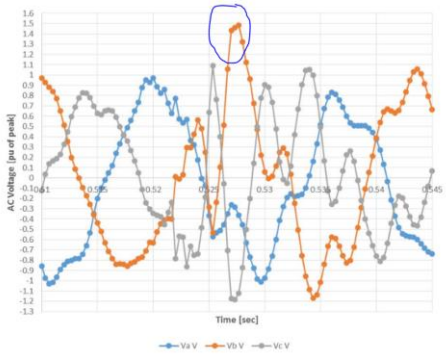


Figura 20. Sobretensión fase - tierra transitoria en el inversor durante falla externa [1]

Es importante resaltar que sobretensiones transitorias son soportadas por los pararrayos, los cuales se utilizan para soportar tensiones por debajo del BIL, permitiendo que se disipe la energía de forma casi instantánea a través del descargador de sobretensiones transitorias y así proteger los equipos de daños. Las redes aisladas y el diseño de los equipos debe considerar los máximos valores de sobretensión en conexiones fase – tierra.

5.1.1.5 Función de bajafrecuencia y sobrefrecuencia (ANSI 81U/O)

El ajuste de los relés de frecuencia debe estar limitado por las características técnicas de los inversores y debe ampliarse, en lo posible, el margen de operación de los relés de frecuencia para que estos equipos se mantengan conectados a la red durante variaciones de frecuencia por el control y por fallas en el sistema. La

temporización de esta función de protección no debe ser inferior de 10 ciclos para evitar disparos indeseados durante condiciones transitorias. Normalmente los inversores diseñados a 60 Hz pueden operar en un rango de +/- 3 Hz.

Los relés de frecuencia realizan los cálculos mediante dos formas: el cruce por cero de las medidas de tensión de fase o las cantidades de fase del PLL (*Phase Loop Locked*). Para el cálculo de la frecuencia lo más recomendable es usar el método de cálculo de las cantidades de fase derivadas del PLL, puesto que considera las señales del integrador (d0/dt) filtradas y el PLL, el cual es usado para mantener la sincronización del inversor a la red.

5.1.1.6 Otras funciones o esquemas de protección

Otras protecciones que pueden ser requeridas para garantizar la sensibilidad y selectividad adecuada para detectar y despejar bajos aportes de corrientes de cortocircuito son:

- **Protección distancia (ANSI 21)**: esta protección es mucho más sensible y selectiva, para su operación requiere de la medida directa de tensión y corriente en el punto de conexión.

- **Protección sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)**: esta protección detecta desbalances de tensión en el punto de conexión de sistemas de generación que se conecten al SDL mediante un transformador delta o estrella no aterrizada en el lado de media tensión.

- **Protecciones con ajustes adaptativos**: estas protecciones permiten disponer de varios grupos de ajustes que se pueden modificar previamente o en tiempo real, según cambios topológicos de la red y/o operativos como modificaciones en el despacho o pronóstico.

5.2 Protección Anti-isla.

La formación de una isla no planeada se puede dar por ejemplo ante la apertura manual (o inadvertida) del alimentador principal o fallas en la red del SDL, todos los sistemas de generación conectados a la red (incluidos los IBG) deben interrumpir el aporte de corriente para evitar mantener su conexión en islas no deseadas. Si uno o varios sistemas de generación no detecten la condición de isla y se desconectan, se formarán islas no intencionales en la red del SDL, condición que puede representar un riesgo para las personas, los equipos y la operación de la red [1].

La principal causa de formación islas no intencionales en el SDL se puede dar por el balance carga-generación, esta condición se puede presentar para sistemas de generación convencionales y no convencionales. Para el caso de IBG conectados al SDL, por ejemplo, tipo solar fotovoltaico, es posible que la potencia generada

por el sistema de generación sea aproximada al valor de la potencia de las cargas conectadas al circuito, bajo esta situación flujo de potencia con la red es casi inexistente y es posible que ante la pérdida del alimentador principal los PV no detecten esta condición y se queden alimentado las cargas produciendo un modo de ***operación aislada***. Otras condiciones que también favorecen la formación de islas no planeadas es la conexión en paralelo de inversores de diferente fabricante (con diferente esquema de control) y generadores de diferentes tecnologías.

En los casos que se detecten balances o equilibrio de carga-generación y donde la planta puede que no se desconecte rápidamente, se debe tener cuidado con los IBG porque el sistema en estos casos puede continuar operando en un estado no controlado (sin una referencia del sistema en tensión y frecuencia) y para este caso los equipos de electrónica de potencia pueden oscilar, generar sobretensiones perjudiciales para los equipos y/o degradar la calidad de la energía. La condición mencionada de formación de islas eléctricas no planeadas aplica para sistemas débiles y fuertes, pero se presentan en mayor medida en sistemas remotos y están relacionados con redes débiles [16].

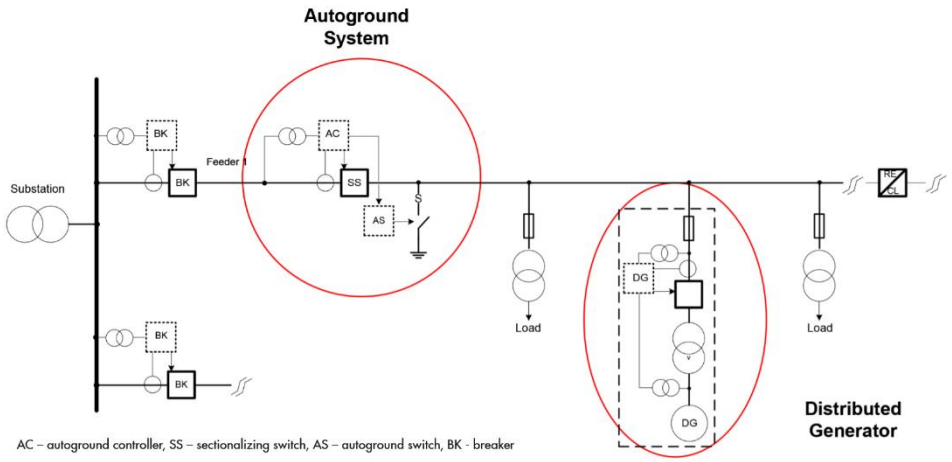
Es importante mencionar que es posible la operación en isla de sistemas de generación con cargas, siempre y cuando estas islas sean planeadas y coordinadas con el OR. Para los casos de operación en islas planeadas al interior de industrias o porciones de red, la red que opere en isla debe ser diseñada para operar en forma aislada y equipada con controles de frecuencia y tensión, además, si la carga es mayor a la generación se requieren esquemas de deslastre de carga para que la isla funcione balanceada, se debe garantizar que los esquemas de protección operen para fallas que se presenten durante la operación en isla (disponer de referencia a tierra y operación ante bajos aportes de corrientes de cortocircuito), también se debe garantizar la calidad de la potencia a las cargas conectadas.

La protección anti-isla es fundamental para evitar la formación de islas no planeadas en las redes de distribución. Existen numerosos tipos de protección anti-isla con métodos de detección pasivos y activos; entre los principales métodos para detectar islas se encuentran: bajatensión, bajafrecuencia, tasa de cambio de la frecuencia, desplazamiento de fase de la tensión, disparo transferido, detección de armónicos y diversas combinaciones de medidas potencia activa - frecuencia (P-F), potencia reactiva – tensión (Q – V), entre otros tipos de anti-isla; en la literatura es posible encontrar variadas propuestas de métodos de protección anti-isla.

La selección del esquema de la protección anti-isla ha sido ampliamente debatido en diferentes foros y escenarios técnicos debido a que es muy importante realizar una selección entre confiabilidad y costo; siendo por ejemplo, el método pasivo basado en medidas locales de tensión el esquema más económico comparado con el esquema intertrip, el cual monitorea la posición

del interruptor del alimentador y cuando se detecta abierto el equipo de corte, a través de comunicaciones se comanda orden de apertura sobre todas las fuentes de alimentación del circuito o ramal, se resalta que este método es el más confiable para la red. Algunos estudios indican que los tipos de protección anti-isla más comunes y efectivos son: transferencia de disparo (intertrip), la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) y la protección de bajatensión [17].

En la Figura 21 se presenta una solución de protección anti-isla investigada entre Hydro Quebec y EPRI [18], la cual consiste en un sistema de aterrizamiento del circuito a través de un interruptor cuando se detectan condiciones de isla o falla en el circuito. Adicionalmente, en el reporte del estudio se presenta una tabla con algunas tecnologías de detección de islas, con su respectiva valoración del costo, equipos requeridos, puntos de instalación y ventajas/desventajas; tal como se observa, el método basado en medición local basado en medición de tensión y corriente es el esquema anti-isla más económico, aunque menos selectivo.



Technology	Equipment Requirements	Installation Site	Relative Cost	Pros/Cons
Protection based on local measurements	- PT/CT - Microprocessor based relay	DG site	Low	- Low cost - Non-detection zones
Transfer-trip	- High fidelity telecom link (fiber or equivalent) - Microprocessor based relay	Substation and DG site	Very high	- Nearly foolproof - High cost - Link required for each DG resource
Secondary voltage restraint	- Secondary PTs - Modifications to breaker reclosing logic	Substation	Moderate to high	- Single installation point - Breaker locks out if voltage detected
Autoground	- Recloser - Vacuum bottle switches	First two poles after sub-station	Moderate	- Single installation point - Low cost - Unproven in the field - Potentially applies fault to DG resource

PT - potential transformer
CT - current transformer

Figura 21. Comparación de alternativas de protección Anti-isla Hidro-Quebec y EPRI [18].

Tipos de anti-isla

A continuación, se describen los principales tipos de protección anti-isla disponibles en la literatura e implementados en redes de otros OR en el mundo.

Es importarte destacar que el disparo de la protección anti-isla se debe efectuar sobre un equipo de corte que permita el cese de la energización y desconexión efectiva del sistema de generación.

5.2.1.1 Tensión y frecuencia

Monitorea las variables de tensión y frecuencia, y puede operar para detectar islas para condiciones de baja/sobretensión y baja/sobrefrecuencia. Este método es el más simple, aunque el menos selectivo para fallas externas o condiciones anormales en la red. Respecto a este método el Estandar IEEE 1547 indica qué: "*El disparo de baja/sobretensión y frecuencia no se considera suficiente para detectar una isla, cesar de energizar y dispararse. Se puede contar con esquemas o equipos adicionales para mejorar la confiabilidad*" [6].

Las desventajas que presentan las funciones pasivas ANSI 27, ANSI 59, ANSI 81 U/O, son los umbrales poco sensibles para islas con ligeros balances de generación-carga y muy lentos en su operación (mayor a 5 s en algunos casos-Recomendación IEEE 1547 para casos especiales).

Se puede considerar como complemento a las funciones pasivas anteriores, el uso de funciones activas basadas en realimentación positiva. Estas funciones se encargan de generar un cambio en la tensión y/o frecuencia a partir de variaciones de la potencia activa o reactiva, logrando que se activen las funciones pasivas. Por tanto, los métodos activos disponibles en los inversores para detectar anti-isla deberían estar certificados bajo norma IEC 62116 [7] y presentar conformidad de compatibilidad entre la curva Fault Ride Through (FRT) y la protección anti-isla, esto teniendo en cuenta que algunos métodos activos ha sido cuestionados ya que podría originar malas operaciones de la curva de control FRT [8].

5.2.1.2 Potencia Activa y Reactiva

Monitorea el flujo de potencia en nodos críticos del sistema y toma la decisión de desconectar el sistema de generación. Es un método simple y puede no ser seguro bajo algunos escenarios operativos.

5.2.1.3 ROCOF (Rate of Change o Frecuency)

Monitorea la tasa de cambio de la frecuencia local (ROCOF) y desconecta el sistema de generación cuando se detecta desbalance carga – generación. Los inversores no están limitados técnicamente para operar a grandes tasas de cambios de frecuencia en el sistema (ROCOF). Esta función se usa en instalaciones como un método pasivo para detectar pequeñas islas ante desbalances de carga-generación.

Con la incursión masiva de recursos de generación al SDL, esta variable será analizada periódicamente por el CND para administrar el riesgo que variaciones

de frecuencia del SIN desconecten bloques importantes de generación. En la Figura 22 se puede observar la variación del ROCOF del sistema colombiano para un escenario de demanda mínima, con inercia de 250 segundos, en el año 2023 ante contingencia de la 1200 MW en la central San Carlos; para la simulación se obtiene un mínimo de 1.676 Hz/s.

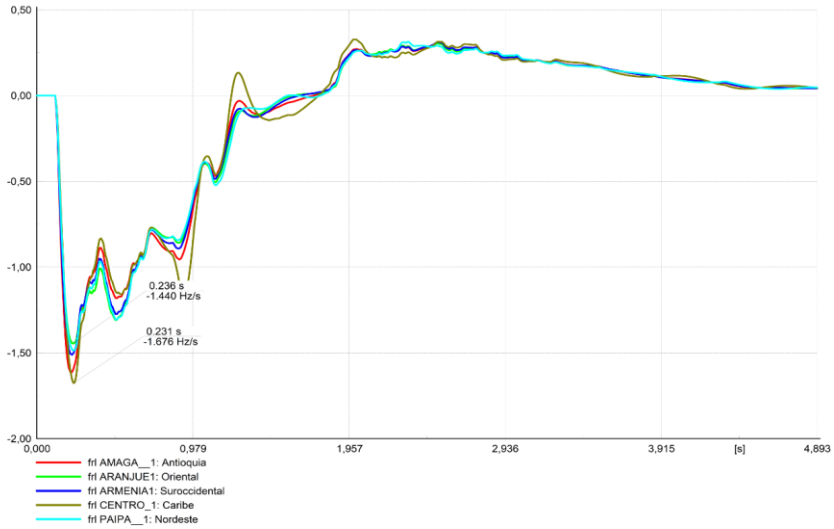


Figura 22. Cálculo de ROCOF caso del sistema colombiano (fuente XM)

En la Figura 23 se presentan los resultados del análisis de ROCOF ante diferentes escenarios de inercia en el SIN colombiano. Acorde a las condiciones operativas del sistema colombiano, esta función puede ser ajustada en un valor mínimo de 2Hz/s (este valor se encuentra dentro los estándares y recomendaciones en otros países); los sistemas de generación que vayan a implementar esta función de protección como anti-isla deberá validar su efectividad y no formación de islas no deseadas en las redes del SIN.

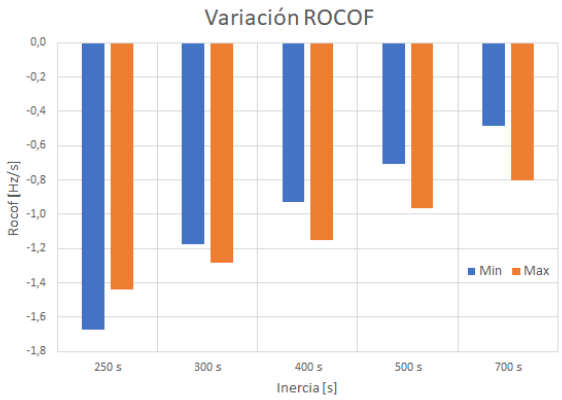


Figura 23. Cálculo de ROCOF caso del sistema colombiano para diferentes escenarios de inercia (fuente XM)

La función ROCOF es una solución de forma local que no es afectada por la topología de la red, sin embargo, tiene como limitante la posible mal operación ante condiciones de balance de carga-generación que puede mantener la variación de la frecuencia por debajo del umbral de 2 Hz/s que ha sido definido actualmente por el CND. También es susceptible a transitorios de la red y requiere temporización mínima.

5.2.1.4 Combinación de variables eléctricas

Este esquema mejora la confiabilidad y algunas limitaciones de los métodos de monitoreo independientes. Existen combinación de potencia activa (P) y frecuencia (F), por ejemplo, opera si baja la P y sube la F; también combinación de potencia reactiva (Q) y tensión (V), opera si incrementa el consumo Q y baja el V, en Alemania es mandatario para generación distribuida una función Q&U<, en la Figura 16 se presenta el esquema de protecciones y ajustes en el punto de conexión para generadores conectados a la red MT en Alemania, ver Figura 16.

5.2.1.5 Monitoreo de ángulo

Monitorea el ángulo de fase de la tensión de un nodo importante de la red y lo compara con el ángulo de fase de la tensión del sistema de generación (se puede usar una PMU para enviar el ángulo). Este método es una variación del esquema tipo Vector Shift.

5.2.1.6 Protección basada en armónicos

En la literatura se han descrito métodos activos de detección de operación en isla basados en medición de armónicos de tensión, los cuales, operan mediante la medición directa de armónicos en el punto de conexión. El principio de funcionamiento de este tipo de métodos se basa en considerar que existe un posible incremento de armónicos en la onda de tensión luego de materializarse una condición de isla en red.

Para ajustar esta función, se recomienda realizar estudios de distorsión armónica considerando tipo de carga, equipos de compensación y topología de red, con el objetivo de estimar el nivel de armónicos esperado en el punto de medición durante la operación normal, y a partir de esto, definir el umbral de ajuste, el orden del (o los) armónicos a medir y la temporización de esta protección, ya que esta puede ser susceptible a transitorios por perturbaciones a la red. Además, en caso de usar este tipo de esquema anti-isla, se debe validar que esta función esté disponible en el dispositivo de protección a utilizar como función de protección (con posibilidad de orden de disparo) y no únicamente como medida o monitoreo de calidad de energía, además de verificar que la resolución de tiempo de medida de estos armónicos se encuentre por debajo de los tiempos mínimos requeridos para la detección de islas.

5.2.1.7 Intertrip

Es el método de anti-isla reconocido como el más confiable, especialmente cuando hay pocos interruptores entre el interruptor del alimentador y del IBG, o es muy cercano al interruptor. Este método requiere de esquemas de comunicaciones para comandar un disparo transferido desde el interruptor principal del circuito a todas las fuentes de alimentación conectadas al ramal, en la Figura 24 se observa el esquema de disparo tipo intertrip.

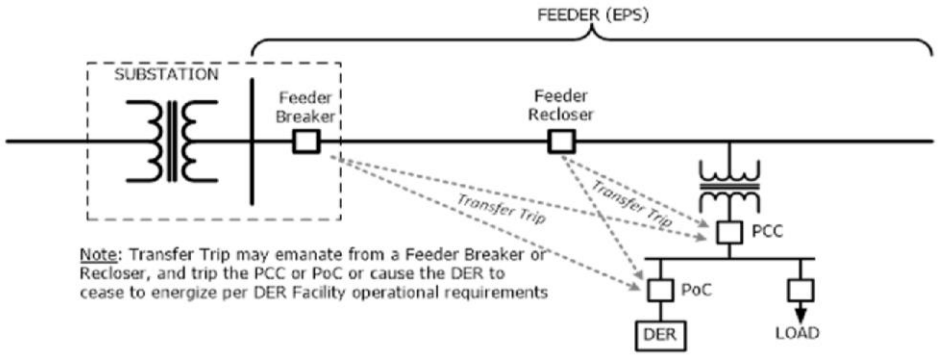


Figura 24. Ejemplo de esquema de disparo transferido a sistemas de generación [13].

El esquema intertrip es bastante seguro para garantizar la desconexión del recurso de generación coordinada con la ejecución del recierre del circuito; en relés modernos se pueden adaptar lógicas como señales permisivas para cierre del interruptor principal, ejecutar el recierre o enviar señales al OR del estado de la red. Este esquema debe ser instalado en coordinación entre el OR y el promotor del proyecto [13].

Si bien el esquema intertrip es el más confiables, al momento de implementarlo en el SDL no se puede dar garantía de la suficiencia en comunicaciones para contar con todos los disparos transferidos requeridos para las topologías del SDL. Además, está lógica debe ser lo suficientemente flexible para poder mantener la dinámica de cambio que usualmente se presenta en el SDL y lo suficientemente detallada para responder a las topologías de operación que tiene el SDL en sus distintos niveles (por ejemplo, intertrip entre 34,5 kV y 13,2 kV, entre subestaciones alejadas, con los enlaces de transferencias entre circuitos o subestaciones, e incluso entre diferentes niveles de tensión del STR y SDL). También se debe tener en cuenta que este esquema depende netamente de las comunicaciones, lo que implica que una indisponibilidad de alguno de los medios de comunicación sería una condición de posible isla no detectada.

Recomendaciones Implementación

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 medida 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.

Para el caso de S/E convencionales o con limitaciones en el canal de comunicación se deberá considerar la implementación del intertrip adicionando, además de la posición del interruptor, lógicas basadas en tensión, corriente y/o potencia. Para S/E digitales, con disponibilidad del bus de proceso, se podrá enviar señales Goose usando protocolo IEC 61850.

Otras funciones y/o lógicas que pueden ser complementarias

Para el caso de los relés SEL 321 es posible revisar la conveniencia de usar la lógica "*Remote End Just Opened -REJO*", la cual permite detectar, sin el uso de canales de comunicación la apertura del interruptor del extremo remoto. En caso de usarse esta lógica deberá validada durante pruebas en laboratorio y en sitio. Ver Figura 25.

Remote-End-Just-Opened (REJO) Logic

The REJO logic accelerates tripping for one- or two-phase in-section faults without using a communications channel. This logic generates a tripping condition, if any elements in the MTCS variable assert and a REJO condition exists.

Settings

Coordinating Timer	REJOD	Delays REJO assertion to permit coordination for out-of-section faults.
Current Detectors	3P50R	Sets phase current threshold for detecting load.

Logic Outputs

Current above 3P50R threshold in all three phases	3P50R	Three-phase current is present to indicate remote breaker is closed. This must drop out to declare REJO.
Current above 3P50R threshold in one phase	50P	One-phase current is above the 3P50R threshold. This must remain asserted for REJO declaration.
Remote-End-Just-Opened	REJO	Enables tripping by elements in the MTCS variable.

Supporting Drawing: Figure 2.35.

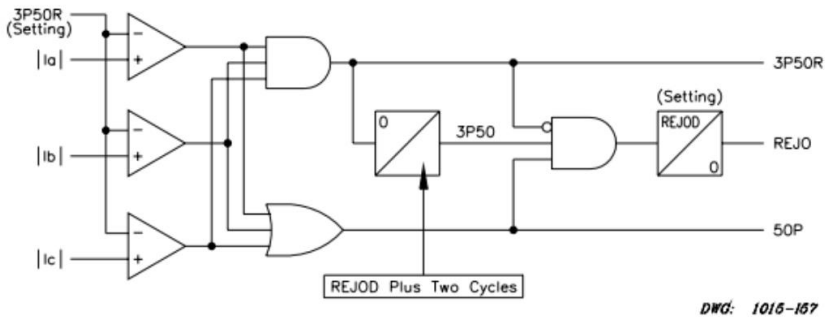


Figure 2.35: Remote-End-Just-Opened Logic

Figura 25. Lógica REJO relés SEL 321 [14]

Coordinación protección anti-isla y recierre:

El recierre de un circuito o ramal solo se podrá ejecutar si el circuito se encuentra desenergizado (tensión cero); es decir, que todos los sistemas de generación que lo alimentan se encuentran fuera de servicio por operación de la protección anti-isla u otro esquema de protección. En consecuencia, el tiempo de operación de la protección anti-isla debe ser siempre menor al tiempo de recierre. Es importante resalta que en Colombia los tiempos de recierres de los circuitos del SDL varían según el OR entre 0.5 y 2 segundos, tiempos de recierre menores a 2 segundos no son compatibles con el tiempo máximo de operación de la función anti-isla descrita en el estándar IEEE 1547[10] [6].

Para los OR es recomendable que los equipos que ejecutan el recierre cuenten con mecanismos que eviten ejecutar el recierre si el circuito esta energizado, entre las posibles soluciones se tiene: contar con equipo reconectadores o interruptores que permitan validar condiciones que permitan detectar tensión y bloquear el cierre o disponer de protecciones anti-isla que permitan detectar el fenómeno eléctrico de operación en isla en el circuito y actúen de forma casi instantánea. El estándar IEEE 1547 [6], en su versión de 2018 indica que:

- Debe contarse con medios apropiados que ayuden a asegurar que el esquema de recierre en circuitos que permanezcan energizados por un generador no exponga el SDL a condiciones inseguras de operación al momento del recierre por diferencias de tensión, ángulo o frecuencia fuera de rango entre sistemas (6.3).

- El modo de operación de cesación momentánea podría ser una solución para coordinarse con los tiempos del recierre.

- Medios apropiados serían: bloquear el recierre si el circuito esta energizado, o si existe baja penetración de generación distribuida y tipos de tecnologías de generación tal que la energización no se mantendría en el tiempo del recierre, o contar con medios que cesen la energización del circuito durante la operación en isla (Disparo Directo Transferido (DDT) o incrementar la confiablidad de los requisitos de la protección anti-isla).

Respecto a la reconexión automática del sistema de generación, se deberán definir las condiciones para la re-energización automática del sistema de generación una vez se detecte tensión en las tres fases del circuito y secuencia de fase en rangos normales de operación. El tiempo de energización debe ser

[10] Las islas no intencionales que energicen una porción de DER deben ser detectadas, cesar de energizar y disparar con un retardo máximo de hasta 2 segundos (incluso en común acuerdo este tiempo puede ser hasta 5 segundos). (8.1)

mayor al recierre más lento que cuente el circuito, normalmente este tiempo es mayor a 3 minutos una vez se detectan condiciones de reconexión.

Estudios de la protección anti-isla:

El esquema anti-isla se debe modelar y probar en un entorno de simulación apropiado antes de la conexión del sistema de generación al SDL, con el objetivo de verificar la efectividad del tipo de esquema seleccionado y descartar que los usuarios de la red no queden expuestos a condiciones de operación inseguras.

El estudio de la protección anti-isla debe validar que, para diferentes escenarios de carga y topologías de red, luego de la apertura del interruptor principal del circuito, la protección anti-isla opere correctamente y no se presenten desbalances de carga – generación que originen la formación de islas no planeadas entre el sistema de generación y la red del OR.

Adicionalmente, si el sistema de generación se va a conectar a un circuito que tenga activo un esquema de recierre, se deberá validar que los tiempos de operación de la protección anti-isla coordinen con los tiempos de operación del recierre; el OR debe informar el tiempo del recierre rápido.

En caso de que sistemas de generación con bajos aportes de corrientes de cortocircuito (inducción o IBG) dispongan de una protección ANSI 27 con el doble propósito de detectar fallas en el circuito y pérdida del alimentador principal, se deberá validar que la protección tenga buen desempeño para ambos casos (fallas y anti-isla).

Para realizar la validación mediante simulación se identificaron los siguientes condicionantes:

- ✓ Se debe contar con modelos confiables de los generadores (inversores) para poder simular su operación en isla (pérdida de referencia de tensión).

- ✓ Modelos confiables de la carga en cada una de las subáreas del SDL, incluso a nivel de cada circuito, que consideren su dependencia de V y f.

- ✓ Si no hay garantía en la calidad de los modelos de simulación RMS/EMTP del control del inversor, no hay certeza en los resultados de la simulación y se estaría agregando un mayor esfuerzo en el EACP que no sería aprovechado realmente.

Analizando en detalle cada modelo, se tienen las siguientes observaciones:

- **Simulación RMS:** el modelo de control que entregan los fabricantes no representan de la operación real en isla de los inversores, son una aproximación, debido a que no simulan el PLL y cuando se pierde la referencia del sistema el inversor pierde funcionalidad; por tanto, existen

dificultad y veracidad en los resultados de las simulaciones RMS, los cuales pueden no ser certeros para las condiciones operativas esperadas.

- **Simulación EMTP:** no siempre se tiene disponible este tipo de modelado, además, es complejo y costoso computacionalmente. Según la estrategia de control pueden variar los resultados de la isla.

Idealmente, la mejor opción es validar mediante simulación el desempeño de la protección anti-isla; no obstante, dados los limitantes en el modelo de red y de simulación y la posibilidad de obtener resultados no certeros, se identificó como mejor opción de mitigación disponer de protecciones anti-isla (principal y respaldo) con métodos diferentes de detección, además, en el EACP se debe incluir el tipo de esquema anti-isla principal y respaldo y la justificación técnica de la viabilidad de la implementación de la misma.

5.3 Transformadores de tensión

Se requiere un transformador de tensión por fase, instalado en el punto de conexión o en el mismo nivel de tensión del punto de conexión. Los transformadores de tensión (PT) deben estar conectados fase-tierra, en el numeral 4 se presenta el detalle de los valores obtenidos en las simulaciones.

Para redes del SDL conectados en delta, o estrella con neutro flotante, el diseño del aislamiento de los equipos y de los PT (conectados fase-tierra) deben soportar tensiones de al menos 1.9 p.u., considerando que en fallas monofásicas las tensiones crecen a valores de línea ($1.1*Vn*\sqrt{3}$), la tensión de secuencia cero también se incrementa. Este tipo de conexiones en las redes del SDL puede originar sobretensiones por resonancia o fallas intermitentes.

5.4 Equipos de interrupción

El equipo de interrupción o corte debe estar en capacidad de abrir y cerrar de forma manual por maniobras y de abrir automáticamente ante corrientes de cortocircuito por fallas internas y externas al sistema de generación. Estos equipos son clasificados según su aplicación o características de diseño: alta tensión por encima de 1 kV (AC); o baja tensión por debajo de 1 kV (AC) ó 0.3 kV (DC). A continuación, se detallan las características técnicas de los equipos de corte indicados en el Acuerdo CNO 1749 los cuales son discriminados en el SDL por capacidad agregada en el punto de conexión:

I. **Interruptor termomagnético**: es un dispositivo electromecánico con principio de funcionamiento magnético y térmico, las características de disparo de estos equipos no son ajustables. Este dispositivo se usa para aplicaciones domesticas e industriales de baja potencia en redes de bajatensión con capacidades nominales menores a 120 A.

II. **Interruptor con unidades de disparo:** es un dispositivo electromecánico con principio de funcionamiento magnético y térmico, normalmente las características de disparo son ajustables, con posibilidad de retardo en la apertura del interruptor por condiciones anormales como: corrientes de energización de transformadores o condensadores, corrientes de arranque de motores, entre otros.

Estos equipos pueden abrir por corrientes de cortocircuito o sobrecarga y también tienen la posibilidad de abrir por una unidad de disparo adicional originado por otra función de protección (bajatensión, sobretensión, frecuencia, falla a tierra, entre otros). Este dispositivo se usa para aplicaciones industriales en redes de bajatensión con capacidades nominales hasta de 6 KA.

III. **Reconectador:** es dispositivo electromecánico que tiene integrados elementos de medida y control para detectar sobrecorrientes, abrir y reconectar automáticamente el equipo protegido; estos equipos están dotados de elementos que le permiten realizar reconexiones sucesivas con variación en el intervalo de tiempo, además, tienen varios grupos de ajustes para la protección sobrecorriente, protecciones de tensión y frecuencia, captura de registro de eventos y comunicaciones para telecomandos.

Este equipo se instala en redes de altatensión, específicamente en redes de distribución, y su uso depende del nivel de tensión y cortocircuito en el punto de instalación.

IV. **Interruptor de potencia:** es dispositivo mecánico son equipos que permiten la interrupción de grandes corrientes en redes de altatensión. Estos equipos requieren de equipos de protección externos que emitan señales de disparo a través de caminos de disparo. Su uso es común en redes de distribución y transmisión.

Considerando los análisis presentados en el numeral 4 de este documento y las prácticas internacional vistas en otros sistemas eléctricos, en el Acuerdo CNO 1749 se flexibilizaron los requisitos del equipo de interrupción. Para algunos sistemas de generación con capacidad menor a 1 MW y autogeneradores con capacidad menor a 5 MW, con punto de conexión en los niveles de tensión 2 y 3, se puede disponer de equipo de corte o interrupción en el nivel de tensión 1, es decir, al interior del sistema de generación[11] siempre y cuando se cumplan con

las características de confiabilidad (redundancia en el canal) y tiempo de disparo (menor a 100 ms).

6. Resumen de requisitos de protecciones en otras regulaciones

A continuación, se presentan ejemplos de los principales requisitos de protecciones solicitados en regulaciones de otros países.

Tabla 1. Referenciamiento de requisitos de protecciones para generadores en el punto de conexión en MT

REGULACIÓN	Medida en BT integrada al equipo	PROTECCIONES EN EL PC	EQUIPO DE CORTE	EQUIPO DE MEDIDA	EACP
CHILE [20]	Hasta 500 kW[(a)]	27, 50/50N, 51/51N, 59, 59N, 81 y anti-isla	En el PC excepto para los PMGD menores a 500 kW. Para instalación compartida puede estar en ubicación efectiva con DDT.	PT: La medición deberá implementarse trifásicamente y la tensión se medirá entre fases.	Obligatorio[(b)]
HYDRO-QUEBEC [9] (Canadá)	Hasta 300 kW	27, 50/50N, 51/51N, 59, 81. 21, 51V[(c)]	Interruptor	PT: medición por fase, con conexión fase-tierra en el lado del OR. CT por fase, el CT de neutro es opcional. Los PT y CT solo se pueden usar para protección.	Obligatorio
EDISSON [11][(d)] (EEUU)	Hasta 200 KW	27/59, 47 y 81.	Interruptor bajo carga (Load break switch)	--	Obligatorio

Tabla 2. Referenciamiento de requisitos de protecciones para generadores en el punto de conexión BT

REGULACIÓN	Medida en BT integrada al equipo	PROTECCIONES EN EL PC	EQUIPO DE CORTE	EQUIPO DE MEDIDA	EACP
CHILE [21]	Hasta 100 kW[(e)]	27, 59, 81 y anti-isla	En el PC excepto para los PMGD menores a 500 kW. Para instalación compartida puede estar en ubicación efectiva con DDT.	Capacidad igual o menor a 100 kVA se medirá la tensión de cada conductor respecto al neutro. Capacidad Instalada mayor a 100 kVA, las funciones de protección de tensión deben ser trifásicas.	Obligatorio

[11] En comunicación S-2019-006117 la CREG permitió al CNO: "...definir requisitos técnicos necesarios y suficientes a nivel de inversor o en el punto de conexión para el cumplimento de las funciones que se necesitan de forma integrada de protecciones en el SIN...".

REGULACIÓN	Medida en BT integrada al equipo	PROTECCIONES EN EL PC	EQUIPO DE CORTE	EQUIPO DE MEDIDA	EACP
				Para ello, las tres tensiones fase-neutro deben ser medidas. Las tres tensiones entre fases pueden ser determinadas aritméticamente a partir de las tres tensiones fase-neutro, o bien, medidas de forma separada. Como sea, se requieren las tensiones de línea y fase neutro para las tres fases.	
HYDRO-QUEBEC [10] (Canadá)	Hasta 300 kW	27, 50/50N, 51/51N[(f)], 59, 81	Se permiten fusibles coordinados con las protecciones del TR	PT: medición por fase, con conexión fase-tierra en el lado del OR. CT por fase. CT de neutro opcional. Los PT y CT solo se pueden usar para medida.	Obligatorio

Notas:

(a) La Protección RI deberá medir en MT, exceptuándose el caso de PMGD menores a 500 kW en donde se podrá utilizar un esquema de medición en BT siempre que la caída de tensión entre el Punto de Conexión a la red y la protección RI en BT sea inferior del 3%; para los sistemas de generación que aplique esta excepción no requiren protecciones 50N/51N y 59N.

(b) Se requiere EACP para sistemas de generación mayor a 1.5 MW, o menores a este valor según los resultados de la evaluación del impacto no significativo (INS)

(c) Las funciones 21, 51V son requeridas si los sistemas de generación aportan bajos valores de cortocircuito, tales como sistemas de generación basados en inversores o de inducción.

(d) Para sistemas de generación conectados a tensiones mayores a 34.5 kV disponer de 67V, 87L y 50/50N y 51/51N en el punto de conexión y protecciones de sobrecorriente.

(e) Todo EG debe contar con una Protección RI la que podrá ser centralizada o integrada. Si la capacidad instalada de los EGs es superior a 100 kVA la protección RI deberá ser centralizada, si es menor o igual a 100 kVA la RI debe ser integrada a los EG. Asimismo, en el caso de EG sin inversores la protección RI deberá ser del tipo centralizada. Valor definido en la ley 21.118, valores inferiores a la capacidad permitida no requieren obras adicionales, adecuaciones o estudios de impacto. Se podrán conexiones con capacidad instalada mayor a la permitida, para esta opción se deberán realizar estudios de viabilidad y validación de obras o adecuaciones adicionales.

(f) La protección primaria puede ser reemplazada por fusible, siempre y cuando se encuentren coordinados. También, según el tipo de conexión de la red pueden requerirse las funciones 46 y 59N.

En todas las referencias consultadas de requerimientos de protecciones para conexión de sistemas de generación basados en inversores, se implementación de protecciones, equipos de medida y elemento de corte de corriente en el punto de conexión del sistema de generación con el sistema de potencia, en su mayoría esta exigencia se da a partir de potencias entre 250 kVA y 500 kVA; mientras a nivel de inversores se exige un sistema de protecciones básico para todas las potencias de generación.

En Colombia, considerando las simulaciones realizadas, el nivel de enmallamiento de muchas exige la

de las redes del SDL y STR, y los impactos en la seguridad y confiabilidad del sistema y la protección de las vidas humanas, se concluyó en el CNO que, en las condiciones actuales, a partir de 250 kW se debe disponer de medición y equipos de protección en el punto de conexión o en el mismo nivel de tensión del punto de conexión; para el equipo de corte o interrupción se plantearon diferentes alternativas, según la actividad de generación y capacidad de generación.

7. Coordinación de protecciones en el SDL

En la conexión de sistemas de generación a la red del OR se debe, en lo posible, mantener la coordinación de protecciones de los equipos existentes, incluyendo la coordinación con los sistemas que se conectan a la red. Algunos estudios que indican que niveles de penetración de más del 10% de IBG en un circuito, se pueden presentar disparos no deseados de las protecciones para fallas externas y con conexiones de generación mayor al 30% de la capacidad se pueden presentar retardos significativos en el tiempo de operación de las protecciones del alimentador principal en el elemento protegido [17].

El reto para lograr esta coordinación se encuentra en el hecho que cuando se presentan fallas en la red del SDL, la generación distribuida que esté presente en las redes de distribución o se vaya a conectar hace que la corriente en esta red pueda fluir en diferentes direcciones y también la corriente desde la red de alta tensión hacia la red de baja tensión se vea modificada; estas diferencias en el flujo de corriente originan dificultades en la coordinación de protecciones, incluyendo los problemas de coordinación por aumentos o reducciones aleatorias en el nivel de corriente cortocircuito durante fallas, sumado a la direccionalidad de la corriente.

Entre los principales problemas de coordinación de protecciones en las redes del SDL por la conexión sistemas de generación de cualquier tecnología: disparos indeseados en los alimentadores por cambios en los aportes (*sympathetic tripping effect*), cegamiento o baja sensibilidad de las protecciones para detectar fallas (*blinding effect*), desplazamiento de la impedancia aparente en los relés distancia y formación no deseadas de islas. En la Figura 26 se presentan los principales problemas de coordinación de protecciones: *Blinding effect* y *sympathetic tripping effect*.

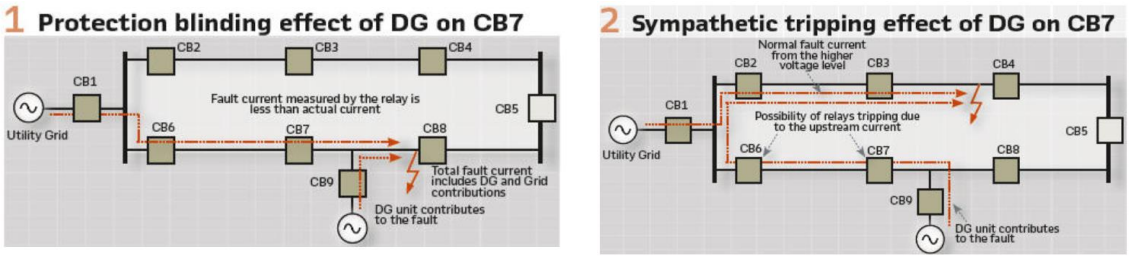


Figura 26. Problemas comunes de coordinación de protecciones en el SDL [19]

Blinding Effect

Cuando no hay generación conectada en el circuito, la corriente de falla es suministrada desde el sistema, mientras cuando hay generación embebida en la red hay aporte de corriente a la falla desde el generador y ocasiona que el aporte de corriente de corto circuito desde el sistema disminuya. Se debe evaluar si la disminución máxima de corriente de cortocircuito del sistema vista por el relé es suficiente para operar, es decir, si los ajustes actuales permiten su sensibilidad para operar. El impacto en las protecciones del alimentador depende de la localización de la falla, ubicación de los generadores en el ramal y su distancia al alimentador principal.

El estudio de coordinación de protecciones en el SDL con penetración de generación distribuida debe validar la reducción de sensibilidad de las protecciones del circuito (cabecera) por el *Blinding Effect*, así como el impacto en las zonas de protección de los relés distancia que puede ocasionar la no operación de estas, en cuanto se encuentre que hay más disminución del aporte de corriente de cortocircuito durante fallas, mayor será este impacto en la sensibilidad de las protecciones.

Tripping Effect (Sympathetic Tripping Effect):

Durante fallas en las redes del SDL se presentan aportes de corrientes de cortocircuito desde la red a través del alimentador principales y desde los sistemas de generación conectados en los circuitos paralelos; para el caso del circuito paralelo existe una corriente en reversa aportada por los sistemas de generación y en caso de disponer de relés de sobrecorriente no direccionales en el alimentador principal, se puede presentar la operación del relé si se supera el umbral de ajuste y originar disparos no necesarios en el circuito sano.

Desplazamiento de la impedancia aparente

Cuando ocurre una falla a lo largo de las líneas adyacentes conectadas a la S/E del STR, se presentan corrientes de cortocircuito a través del transformador de

conexión al STR desde el lado de baja por aportes de los sistemas de generación conectados al SDL, esta corriente puede generar desplazamientos en el ángulo e impedancia vista de las funciones distancias en los relés. Estos aportes de corrientes pueden generar sobrealcances de la zona de protección de funciones distancia ubicadas en los circuitos.

7.1 Estudios de coordinación de protecciones

La incursión masiva de recursos de generación a las redes del SDL ha motivado que los códigos de códigos de conexión de otros países u operadores de red incluyan en su reglamentación, los estudios de protecciones como un requisito obligatorio para la conexión de estos sistemas de generación. A continuación, se presenta a modo de ejemplo los requisitos de protecciones de Hydro-Quebec [9], operador en la red de Canada, y en Chile para los Pequeños medios de generación distribuidos – PMGD [20]:

Hydro-Quebec [9]

- *"…Durante fallas de fase o tierra en la red de distribución (incluida la barra de la estación), el disparo del interruptor del generador debe iniciarse por la protección primaria durante el régimen transitorio, si es posible. En el caso de alternadores e inversores asíncronos, es aceptable, para fallas de fase, que el disparo del interruptor de circuito de la unidad central sea iniciado por la protección de respaldo o por la protección de isla;*
- *La protección de la central eléctrica debe detectar todas las fallas que las protecciones Hydro-Québec pueden detectar, incluidas las fallas resistivas con una impedancia de 13.3 ohmios (3Rf = 40 ohmios);*
- *La corriente de falla total, incluida la contribución de la planta de energía, no debe exceder los siguientes valores, evaluados en el lado MV de la red de distribución: Icc 3φ: 12 kA rms simétricos; Línea a tierra DC: 8 kA simétrica eficiente;*
- *La contribución de la unidad central a fallas en las líneas adyacentes a la línea de conexión no debe originar el disparo de los interruptores de Hydro-Québec ubicados en la línea de conexión;*
- *En caso de fallas en la red de distribución, la ceguera (reducción de sensibilidad) temporal de una fuente a otra no importa, siempre que la falla esté aislada por los sistemas de protección;*
- *El deterioro de la coordinación entre fusibles e interruptores debido a la conexión de la unidad central a la línea de distribución debe limitarse al mínimo;*
- *Cualquier situación que pueda conducir a la isla no deseada de la planta de energía con parte de la carga de la red de distribución debe activar la planta de energía antes del primer tiempo de reinicio del dispositivo de protección Hydro-Québec. El primer tiempo de reconexión debe ajustarse a un valor mínimo de 10 segundos…".*

Chile [20]

"…***Articulo 2-27***

"El estudio coordinación de protecciones deberá definir los criterios y ajustes de las protecciones asociadas a la conexión del PMGD, junto con verificar la correcta coordinación del sistema de protecciones existente asociado al Alimentador donde se conecta y a los Alimentadores que se conectan a la misma barra de la subestación primaria, en aquellos casos que corresponda.

El modelo eléctrico a utilizar en el marco del estudio coordinación de protecciones deberá ser el mismo al utilizado en los estudios de flujos de potencia y de cortocircuito, incorporando los equipos de protección asociados a la red de distribución del Alimentador principal y a los Alimentadores que se conectan a la misma barra de la subestación primaria, en aquellos casos que corresponda.

Para este estudio se considerarán los sistemas de puesta a tierra del transformador principal de la subestación primaria, del transformador asociado al PMGD en estudio, y los de los medios de generación existentes y PMGD previstos de conectar. Asimismo, en caso de existir impedancias asociadas a neutros de transformadores, éstas serán modeladas. Para el estudio de coordinación de protecciones se simularán cortocircuitos en diferentes puntos de la red de distribución, con el objetivo de verificar que los criterios de ajuste utilizados y las eventuales modificaciones al sistema de protecciones existente permitan mantener un esquema de protecciones con una adecuada selectividad, sensibilidad y rapidez ante al menos cortocircuitos monofásicos, bifásicos a tierra y entre fases.

Los puntos de falla mínimos a evaluar son los siguientes:

- ✓ *Zona protegida por el segundo equipo de protección aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.*
- ✓ *Aguas arriba del primer equipo de protección más próximo al Punto de Conexión del PMGD, perteneciente a la red de distribución principal donde se conecta dicho PMGD.*
- ✓ *Tramo de conexión entre el Punto de Conexión y los equipos de generación en MT.*
- ✓ *Tramo inmediatamente posterior a la cabecera del Alimentador adyacente que tenga asociado el tiempo de operación mayor ante una falla en dicho punto con respecto al resto de los Alimentadores adyacentes.*

La Empresa Distribuidora deberá definir en el "formulario de respuesta de la SCR", los tipos de falla e impedancias asociadas a evaluar en el estudio de

protecciones respectivo. También podrá definir eventuales puntos adicionales de falla a ser analizados en dicho estudio.

Para la coordinación de protecciones, se considerará aceptable un tiempo de coordinación entre curvas de sobrecorriente de elementos de protección adyacentes, mínimo de 100 ms. Podrán ser analizados tiempos inferiores a 100 ms siempre y cuando no se afecte la selectividad en el despeje de fallas.

Sin perjuicio de lo anterior, se deberá verificar ante toda situación el cumplimiento de las exigencias indicadas en el CAPÍTULO 4 de la presente NT respecto a las protecciones de frecuencia, voltaje y anti-isla. Si el PMGD invierte flujo en la cabecera del Alimentador, se incluirán en el estudio de protecciones, las protecciones de todos los Alimentadores conectados al mismo transformador de la subestación primaria…".

8. Conexiones monofásicas de generadores

Es necesario establecer la capacidad máxima de sistemas de generación que se puedan conectar de forma monofásica en el nivel de tensión 1. Para la definición del valor de 10 kW por fase en el acuerdo CNO, se evaluaron las siguientes características o consideraciones en el nivel de tensión 1 del sistema colombiano:

1. **La capacidad máxima de los equipos de medida directa.** Según información suministrada por algunos de los ORs, la capacidad máxima para un medidor de medida directa es de 100 A, si la tensión es de 120 V, se podrían conectar hasta 12 kW en forma monofásica. Sin embargo, si la tensión es de 240 V se podría llegar a conectar hasta 24 kW.

2. **La capacidad del conductor típico secundario de los transformadores.** Según información suministrada por algunos de los ORs, el calibre de los conductores típicos en el nivel de tensión 1 corresponden a calibres N2 y N4, con lo que la capacidad máxima sería de 95 A y 70 A, respectivamente, si la tensión es de 120 V, se tendría una potencia máxima de 11,4 kW y 8,4 kW, respectivamente.

3. **La capacidad máxima de los transformadores monofásicos y trifásicos conectados en la red del SDL.** Según información suministrada por algunos de los ORs, se identificó que la mayoría de los transformadores monofásicos y trifásicos instalados en redes de distribución tienen capacidades cercanas a 100 kVA y 150 KVA, respectivamente.

   Según la resolución CREG 030 de 2018: "*La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del*

transformador". Por lo anterior, debe considerarse también el valor de la capacidad del transformador para la definición del límite de una conexión monofásica en el nivel de tensión 1.

Adicionalmente, se tuvieron los resultados de simulaciones realizadas en Digsilent con conexiones monofásicas de inversores de 10 kW en el lado de baja de los transformadores de distribución y los resultados de referenciamiento internacional del tema:

Resultados de simulaciones de máximos desbalances en los transformadores monofásicos y trifásicos por conexión de cargas.

Para validar los desbalances originados por conexiones monofásicas (carga o generación) en el nivel de tensión 1 se realizaron simulaciones en Digsilent para validar el valor de la corriente de desbalances por la conexión de inversores de 10 kW, en una y dos fases, en transformadores trifásicos (225 KVA) y monofásicos (150 KVA), ver Figura 27 con la red analizada.

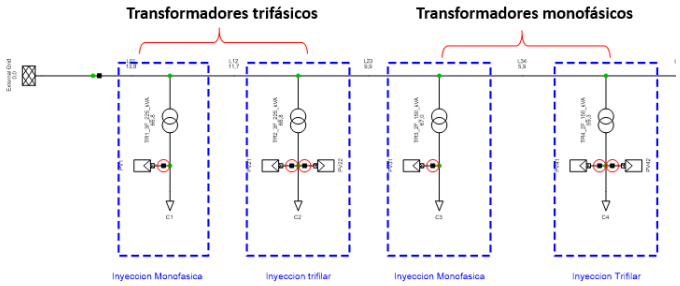
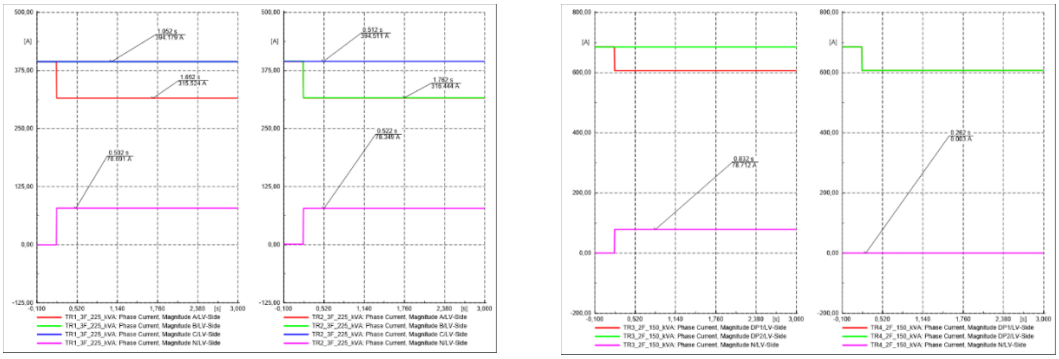


Figura 27. Conexiones monofásicas en transformadores

Considerando un sistema trifásico balanceado en el lado de la carga (220 V) con neutro disponible, la conexión monofásica de 10 kW en una sola fase (fase A) origina una corriente de desbalance en el lado de baja del transformador, la cual es igual al valor de la corriente de inyección (78 A); para la conexión monofásica de 10 kW en dos fases (fases A y B), también se obtiene una corriente de desbalance igual al valor de inyección monofásica (78 A). De los resultados obtenidos, para sistemas tetrafilares se recomienda la conexión de inversores de igual capacidad en cada fase, con un máximo de 10 kW, equivalentes a 30 kW agregados, ver resultados en el Figura 28(a).

Para el caso de un sistema monofásico bifilar, la conexión de inversores de 10 kW en el lado de baja del transformador origina un desbalance igual al valor de la corriente de inyección; mientras que en un sistema monofásico trifilar la conexión de inversores de 10 kW, en cada fase, elimina la corriente de desbalance debido a la conexión de inversores de igual capacidad. Acorde a los resultados, para disminuir la corriente residual en sistemas monofásicos trifilares se

recomienda la conexión de sistemas de generación de igual capacidad en cada fase, con un máximo 10 kW, equivalentes a 20 kW agregados. ver resultados en el Figura 28(b).



(a) (b)

Figura 28. Desbalances por conexiones monofásicas (a) TR trifásicos (b) TR monofásicos

<u>Resultados de referenciamiento de conexiones monofásicas permitidas en otras redes de distribución.</u> En la Tabla 3 se presenta la máxima capacidad de conexiones monofásicas de generadores distribuidos conectados en el nivel de tensión 1 en redes de Chile, España (Endesa), Australia (Ausgrid) y Reino Unido.

Tabla 3. Referenciamiento conexiones monofásicos conectados en el nivel de tensión 1

REGULACIÓN	CAPACIDAD DE CONEXIÓN	REFERENCIA
CHILE [21]	10 KW	*"Si el Empalme del Usuario Final es monofásico en BT, la Capacidad Instalada del EG debe ser menor a 10 kW.* *Cuando la Capacidad Instalada de la totalidad de los EG conectados en un mismo Empalme sea mayor o igual a 10 kW, deberá ser conectado a la red como generador trifásico simétrico. Esta exigencia puede ser cumplida mediante una Conexión Comunicativa entre los EG monofásicos o bien mediante el uso de EG trifásicos.* *Se deberá garantizar que el desbalance sea inferior o igual a 5 kVA por fase…".*
ENDESA [23] (España)	5 KW	*"…Si la potencia nominal de la instalación de generación es superior a 5 kW, su conexión deberá ser trifásica, admitiéndose un desequilibrio de fases inferior a 5 kW. En cualquier caso, para conexiones trifásicas mediante inversores monofásicos deberá instalarse al menos un inversor en cada una de las fases…".*
AUSGRID [25] (Australia)	10 kW	PV installations have been classified according to their inverter rating as shown in the table below. Class | Inverter Nameplate Rating (Total connected generation capacity) 1 | Up to 10kW single phase or 30 kW three phase 2 | Above 30 kW up to 60 kW three phase 3 | Above 60 kW up to 120 kW three phase 4 | Above 120 kW up to 200 kW three phase

REGULACIÓN	CAPACIDAD DE CONEXIÓN	REFERENCIA
ENA [26] (UK)	17 KW	7.6.2 There is no requirement to provide intertripping between single phase inverters where these are installed on multi-phase supplies up to a limit of 17kW per phase (subject to balance of site output as per section 7.5). A single phase 17kW connection may result in an imbalance of up to 17kW following a **Distribution System** or **Generating Unit** outage. However the connection design should result in imbalance under normal operation to be below 16A between phases as noted above. 7.6.3 **Power Station**s with a capacity above 17kW per phase are expected to comprise three phase units. The requirement to disconnect all phases following a fault in the **Customers Installation** or a **Distribution System** outage applies to three phase inverters only and will be tested as part of the type testing of the **Generating Unit**. In some parts of the country where provision of three phase networks is costly then the **DNO** may be able to provide a solution using single or spilt phase networks for **Power Stations** above the normal limits as set out above.

Por lo anterior, el valor establecido en el Acuerdo 1322 para la conexión monofásica de sistemas de generación basados en inversores en el nivel de tensión 1, permite mantener la confiabilidad de la red, respetar los límites técnicos constructivos de los equipos existentes y, además, se alinea con valores establecidos en otras regulaciones en el mundo.

9. Desafíos de los sistemas de protección en el SDL

El propósito de este ítem es presentar los desafíos para tener en cuenta en los sistemas de protección del SDL por la incursión masiva de los sistemas de generación, independiente de su tecnología (basados en inversores, síncronos, frecuencia variable, inducción, entre otros), los cuales modifican e impactan de forma significativa la dinámica y operación del SDL.

El diseño tradicional de los sistemas de protecciones en el 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 y continuando por los ramales o circuitos de distribución; no obstante, con la incursión masiva de los sistemas de generación en el SDL, se ha identificado como gran desafío para los sistemas de protección los siguientes ítems:

- Operación selectiva de los sistemas de protección ante la presencia de flujos de potencia bidireccionales en el SDL por multiplicidad de los sistemas de generación. Es importante resaltar que la mayoría de los esquemas de protección en líneas del SDL están basados en unidades de sobrecorrientes no direccionales y solo para algunas líneas enmalladas (o criticas) se cuentan con esquemas de protección más selectivos y/o redundantes. Entre los problemas más comunes de coordinación de protecciones en el SDL por incursión masiva de sistemas de generación embebidos se encuentran: *blindding effect* y *sympathetic tripping*, ambos problemas han sido ampliamente estudiados en el mundo.

- Detección de fallas ante bajos aportes de corrientes de cortocircuito generados por fuentes de generación basados en inversores. En este punto se resalta que dado el principio de funcionamiento de los inversores el aporte ante fallas es cercano al valor de corriente nominal, máximo entre 1.1 p.u. y 1.3 p.u. de la corriente nominal, siendo los esquemas de protecciones basado en sobrecorrientes los menos recomendados en redes con alta penetración de sistemas de generación basados en inversores.
- Riesgo de pérdida de grandes bloques de sistemas de generación ante condición de falla externa no despejada de forma oportuna, debido mayores tiempos de despeje de fallas en los SDL.
- Caracterización del nivel de cortocircuito según tipo de tecnología de generación, así como, revisar capacidad de la red para evitar sobrecargas en la línea y zona de influencia a la cual se conecta el sistema de generación.

Acorde a lo mencionado y teniendo en cuenta las nuevas condiciones topológicas, retos operativos y crecimiento del SDL al evaluar las protecciones de un nuevo proyecto de generación en esta red (independiente de su tecnología), se recomienda no solo considerar los requisitos de los sistemas de protección en el punto de conexión y dentro del sistema de generación, los cuales son requeridos al promotor del proyecto de generación, sino revisar la integralidad de los sistemas de protección tanto de la red existente de la zona de influencia como del nuevo proyecto de generación.

9.1 Documento circular 21 de 2019

A propósito de los desafíos del SDL, en la circular CREG 21 de 2019 "*Estudio para el diseño de indicadores de seguimiento y evaluación de la integración de la autogeneración y la generación distribuida en el sistema interconectado nacional 0*", se analiza el impacto en las redes de distribución de la conexión masiva de sistemas de generación embebidos. En la Figura 29 se ilustra el impacto o caída en la tensión por la conexión de VE (izquierda); mientras que en el lado derecho se observa el incremento en la tensión por la conexión de generación embebida.

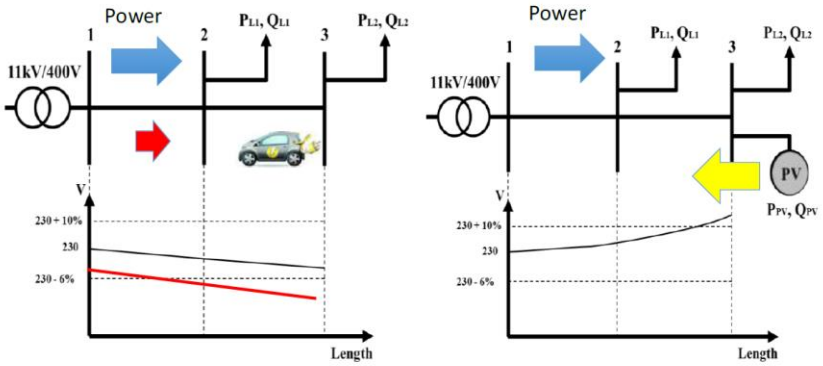


Figura 6.1: Efecto de la incorporación de VE y FV en un sistema de distribución **[22]**.

Figura 29. Proyección de crecimiento de PV por área a 2031 0

La Circular 21 de 2019 está dividido en tres etapas; la etapa 1 establece posibles trayectorias de penetración de nuevas tecnologías, se analiza el ingreso de vehículos eléctricos (VE) y generación, así como su impacto en el SDL; la etapa 2 consiste en el diseño de indicadores para analizar el impacto de las nuevas tecnologías; y la tercera etapa 3 presenta los resultados numéricos y las conclusiones de aplicar los indicadores propuestos para cada una de las trayectorias de penetración.

El documento también menciona qué respecto al cambio en los flujos de potencia y existencia de flujos de potencia de forma bidireccional, se identifican mejoras en el valor neto de las pérdidas; para la regulación de voltaje se identifican desafíos para identificar la posición óptima de los taps de los transformadores, asimismo, se podrían presentar algunos riesgos para demanda mínima donde las tensiones pueden ser más elevadas. En cuanto al nivel de cortocircuito y calidad de la potencia, al igual que en otros niveles de tensión puede variar según el tipo de tecnología. Para el tema de protecciones, la Circular CREG 21 indica lo siguiente 0:

"*...En aquellos casos en que la penetración de la GD sea significativa, los esquemas de protección con que cuentan hoy las distribuidoras eléctricas probablemente no sean los más adecuados y se requiera cambiarlos. El solo estudio de este tipo de casos de rediseño de protecciones es un proyecto de gran complejidad. Sin perjuicio de lo anterior, la instalación de sistemas de generación en baja tensión (BT) debe considerar aspectos de seguridad relevantes que no se logran abarcar con la tecnología utilizada actualmente en ese nivel de la red de distribución.*

El elemento de protección más común de la red de baja tensión es el fusible. Este elemento no posee inteligencia y eventualmente permitiría una operación bidireccional, es decir, no actuaría en forma errónea al invertir el flujo en el empalme de BT. Sin embargo, en caso de falla, la operación de este dispositivo

no es la más adecuada en términos de seguridad y aporte a la corriente de corto circuito por cuanto en su diseño se ha definido un umbral de corte considerando una dirección del flujo hacia el cliente. De esta forma, frente a una falla aguas arriba del generador en BT, el fusible no operará si el nivel de corriente está por debajo de su umbral, aportando de esta forma a la corriente de cortocircuito…".

"…La protección de potencia inversa permite regular la potencia que se inyecta en un punto específico de la red. Ésta se utiliza actualmente en MT con el fin de limitar la generación, en caso de haber límites máximos de generación comprometidos con la empresa. Sin embargo, es posible operar de forma más conservadora y limitar por completo la inyección de potencia restringiendo la generación en BT al autoconsumo. Por su parte las protecciones de sobrecorriente direccional tienen la posibilidad de operar a distintos umbrales dependiendo del sentido del flujo en caso de falla. Finalmente, las protecciones deben evitar la operación en isla del o de los generadores ya que ésta pone en riesgo la seguridad de las personas que restituyen el servicio.

13.2.5 Operación en isla

La operación en isla es la condición cuando la GD ya no se encuentra operando en paralelo con la red de distribución y puede ocurrir debido a alguna de las siguientes causas [31]:

• Se detecta una falla en la red de distribución, resultando la apertura de algún dispositivo desconectador, pero esto no es detectado por los equipos de protección asociados a la GD. • Apertura accidental del abastecimiento normal de la red de distribución debido a una falla de equipamiento. • Desconexión intencional para realizar algún mantenimiento o reparación ya sea en algún punto de la red de distribución o en la entrada del servicio. • Errores humanos • Actos de la naturaleza

Luego de la detección de una isla (desconectada de manera segura de la red de distribución), una nueva estrategia de control se debe activar para administrar tanto el esquema de protecciones como la operación de esta nueva red de modo de mantener la calidad de servicio y evitar el daño a los equipos de los clientes causados por las posibles fluctuaciones en niveles de tensión y frecuencia.

Una vez que se establece la isla, es posible que se lleve a cabo una auto-reconexión entre la isla y la red y una vez que se haya reconectado exitosamente, la estrategia de control nuevamente se debe revertir a la operación conectada a la red de distribución para manejar las protecciones y la operación. La operación de los equipos de protección necesitará reaccionar de manera distinta en los casos de operación aislada y conectada, ya que las corrientes de falla cambiarán drásticamente de un escenario a otro [31].

Las empresas distribuidoras rechazan el funcionamiento en isla invocando razones de seguridad, ya que, en caso de interrupción desde el sistema, el circuito continuará alimentado desde las fuentes de GD en isla y por ende la empresa eléctrica perderá libertad respecto a las maniobras que puede realizar.

Desde el punto de vista del usuario, es deseable mantener su circuito funcionando y alimentado, lo cual se refleja en reducir pérdidas económicas.

Actualmente las empresas distribuidoras exigen al usuario la instalación de equipos que detecten el funcionamiento en isla en cuanto esto ocurre y que procedan inmediatamente a desconectar la GD que esté instalada.

Desde el punto de vista de la coordinación de protecciones este tema se torna importante, ya que al estar en operación en isla las corrientes circulantes serán distintas al igual que los aportes de cortocircuito provenientes de los generadores debido al cambio de topología. Esto afectará directamente la velocidad de operación de los relés/fusibles instalados, ya que éstos fueron configurados para operar a corrientes altas como la de la red eterna.".

Acorde a lo indicado en la Circular CREG 21, se debe analizar de forma integral en los análisis eléctricos la evolución y cambios que se esperan en el SDL, tanto por la conexión de cargas (como VE) y generación embebida, la cual en su mayoría es tipo solar PV. Entre las principales estrategias para mitigar el impacto de la conexión de VE y PV en el SDL, se destacan: Reconfiguración de redes, balanceo de fases, cambio del valor del tap, exigencias de mejores factores de potencia de las cargas. En caso de que estas estrategias no logren mitigar el impacto se recomienda cambio/instalación de conductores, transformadores o incorporar elementos de control de reactivos.

10.3 Recomendaciones sistemas de protección en el SDL

A continuación, se listan algunas recomendaciones a tener en cuenta en la selección, diseño e implementación de sistemas de protección en el SDL, por la incursión masiva de generación embebida para mejorar de forma global su desempeño ante fallas y condiciones atípicas de operación, según los tipos de sistemas de generación y cargas conectadas, así como las condiciones topológicas y operativas particulares de cada red. Estas recomendaciones permitirán evaluar en cada caso la necesidad o no de modificar y/o renovar los esquemas de protección de la red existente, previo a la entrada de un nuevo proyecto de generación:

- Implementar en las líneas del SDL esquemas de protección más selectivos debido a presencia de flujos de potencia bidireccionales en la red por la conexión de los sistemas de generación.

- Revisar y definir la ubicación óptima de los equipos de corte en la red existente, es decir, definir criterios para identificar en qué casos se podrían instalar fusibles o se debe contar con reconectadores o interruptores de potencia, según necesidades de red por crecimiento e incremento de corrientes tanto en condición normal de operación como ante fallas. Es importante resaltar que en Colombia ha sido bastante usado el fusible como elemento de corte en el SDL; no obstante, acorde a la integración esperada de recursos de generación en este nivel de tensión, así como la visión futura de la red de distribución, es importante reevaluar su uso.

- Definir criterios de interacción y remuneración para el caso de que un nuevo proyecto de generación implique modernización de los sistemas de protección de la red existente.

- Definir criterios para permitir conexiones de sistema de generación en T en líneas del SDL. Esta recomendación sugiere establecer un valor de capacidad máxima de sistemas de generación instalada en una derivación en T, en caso de superarse este valor se deberá conectar a través de una barra.

- Garantizar que toda la red del SDL sea aterrizada; es decir, que no existan redes del SDL aislados o con neutro flotante.

10. Conclusiones

La conexión de sistemas de generación embebidos al SDL tiene importantes beneficios para el sistema, como es el incremento en la confiabilidad de la atención en la demanda al contar con puntos de inyección de generación más cercanos a la carga. A su vez, la presencia de flujos bidireccionales en la red del SDL contempla grandes desafíos en la operación de las redes de distribución, tanto en condiciones normales de operación como en condiciones de falla, los cuales deben ser evaluados tanto por los OR como por los promotores de los proyectos de generación.

Las nuevas tecnologías de generación, como las basadas en inversores, han permitido el incremento en las conexiones de sistemas de generación en el SDL; para el caso colombiano se espera que en los próximos tres años se conecten casi 1500 MW, de los cuales el 73% corresponden a la tecnología solar fotovoltaico – PV. Para garantizar la operación confiable y segura de las redes de distribución se hace necesario que tanto OR como promotores de proyectos comprendan el principio de funcionamiento de estos sistemas de generación.

Los sistemas de generación basados en inversores aportan corrientes de cortocircuito ante la ocurrencia de fallas internas y externas al punto de conexión, con magnitudes muy cercanas a los valores nominales de operación ante condiciones de máximo despacho de generación. Para detectar y despejar fallas

en el circuito o ramal al cual se encuentren conectados estos sistemas de generación, estos equipos deben estar dotados de esquemas de protección que permitan desconectarse de forma segura y selectiva de la red.

Los balances de carga – generación posibilitan la formación de islas no planeadas en el sistema, por tanto, por seguridad de las personas como de la red, los sistemas de generación deben disponer de esquemas de protección (anti-isla) efectivos y confiables que garanticen su desconexión de forma oportuna y efectiva ante esta condición operativa. La formación de islas no planeadas en las redes (sin referencia al sistema) pueden generar variaciones temporales de tensión y frecuencia con impacto sobre la carga que se encuentre conectada a esta.

Los sistemas de generación que se conectan a la red de media tensión (MT) deben disponer de equipos de protección e interrupción, capaces de detectar y despejar fallas internas y externas; disponer de PTs y CTs en el punto de conexión, o por los menos en el mismo nivel de tensión del punto de conexión, permiten mejorar la sensibilidad de los relés de protección. Cuando solo se cuenta con protecciones en el equipo de generación (inversor), conlleva a tener una alta dependencia de la correcta operación de los esquemas de protecciones de la red para detectar fallas externas monofásicas, puesto que la actuación de las protecciones del inversor se ejecutaría de forma secuencial, luego de la operación de los sistemas de protección de la red, siempre y cuando no se presente condición para la formación de islas no planeada en la red. La condición descrita incrementa el tiempo total de despeje de una falla incrementando riesgos sobre las personas, los equipos y el sistema.

El tipo de conexión al sistema de distribución, delta o estrella influye en la detección de fallas en los inversores. Sistemas conectados en delta no detectan fallas monofásicas a nivel de inversor, mientras que para sistemas en estrella las fallas pueden ser vistas en el punto de conexión y en el inversor, siendo mucho más confiable la medida en el punto de conexión, puesto que la tensión vista por la protección de bajatensión en el inversor se puede ver afectada por la impedancia de falla y la tensión de operación pre-falla de la red. Por principio de operación de los IBG, fallas bifásicas y trifásicas siempre son detectadas en el punto de conexión y el equipo de generación.

Sistemas de generación con bajos aportes de corrientes de cortocircuitos (como los IBG) deben de disponer de esquemas de protección basados en tensión, combinación de corriente - tensión o impedancia; siendo estos últimos más selectivos en redes con alta penetración de generación, puesto que las protecciones basadas solo en tensión son efectivas, pero poco selectivas, originando problemas de estabilidad post-falla en zonas con alta penetración de generación debido a la pérdida de grandes bloques de generación (esta condición debe ser evaluada por los OR en los análisis eléctricos). Las protecciones convencionales de sobrecorriente implementadas en el punto de

conexión no proveen respaldo para despejar fallas externas, con aportes de corrientes desde el inversor hacia la red.

Las simulaciones realizadas permitieron caracterizar los riesgos y entender la nueva dinámica de las redes del SDL con la incursión masiva de inversores; no obstante, dadas las particularidades de la red del SDL, cambios topológicos, tipo de carga conectada, esquemas de protección, ubicación de equipos de corte, entre otros, no es recomendable definir un riesgo cuantitativo para definir el valor de potencia máxima a permitir en la conexión de inversores solo con protecciones a nivel del equipo, puesto que dada la casuística de operación del SDL, es posible que los resultados no apliquen para todos los casos.

Para sistemas de generación menores o iguales 0.25 MW se puede disponer solo de las protecciones integradas al propio equipo de generación; lo anterior, considerando que, ante fallas, a menor capacidad del generador, mayor será la caída de tensión tanto en el punto de conexión como en el inversor; generadores de más capacidad tendrán menores caídas de tensión y, por tanto, no será suficiente la tensión detectada a nivel del equipo de generación y no se desconectará el equipo de generación de la red ante falla o condición de isla. Se recomienda continuar evaluando este valor según información técnica y experiencias operativas.

Los requisitos de protecciones definidos en el Acuerdo 1749 para sistemas de generación en el SIN colombiano, especialmente para las nuevas tecnologías conectadas al SDL, están soportados en análisis técnicos, experiencia operativa y referenciamiento internacional de otros códigos de redes; no obstante, considerando la dinámica en la operación de las nuevas tecnologías y su interoperabilidad con tecnologías convencionales conectados en redes existentes, continuaremos estudiando el tema para garantizar la operación segura del sistema; en caso de identificarse mejoras en los requisitos de protecciones, se realizarán las respectivas modificaciones siempre bajo un soporte técnico riguroso.

La conexión de sistemas de generación al SDL mayores a 0.25 MW deben contar con un estudio de coordinación de protecciones que permita validar mediante simulaciones qué tanto fallas internas como externas sean despejadas por las protecciones en el punto de conexión; también se debe incluir en el estudio la verificación de la protección anti-isla. El estudio debe incluir la validación de la función principal de protección disponible en el punto de conexión para fallas externas; los valores de tensión indicados en el Acuerdo 1749 son una referencia en el punto de conexión y podrán ser modificados en acuerdo con el OR, los valores de tensión en el equipo de generación deberán garantizar selectividad con el punto de conexión.

Se espera que la actualización del Reglamento de Distribución por parte de la CREG incluya requisitos que permitan armonizar los esquemas de protecciones

a las necesidades actuales de la red, tales como flujos bidireccionales, referencia a tierra, desconexiones selectivas y rápidas, entre otras.

11. Referencias

[1] XM. Proyectos notificados al proceso de entrada de nuevos proyectos. Abril 2020.

[2] BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance. NERC September 2018.

[3] https://solar.huawei.com

[4] V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh, and S. G. Srivani, "Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 3, no. 4, pp. 365–379, 2017.

[5] Effect of the Measurement Point in the Distribution System Fault Detection with High Penetration of Non Convectional Renewable Energy Generation. FISE-CIGRE-IEEE 2019.

[6] IEEE 1547 de 2018, Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interface.

[7] IEC 62116 de 2014, Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures.

[8] IEEE P2800 de 2022, IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems.

[9] Exigences relatives au raccordement de la production decentralisee aun reseau de distribution moyenne tensión d'Hydro-Quebec. Quebec 2009.

[10] Exigences relatives au raccordement de la production decentralisee de 600 KVA et moins aun reseau tensión d'Hydro-Quebec. Quebec 2005.

[11] Distribution Interconection Handbook. Southern California Edison Company. EDISON 2012.

[12] German Technical Guideline "Generating plants connected to the medium voltage". 2017.

[13] Microgrid Protection systems. IEEE Power System Relaying and Control Committee (PSRC). WG C30, 2019.

[14] Manual Relay SEL 321-1. Phase and Ground Distance Relay. Directional Overcurrent Relay, Instruction Manual (pag 33). 20080909.

[15] J.C. Boemer, "On Stability of Sustainable Power Systems: Network Fault Response of Transmission Systems with Very High Penetration of Distributed Generation, "Dissertation, Intelligent Electrical Power Grids, Delft University of

Technology, June 2016, http://doi.org/10.4233/uuid:78bffb19-01ed-48f9-baf6ffb395be68a0.

[16] CIGRE WG B4.62 Connection of wind farms to weak AC networks. 2016.

[17] Impacts of solar photovoltaic on protection system of distribution networks. A case of the CIGRE low voltage network and a typical medium voltage distribution network in Sweden. Chalmers University of Technology (Master thesis Liwanga Namangolwa and Elizabeth Begumisa). Sweden 2016.

[18] A Case Study on Anti-islanding Protection of Distributed Generation using Autoground. Hidro-quebec y EPRI. Mayo 2013.

[19] Sample Implementation of Adaptive Protection for Low Voltage Networks. PACWorld 2012.

[20] CHILE. Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión. Chile, 2019.

[21] CHILE. Norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación. Chile, 2015.

[22] http://www.rymel.com.co/index.php/tranformadores-de-tipo-convencional

[23] ENDESA. Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en baja tensión. Julio 2017.

[24] ENDESA. Especificaciones Particulares Endesa: Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución AT-MT. España, 2017.

[25] AUSGRID. 194 – 194A Protection Requirements of Embedded Generators >30kW, Asgrid. Australia, 2013.

[26] ENA. Recomendation for the connection of generating plant to the distribution systems of licensed distribution network operators, Energy Networks Association. (G58, UK). 2015.

Estudio para el diseño de indicadores de seguimiento y evaluación de la integración de la autogeneración y la generación distribuida en el SIN. Circular CREG 21 de 2019.

12. ANEXOS

ANEXO 1

En este anexo se presenta el listado de proyectos IBG (con clasificación menores a 20 MW), la mayoría de ellos con solicitud de conexión al SDL [1]. La fecha de conexión está programada entre 2020 y 2023.

Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)
Parque de Generación Fotovoltaico Alejandría (S)	10
Wayúu (E)	12
Bosques Solares de los Llanos 1 (S)	20
Celsia Solar Espinal (S)	10
Planta de Generación JIREH I (S)	10
Bosques Solares de Bolivar 503 (S)	20
Bosques Solares de Bolivar 504 (S)	20
PV Since (S)	20
Celsia Solar El Carmelo (S)	10
Bosques Solares de los Llanos 2 (S)	20
Bosques Solares de los Llanos 3 (S)	20
Solar La Sierpe (S)	20
La Ceiba (S)	8
Los Colorados III (S)	10
Prosperidad (S)	20
Solar Guayacan (S)	8
Pétalo del Cesar (S)	10
La Filigrana (S)	10
El Tamarindo I (S)	10
El Tamarindo II (S)	10
Granja Solar Belmonte (S)	6
Planta Fotovoltaica PN1 (S)	10
PV Latam Solar 2 (S)	10
Parque Fotovoltaico La Tolua (S)	20
Parque Solar Los Morrosquillos I (S)	20
PV Latam Solar 1 (S)	20
Parque Solar Zambrano II (S)	16
El Colibrí (S)	20
Los Ocobos (S)	20
Pétalo del Córdoba I (S)	10
Bayunca 1 (S)	3
Generación Fotovoltaica Codazzi 2 (S)	20
Generación Fotovoltaica Codazzi 1 (S)	20
Parque Solar Los Morrosquillos II (S)	20
Parque de Generación solar Fotovoltaico Oicatá (S)	10
Planta Fotovoltaica Flandes (S)	20
Granja Solar Lanceros (S)	10
Granja Solar San Felipe (S)	10
Alma Solar 1 (S)	10
JUMI (S)	10
Pétalo del Sucre (S)	10
Yuma (S)	10
Solar Zarzal 1 (S)	20
Solar la Paila (S)	10

Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)
Solar Andaluci (S)	10
Planta Fotovoltaica Cerrito (S)	10
PFV CRLI (S)	10
Los Caballeros (S)	10
La Medin (S)	10
Parque Solar Zawad (S)	10
Planta Fotovoltaica SGD (S)	10
Solar Zarzal 2 (S)	60
Bosques Solares Bolivar 3x19.9 MW (S)	60
Delphi Helios 1 META (S)	17
Bosques Solares de los Llanos 4 (S)	20
Bosques Solares de los Llanos 5 (S)	18
Atlántico solar 2 Polo Nuevo (S)	10
Atlántico solar 1 Polo Nuevo (S)	19
Parque solar Atlántico IV (S)	20
Proyecto Solar Pétalo de Cesar II (S)	20
Sol de Gamarrita 1 (S)	15
Sol de Gamarrita 2 (S)	15
Sol de Gamarrita 3 (S)	15
Puerto Wilches (S)	15
Kairos I (S)	20
Kairos II (S)	19,9
Kairos III (S)	20
CSF Continua Barbosa I (S)	10
CSF Continua Barbosa II (S)	10
Planta menor Awarala (S)	20
Solar Cimitarra (S)	20
Planta Solar Sabana de Torres (S)	15
Macaregua (S)	20
La Iguana (S)	20
La Cayena (S)	20
Pétalo del Córdoba II (S)	10
Cordobita (S)	10
Parque Eólico El Carreto (E)	10
Parque Solar Fotovoltaico Badel I (S)	9
Parque Solar Tierra Linda (S)	10
Proyecto Solar Fotovoltaico PEESA (S)	4
Generación fotovoltaica SE Ponedera (S)	10
Parque Solar Fotovoltaico Baranoa (S)	20