



Reenganche automático en circuitos de distribución con generación distribuida

Automatic reclosing in distribution circuits with distributed generation

Marta - Bravo de las Casas
Yulier- Ortuño Borroto
Álvaro - Hernández Álvarez

Recibido: septiembre de 2013

Aprobado: febrero de 2014

Resumen/ Abstract

Las redes de distribución han sido diseñadas tradicionalmente para que la potencia fluya en un solo sentido. La introducción de las unidades de generación distribuida hace que esta consideración ya no sea cierta, lo que traerá consigo nuevos retos para la operación y el diseño de estas redes. Una de las áreas afectadas en este sentido son la de las protecciones eléctricas, sobre todo la protección anti-aislamiento o separadora, y en especial cuando se utiliza reenganche automático, típico en las redes eléctricas de media tensión. El presente artículo realiza un estudio del reenganche automático en una subestación típica cubana que presenta generación distribuida fuel y diesel. Inicialmente se hace una breve revisión de la literatura y los resultados se presentan por medio de simulaciones en el software Matlab – Simulink (versión 7.4). La simulación confirma la existencia del problema y para ello se plantean las posibles soluciones.

Palabras clave: redes de distribución, generación distribuida, protecciones eléctricas, reenganche automático.

Distribution networks traditionally have been designed so that the power flows in one direction only. The introduction of distributed generation units makes this consideration is no longer true, which will bring new challenges for the operation and design of these networks. One of the areas affected in this regard are the electrical protections, especially the anti-isolating or separating, especially when automatic reclosing is used. The automatic reclosing is typical in middle voltage networks. In present article is carried out a study of automatic reclosing on a Cuban typical substation that presents distributed generation diesel and fuel. Initially a short review of the literature is made and the results are presented by means of the simulations from Matlab -Simulink (version 7.4) software. The simulation confirms the existence of this problem and possible solutions arise. .

Key words: distribution networks, distributed generation, electrical protections, automatic reclosing.

INTRODUCCIÓN

En los años 1970, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa, IPP ("Independent Power Producer", Productor Independiente de Energía Eléctrica) o más comúnmente, Generación Distribuida (GD) [1].

La GD representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica. Sin embargo, la GD está instalada en el mismo lugar donde se produce la demanda, reduciendo de esta forma la utilización de las redes de transporte de energía y las pérdidas globales del sistema por kWh consumido efectivamente, siendo estas sus ventajas competitivas fundamentales. Sin embargo, la conexión de un generador en cualquier punto de la red puede cambiar la magnitud y dirección del flujo de potencia y así afectar la calidad del servicio a entregar al cliente y en lo que respecta también la coordinación de las protecciones eléctricas [2]. Esto es debido principalmente a que cada vez que aparece una falla, ahora existen varios caminos de aporte de corriente al lugar de la misma, ocasionando en múltiples ocasiones falla de coordinación entre los elementos de protección.

Luego, las redes de distribución se convierten de sistemas simples en redes complicadas y los esquemas de protección tradicionales se convierten ahora en no efectivos [1, 3]. Estudios realizados en estas redes han mostrado los siguientes problemas en las protecciones [4]:

- Falso disparo de los alimentadores.
- Disparo molesto de unidades de producción.
- Incremento o decrecimiento de los niveles de falla.
- Aislamiento no deseado.
- Reenganche no sincronizado.
- Prevención del reenganche automático.

Los interruptores de reenganche automático son utilizados mundialmente en redes aéreas de media tensión con gran efectividad como método de limpieza de fallo. Esto se debe a que entre el 70 y el 95 % de las fallas en estas redes son temporales [5], de ahí la importancia del mismo [4]. Sin embargo, la conexión de unidades de GD complica la operación de estos interruptores y traen consigo la aparición de reenganches no exitosos y un problema mayor cuando ocurre un reenganche fuera de fase. Cuando existe la operación en isla de generadores dispersos con cargas del sistema de distribución externa al sitio de productores independientes, IPP, el reenganche automático es generalmente el método utilizado para restaurar la energía eléctrica a los usuarios. Estos generadores en isla complican el reenganche automático y también la conmutación manual que requiere sincronizar el generador - carga en isla al sistema. El proceso de desionización o apagado del arco eléctrico en un interruptor, puede analizarse como un proceso casi puramente térmico. Existe una interacción o balance entre la cantidad de calor generada por la energía eléctrica entregada al arco y la cantidad de calor perdido por radiación, conducción y disipación. Si se reduce o elimina la entrega de calor, el arco se enfría, aumenta su resistencia eléctrica, se apaga antes y se reenciende después del paso por cero de la corriente, conduciendo a su extinción [6].

Los dispositivos que efectúan reenganches ya sean interruptores o reconectores, basan su éxito en la eliminación de la falla durante el tiempo de reenganche o el denominado tiempo muerto, lapso sin circulación de corriente que permite que la falla no permanente se desionice.

Los problemas de aislamiento y de reenganche están estrechamente relacionados. La GD puede continuar su operación durante el tiempo de apertura del reenganche, manteniendo la tensión y alimentando corriente a la falla, de manera que el arco no se extingue [7]. Esto lleva a un reenganche no exitoso y la falla que debía haber sido aislada temporalmente, ahora se convierte en permanente. Otro problema que se puede presentar que hace que el reenganche no sea exitoso es cuando la protección de la GD no opera para aislar a ésta [6], se produce un reenganche fuera de fase. Los generadores en esas condiciones pueden subir o decrecer su velocidad, en el momento de ocurrir el reenganche las tensiones de la parte aislada y de la red no están en fase, pueden estar en oposición de fase. Esto trae consigo consecuencias severas, como

son sobretensiones, sobrecorrientes, y momentos mecánicos grandes, lo que puede dañar al generador y al motor. El resto de los equipos conectados a la red también se someten a grandes esfuerzos y pueden sufrir daños igualmente. La GD debe ser desconectada entre 200 y 300 s después de la pérdida del sistema al cual está conectada [8]. Las funciones de protección deben asegurar que la instalación de GD deje de energizar al sistema de distribución al cual esté conectada antes del reenganche automático del interruptor del sistema de distribución. Esto hace que los consumidores experimenten un tiempo mayor sin servicio. Se puede notar incluso si la GD llega a ser desconectada durante el tiempo sin corriente, que el tiempo disponible para la extinción del arco decrece dado por el tiempo de operación de relé de la GD.

Los ajustes de los reenganches deben coordinarse con la operación de la protección de la GD para evitar problemas. Una posible solución es aplicar reenganches más lentos, pero esto reduce la calidad de la potencia. La operación de la protección de la GD también se puede ajustar a que sea más sensible, lo que puede resultar en un disparo indeseado para otros tipos de disturbios. En este trabajo se realiza un estudio por medio de simulaciones de la problemática del reenganche automático de una subestación típica cubana con GD fuel y diesel interconectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La red modelada en el software el Matlab- Simulink, versión 7.4 fue una subestación de 34,5kV con GD fuel y diesel interconectada. Los datos de cada uno de los elementos del sistema fueron obtenidos de la red nacional modelada en el software PSX (PowerSystemExplorer) utilizado por el Despacho Nacional de Carga.

Problemas relacionados con el reenganche automático en redes con generación distribuida

Un primer problema significativo es que la DG puede interrumpir la secuencia de reenganche ejecutada por el relé del alimentador. Entre otros problemas significativos en redes eléctricas con GD que utilizan reenganche automático resaltan [9]:

- a) Alimentación a la falla durante los reenganches.
- b) Disparos falsos o no deseados.
- c) No operación de la protección.
- d) Reenganche fuera de fase.

Alimentación a la falla durante los reenganches

Los interruptores de reenganche automático comienzan a implementarse en los SEP en la década de los 60 del pasado siglo. En sus inicios, el tiempo de reenganche se reguló en el orden de los 2 s, debido a la poca velocidad de los dispositivos disponibles en el momento, con la seguridad de desionización para tensiones de distribución (hasta 36 kV). Posteriormente, debido a exigencias de calidad de potencia, los tiempos de reenganche comenzaron a reducirse hasta $\frac{1}{2}$ s, que es el tiempo que soportan los relojes digitales sin la pérdida de control y el consecuente molesto pestañeo. Esta reducción se basó en estudios que permitieron determinar que el tiempo máximo que se necesita para des ionizar un arco en esos niveles de tensión no supera a los 300 ms.

Al emplear generación distribuida en un sistema radial, la operación de reenganche “aguas arriba” de la falla reduce la circulación de corriente, sin eliminarla completamente ya que el generador adicional alimenta la falla, pudiendo perder la posibilidad de desionización de la misma. Según [10], la posibilidad de desionización se reduce a medida que la relación entre la potencia del sistema y generador aumenta, resultando independiente de la duración del aporte de corriente por parte del generador.

Disparos falsos o no deseados

La GD contribuye a la falla y alimenta la corriente de cortocircuito aguas arriba cuando hay un fallo localizado en un alimentador que no es el que incluye la GD, es decir otro alimentador conectado a la misma subestación, o también a niveles de tensión más altos [7]. Esto puede hacer que el relé que está localizado al inicio del alimentador donde está conectada la GD opere para esta corriente de cortocircuito, sobre todo cuando el relé no es direccional, lo cual es algo típico en este tipo de red de distribución. El tipo de unidad de GD afecta la situación. En el caso de los generadores de inducción la corriente decae con el tiempo y por lo tanto la contribución no causa grandes problemas. Sin embargo, los generadores sincrónicos alimentan la corriente de cortocircuito durante tiempos prolongados, pueden por su diseño, y por lo tanto ocurre la operación innecesaria. Un disparo incorrecto se traduce en un problema de calidad de la energía, especialmente para los consumidores locales del alimentador donde no está el fallo. Se debe tener en cuenta este problema donde exista y hacer la coordinación adecuada entre las protecciones.

No operación de la protección

La operación de la protección de sobrecorriente puede llegar a ser interrumpida o que no actúe por la presencia de la GD. Esto puede ser posible en el caso de que la GD esté localizada entre el punto de fallo y la subestación donde se encuentra la protección. La unidad de GD contribuye a la corriente de cortocircuito y por lo tanto incrementa los niveles de cortocircuito; sin embargo, la corriente medida o que circula por el relé es menor debida a la contribución de la GD. En realidad, la corriente total de cortocircuito es dividida entre las dos fuentes. De esta forma la protección no opera para el caso de la peor falla para la cual fue ajustada antes de que estuviera presente la GD.

En el caso de los generadores asincrónicos o de inducción, el problema generalmente se traduce en un retardo de la operación de la protección, y no en una falla de operación total, pues la corriente desaparece. En caso de los generadores sincrónicos no es igual, ya que los mismos contribuyen a la falla por un tiempo ilimitado, lo que puede causarse un retardo de la operación del relé del alimentador aún cuando se desconecte la GD, debido al tiempo en que se retarda la protección de esta en operar.

Reenganche fuera de fase

El problema mayor que puede ocurrir es cuando la unidad de GD no dispara en el tiempo en que se encuentra abierto el interruptor. El generador puede variar su velocidad, acelerarse o desacelerarse, de manera que ocurre el cierre en el momento en que la tensión en la parte aislada de la red y el de la red principal se encuentran en oposición de fase. En estas condiciones son posibles sobretensiones, sobrecorrientes y largos momentos mecánicos, por lo que los generadores y motores que se encuentran funcionando pueden ser dañados. También en otros equipos que se encuentran conectados a la red pueden producirse grandes esfuerzos, los cuales pueden ser acumulativos y causar graves daños. Si la generación se conecta al sistema por medio de inversores, el riesgo de daño a los generadores distribuidos es menor. La referencia [10] enfatiza en los riesgos de las máquinas rotatorias y la [11] muestra los daños que pueden aparecer en los interruptores en reenganches no sincronizados. En casos excepcionales pueden ocurrir altas corrientes de magnetización en los transformadores o corrientes de arranques de los motores, lo que puede llevar a un disparo incorrecto de la protección o causar daños mecánicos en los motores [12]. La referencia [10] comenta que evitar un reenganche fuera de paso es considerado como uno de los problemas más difíciles producidos por un aislamiento no advertido, debido a que el tiempo de detectar este aislamiento es muy corto.

Metodología empleada

Las simulaciones realizadas durante el desarrollo del trabajo fueron utilizando el *SimPowerSystems* en conjunto con modelos desarrollados en un ambiente Matlab- Simulink, versión 7.4. El *SimPowerSystems* es una herramienta computacional muy útil para el análisis de fenómenos transitorios en sistemas eléctricos. Esta biblioteca del Simulink cuenta con diversos modelos correspondientes a componentes de redes como por ejemplo: elementos RLC, cargas lineales y no lineales, máquinas eléctricas (transformadores, sincrónicas, asincrónicas y de corriente directa), modelos de líneas de transmisión (Π -equivalente) y distribución (modelo de Bergeron), componentes de electrónica de potencia, dispositivos de medición, protección, etc. Los interruptores recerradores o de reenganche automático, fueron simulados mediante el uso de interruptores trifásicos de apertura y cierre, disponibles en el *SimPowerSystems*.

Modelo de la subestación con generación distribuida a simular

El circuito monolineal para los estudios de simulación se presenta en la figura 1, correspondiente a la subestación Cruces 34,5 kV, provincia Cienfuegos con los datos de sus elementos reales y donde en están instaladas una planta de diesel y otra de fuel. El SEN fue representado en el Matlab por medio de una fuente de tensión trifásica. Los valores para la configuración de la misma fueron tomados de una corrida actualizada en régimen de máxima generación mediante el software *Power System Explorer* (PSX), versión 2.81. Se obtuvo además la relación X / R y el ángulo de referencia de la tensión. En la barra de esta subestación se encuentra conectado un total de cuatro grupos de GD, tres de fuel con cuatro máquinas cada uno y uno de diesel de ocho máquinas.

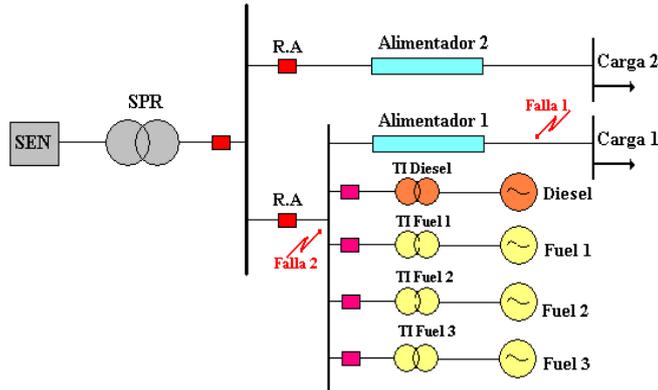


Fig.1. Monolineal de la red utilizado en las simulaciones.

El modelo implementado en el Matlab- Simulink para las simulaciones se presenta en la figura 2. El sistema eléctrico es un sistema de transmisión de 110 kV y 60 Hz, con un nivel de cortocircuito trifásico de 1041 MVA y monofásico de 909,2 MVA, que alimenta dos ramales de subtransmisión a 34.5 kV, donde en uno de ellos aparece conectada la GD.

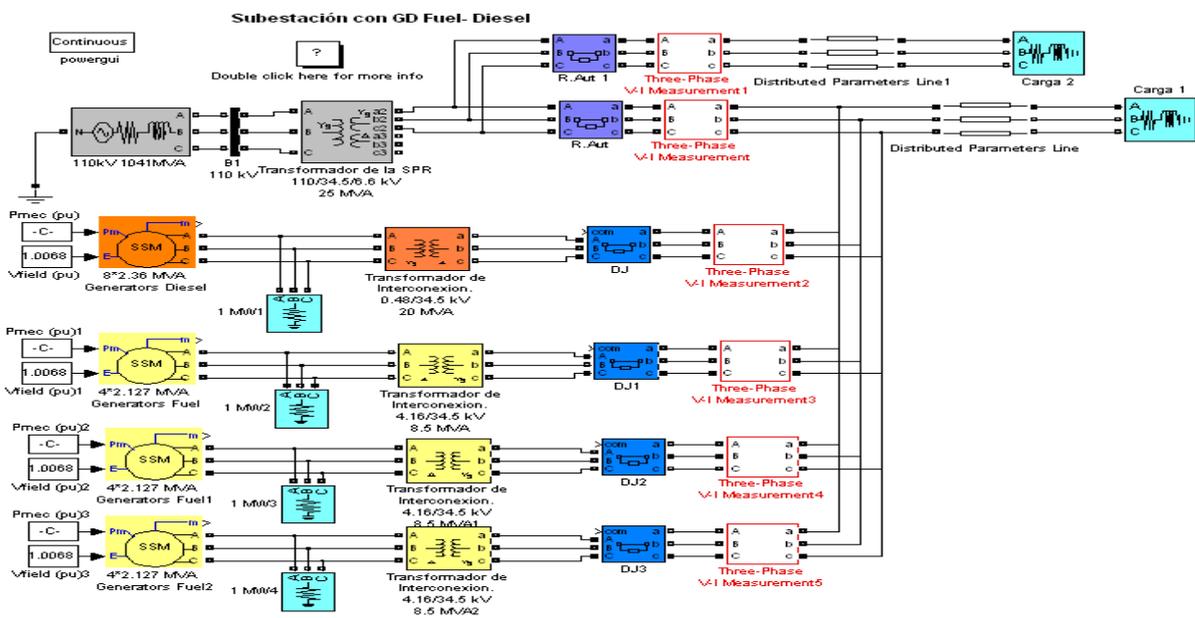


Fig. 2. Modelo de la subestación en el Matlab- Simulink.

El sistema consta de tres grupos de transformadores:

- TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL REDUCTORA (SPR).

Transformador trifásico de tres devanados con grupo de conexión estrella aterrada (primario) – estrella aterrada (secundario)- delta el devanado terciario para la circulación del tercer armónico. Las tensiones nominales de 110/34.5/6.6kV respectivamente y una potencia nominal de 25MVA.

- TRANSFORMADOR DE INTERCONEXIÓN GD FUEL.

Transformador trifásico conectado en delta-estrella aterrada, con una relación de transformación de 4.16/34.5 kV y una potencia nominal de 8.5MVA. Cada uno de estos transformadores interconecta cuatro unidades fuel con la red.

- TRANSFORMADOR DE INTERCONEXIÓN GD DIESEL.

Transformador trifásico de interconexión de las unidades diesel, estrella aterrada-delta, con una relación de transformación de 0.48/34.5 kV y una potencia de 20MVA.

Los alimentadores se consideraron en la categoría de líneas cortas y se despreció el efecto capacitivo, por lo que estas fueron representadas por un modelo de línea de distribución con resistencias e inductancias conectadas en serie disponible en la biblioteca del Simulink.

Tanto las unidades de generación fuel como las diesel fueron representadas por un modelo simplificado de máquina sincrónica disponible en *SimPowerSystems* del Matlab donde se modela la máquina trifásica por una fuente detrás de una impedancia R-L y el efecto del devanado amortiguador se aproxima mediante el factor de amortiguamiento K_d . Este modelo fue seleccionado con el objetivo de calcular la variación del ángulo $\Delta\theta$ entre la fem inducida en el devanado del estator por la corriente de excitación (E_0) y la tensión en los terminales del estator V_t , lo cual constituye el punto de partida para simular la protección de interconexión salto vector.

Normalmente los generadores distribuidos no participan en la regulación de frecuencia de los sistemas de energía eléctrica, de esta forma son controlados para mantener su salida de potencia activa constante. Por tanto, durante las simulaciones la potencia mecánica de entrada al generador fue considerada constante. Además como las simulaciones realizadas no sobrepasan 1 s de duración y dentro de este intervalo de tiempo los transitorios mecánicos pueden ser despreciados; los efectos del regulador de velocidad también se despreciaron. Se realizó una corrida de flujo de carga a través de la opción *Load Flow and Machine Initialization del Powergui* el cual calcula internamente los valores de potencia mecánica y tensión de campo aplicados al generador para las condiciones de carga especificadas.

Los generadores sincrónicos fueron fabricados por la HYUNDAI, tienen una potencia nominal de 2.127MVA, una tensión y una frecuencia de 4160V y 60Hz respectivamente. Estas unidades se encuentran operando en paralelo con el sistema. Se consideró para cada grupo, que las cuatro máquinas permanecen operando bajo iguales condiciones de carga, lo cual no dista de la realidad. Los valores de resistencia y reactancia fueron colocados en este modelo sobre la base de la máquina. Se mantuvo la inercia de un solo generador, al igual que los datos en pu de R y X, la potencia corresponde a 4×2.127 , igual a un valor de 8.508MVA. Los generadores sincrónicos diésel, MTU de fabricación alemana poseen una potencia nominal de 2.36MVA, una tensión y una frecuencia de 480V y 60Hz respectivamente. Estas unidades de GD también se encuentran operando en paralelo con el SEN. El modelo utilizado para simular estas máquinas corresponde al equivalente de ocho generadores operando al mismo estado de carga. Los valores resistencia y reactancia al igual que las fuel, fueron colocados sobre la base de la máquina. Se mantuvo la inercia de un solo generador, al igual que los datos en pu de R y X, la potencia nominal corresponde a 8×2.36 MVA, de valor total 18.88MVA.

La red fue protegida con relés de sobre corriente tiempo inverso con curvas ANSI de fase y de tierra y se dio la opción de un reenganche de alta velocidad tripolar, el cual es un método popular empleado en la extinción de fallas transitorias en un SEP, basando su éxito en la extinción del arco durante el tiempo muerto.

Los interruptores recerradores o de reenganche automático, fueron simulados mediante el uso de interruptores trifásicos de apertura y cierre con resistencia interna, disponibles en el *SimPowerSystems* donde las aperturas y cierres pueden ser controladas por señales externas o internas. Cuando se usa el modo de control externo para el mando de la operación del interruptor y la señal lógica de control es mayor que cero el mismo cierra instantáneamente, cuando vuelve a cero, abre en el próximo cruce por cero de la corriente. Las protecciones de la línea al detectar condiciones de falla en el circuito mandan una señal de disparo al interruptor automático, el cual abre sus contactos por un tiempo que oscila entre 0.3 y 0.5 s (tiempo típico de reenganche [4]). Una vez transcurrido este tiempo los contactos se cierran automáticamente eliminando la falla, si ésta fue de carácter transitorio.

El arco es modelado como una resistencia variable que depende del valor rms de la corriente de falla $R = f(I_{arc_rms})$. El arco se extingue cuando el valor rms de la corriente pasa por debajo de cierto valor umbral (típicamente 50 A) [4], definido en el modelo del arco. La resistencia de arco principal es programada como una función exponencial del valor rms de la corriente inicial de cortocircuito. La resistencia de arco se incrementa cuando el valor rms de corriente de arco decrece de manera que se acorta el tiempo para el cual la corriente decae por debajo de valor umbral. Las cargas Z1 y Z2 fueron representadas por un modelo de carga trifásica RLC balanceada en estrella, donde se consideró $Q_c = 0$ y $Z1 = 7MW + j2 \text{ MVA}$ y $Z2 = 8MW + j5 \text{ MVA}$ a tensión nominal 34.5 kV y 60 Hz de frecuencia.

Resultados de las simulaciones

Reenganche automático sin generación distribuida

El reenganche automático de alta velocidad es un método popular empleado en la extinción de fallas transitorias en un SEP, basando su éxito en la extinción del arco de falla durante el tiempo muerto. La figura 3, muestra el circuito implementado en el Matlab- Simulink que fue simulado.

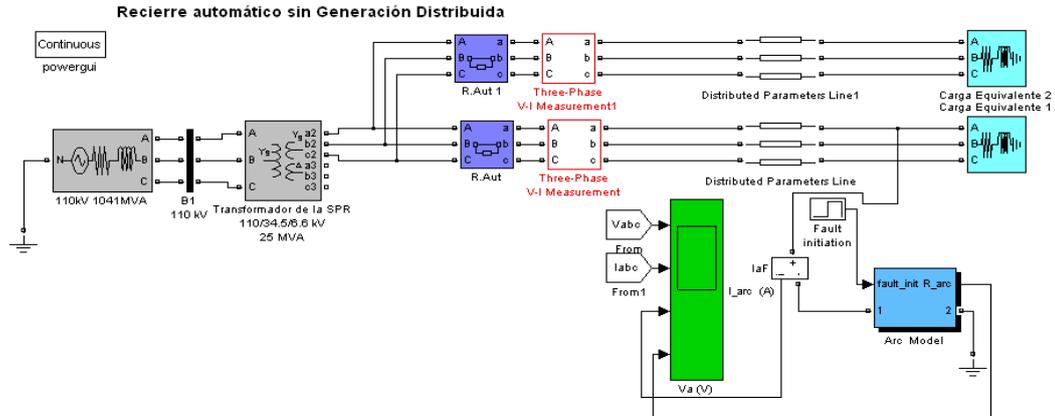


Fig. 3. Circuito de distribución sin GD.

La figura 4, muestra los resultados de una simulación realizada a partir del modelo de la figura 2, donde se representan tensiones, corrientes de fase, corriente e impedancia de arco, cuando ocurre un cortocircuito monofásico al final, en el lado de la carga del alimentador 1 (Falla 1), considerando las unidades de GD de fuel y diesel desconectadas. El cortocircuito ocurrió a los 0.308 s, el interruptor operó mediante una señal emitida por las protecciones de sobrecorriente de fase (no simuladas) en un tiempo $t = 0.608$ s al detectar condiciones anormales de operación en la línea. El reenganche exitoso se produjo a los 0.908 s, restableciendo las condiciones normales de operación en el circuito.

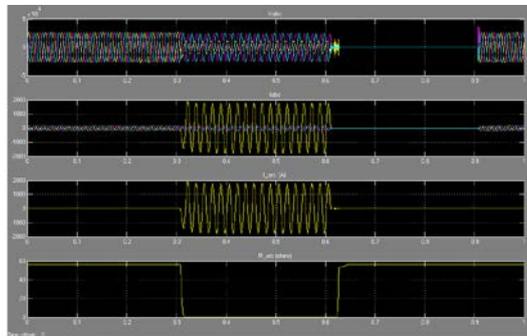


Fig. 4. Reenganche automático tripolar de alta velocidad exitoso sin GD.

Se observa en la figura 4, el incremento de la corriente de cortocircuito al iniciarse la falla y que la resistencia del arco cayó desde 57Ω a 0Ω , manteniéndose en cero todo el tiempo que permaneció el disturbio. Cuando se produjo la apertura del interruptor de reenganche, la corriente de cortocircuito se redujo a cero y un instante después, la resistencia del arco recuperó su valor inicial; por lo tanto, se está en presencia de un reenganche exitoso ya que se eliminó la corriente de cortocircuito durante el tiempo de reenganche o tiempo muerto.

- REENGANCHE AUTOMÁTICO AL INCORPORAR UNIDADES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA SIN PROTECCIÓN DE AISLAMIENTO

El primer problema que introduce la GD es la posibilidad real de un reenganche no exitoso. La figura 5(a), muestra los resultados de la simulación del mismo cortocircuito anterior, pero con un grupo fuel de cuatro máquinas incorporadas a la red sin protección de aislamiento. La figura 5(b),

refleja los resultados del mismo análisis realizado con las ocho máquinas de GD diesel interconectadas a la subestación.

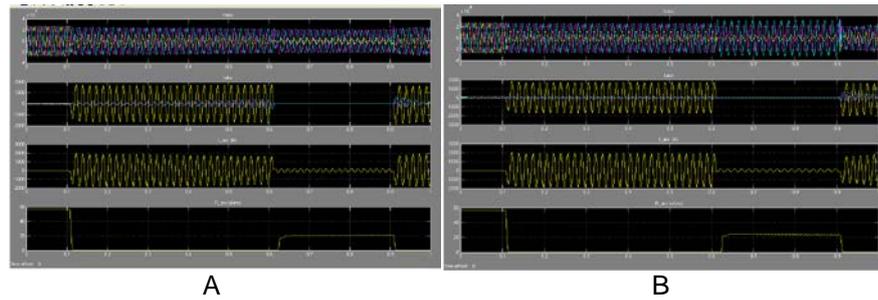


Fig. 5. Reenganche automático no exitoso (a) al incorporar un grupo de GD fuel (b) al incorporar un grupo diesel.

El cortocircuito tuvo lugar en $t = 0.108$ s y el interruptor abrió sus contactos en $t = 0.608$ s. Durante el tiempo que el interruptor permaneció abierto la GD continuó conectada a la red entregando potencia al cortocircuito, lo cual pudo en la práctica ser producto de la no operación eficiente de sus protecciones contra aislamiento. Esto hizo que la corriente de cortocircuito fuera mantenida por la propia planta de GD y por tanto, el arco no llegó a extinguirse durante el tiempo de reenganche. Al efectuarse el cierre de este interruptor a los 0.5 s, el cual fue aplicado estando presente todavía las condiciones de falla, por lo tanto se produjo el denominado reenganche no exitoso y la falla que debió ser aislada se convirtió en permanente. Los circuitos en el Matlab correspondientes a estas simulaciones aparecen en la figura 6(a) y 6(b).

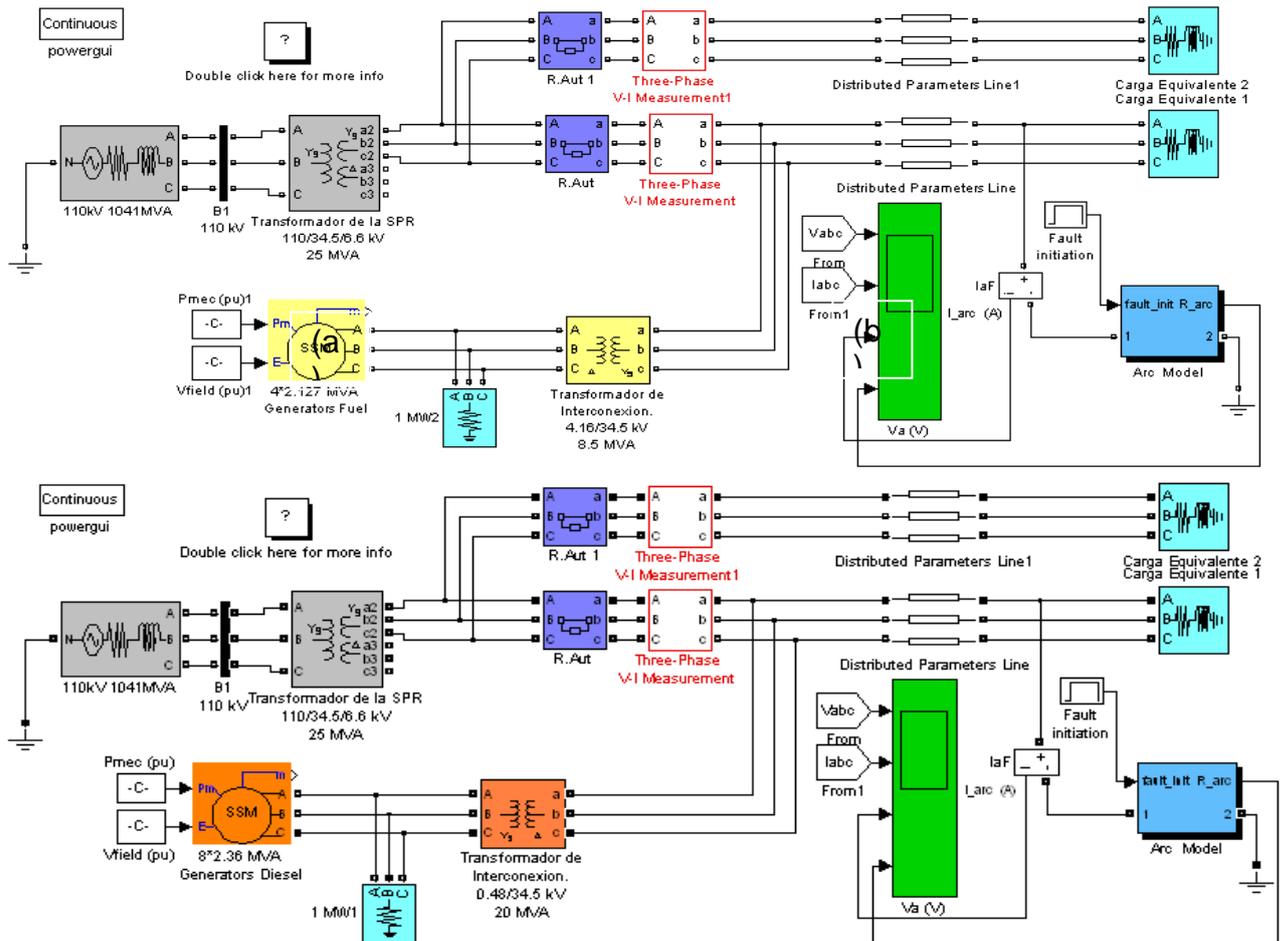


Fig. 6. Circuito de distribución con (a) GD fuel y (b) con GD diesel.

Influencia del tiempo que permanece conectada la generación distribuida sobre el reenganche automático

Este estudio se llevó a cabo considerando solamente conectado un grupo de GD fuel. Si la protección de aislamiento no es capaz de desconectar el generador distribuido en un intervalo de tiempo menor que el de reenganche, la GD contribuye a mantener las condiciones de falla produciéndose finalmente el reenganche no exitoso. Resultó de especial interés investigar hasta que punto podía mantenerse conectada la GD luego de disparar el interruptor de reenganche sin que afectara su operación exitosa. Se analizaron diferentes tiempos de reenganche y se variaron los tiempos en que permaneció conectada la GD y después de realizadas las simulaciones correspondientes se obtuvieron los resultados de la tabla 1. El objetivo fue observar que pasó con la corriente de cortocircuito y el arco respectivamente. Para todos los casos la falla y el arco son los mismos.

Tabla 1. Tiempo que puede permanecer conectada la GD fuel.		
Tiempo de Reenganche (s)	Tiempo que permanece conectada la GD (s)	Tipo de Reenganche
0.3	0.075	EXITOSO
	0.150	EXITOSO
	0.225	EXITOSO
	0.290	NO EXITOSO
0.5	0.125	EXITOSO
	0.250	EXITOSO
	0.375	EXITOSO
	0.485	NO EXITOSO

Como se puede observar de la tabla 1, para ambos tiempos de reenganche, las condiciones de operación exitosa dependieron en gran medida del tiempo que demoró en extinguirse el arco producido por la falla, es decir, de los parámetros y condiciones bajo las cuales tuvo lugar la misma y con ésta el arco. La figura 7, muestra el tiempo que demoró en restablecerse la resistencia inicial de arco (R_0), después que se produjo la interrupción de la corriente de cortocircuito por el interruptor de reenganche para el caso de la falla que se tomó en cuenta.

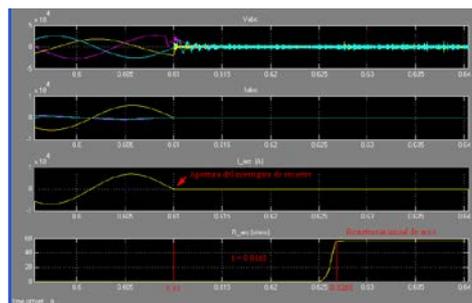


Fig. 7. Tiempo de recuperación de la resistencia inicial de arco.

En las figuras 8 y 9, se puede apreciar como en la medida que se va postergando el tiempo que permaneció conectada la GD, se va corriendo el tiempo de recuperación de R_0 , el cual permanece constante, manteniéndose exitoso el reenganche.

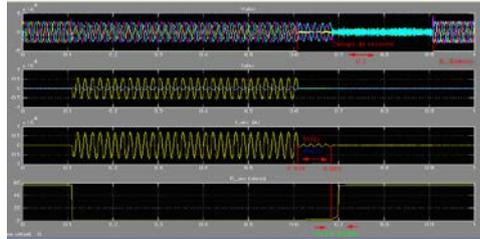


Fig. 8. Reenganche exitoso con GD conectada 0.075 s al abrir el interruptor.

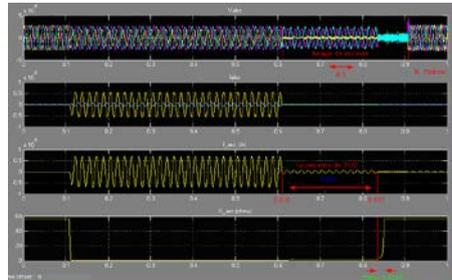


Fig. 9. Reenganche exitoso con GD conectada 0.225 s al abrir el interruptor.

Sólo después que el tiempo que permanece conectada la GD, es mayor o igual que la diferencia entre el tiempo de reenganche y el tiempo de recuperación del arco inicial, es que tiene lugar el cierre no exitoso. Ver figura 10.

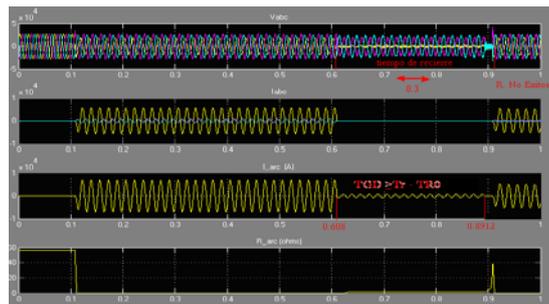


Fig. 10. Reenganche no exitoso con GD conectada un tiempo mayor que el necesario para extinguir el arco.

Este estudio mostró cuán rápido debe retirarse la GD del sistema y así contribuir a un correcto funcionamiento de estas unidades interconectadas y sobre todo, protegerlas contra los disturbios que comúnmente ocurren en estas redes.

Protección necesaria para asegurar un reenganche automático exitoso y prevenir un reenganche fuera de fase.

Resulta obvio que el reenganche automático es un problema cuando hay GD en la red. Como establece [2, 14], no resulta real que las empresas eléctricas abandonen el uso de reenganche cuando se utilice GD, es decir por la seguridad de ésta. En vez de eso, el reenganche automático ha sido frecuentemente considerado en las reglas de interconexión como un caso especial de protección contra aislamiento. Como norma se requiere que se desconecte la GD antes que el reenganche actúe cerrando el interruptor o breaker. Esto quizás no resulta adecuado, debido a que se necesita suficiente tiempo para la extinción del arco, para la desionización del camino del arco, por lo que habrá un tiempo muerto de limpieza (no hay tensión antes del reenganche). Como lo típico es usar reenganches de alta velocidad que están en el intervalo entre 0.3 y 0.5 s, se necesitan protecciones muy rápidas. Para ello, se han desarrollado nuevas técnicas de protección anti-islas, divididos en tres categorías: métodos pasivos, métodos activos y métodos basados en las telecomunicaciones [14-19]. Un correcto funcionamiento y ajuste de las protecciones de aislamiento, son de vital importancia para la operación correcta del SEN en conjunto con la GD.

CONCLUSIONES

El reenganche automático es una herramienta fundamental para mantener un servicio eléctrico aceptable. Se utiliza en todo el mundo en las líneas de distribución aéreas. La GD puede hacer que el interruptor de reenganche no opere exitosamente o en forma efectiva, manteniendo la falla durante el tiempo de apertura del reenganche, y lo peor es que se puede producir un reenganche fuera de fase. Se pudo verificar mediante el estudio de las simulaciones con la ayuda *SimPowerSystems* del Matlabel comportamiento exitoso de los reenganches automáticos sin presencia de GD conectada a la red, así como el resultado no exitoso del mismo cuando se incorpora la GD y no operan correctamente las protecciones de aislamiento.

Las condiciones de operación exitosa dependen en gran medida del tiempo que demore en extinguirse el arco producido por la falla, es decir, de los parámetros y condiciones bajo las cuales tenga lugar la falla y con ésta el arco. El tiempo que demora la GD en su desconexión influye sobre el éxito de un reenganche automático por lo que para prevenir los problemas que puede causar la penetración de la GD se deben usar protecciones rápidas contra aislamiento como fue demostrado con las simulaciones.

REFERENCIAS

- [1]. MULHAUSEN, J.; SCHAEFER, J. "Anti-Islanding Today, Successful Islanding in the Future". En: *Texas A&M Conference for Protective Relay Engineers*. IEEE, 2010, p.1-8, ISBN: 978-1-4244-6073-1.
- [2]. EL-KHATTAM, W.; YAZDANI, A.; SIDHU, T.S.; *et al.* "Investigation of the Local Passive Anti-Islanding Scheme in a Distribution System Embedding a PMSG-Based Wind Farm", *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2011, vol. 26, n. 1, p. 42-52, ISSN 0885-8977.
- [3]. DUGAN, R.; MCDERMOTT, T.E. "Operating conflicts for distributed generation on distribution systems". En: *Rural Electric Power Conference, Little Rock*. 2001, p. A3/1 - A3/6. ISBN: 0-7803-7012-0.
- [4]. KAUHANIEMI, K.; KUMPULAINEN, L. "Impact of distributed generation on the protection of distribution networks". *Developments in Power System Protection*, En: *IEE International Conference, Amsterdam*, 5 - 8 April 2004, p. 315-318. ISBN: 0537-9989.
- [5]. RESOURCE DYNAMICS CORPORATION. "Application Guide for Distributed Generation Interconnection", *The NRECA Guide to IEEE 1547 USA*, April 2003, p. 1-119.
- [6]. GÓMEZ, J. C.; AMATTI, J.C. "Interacción Generación Distribuida – Calidad de Potencia, específicamente referida a Huecos de Tensión". Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE), 2006, p. 1- 6, [Consulta: 21 de abril de 2008]. Disponible en: <<http://ie.fing.edu.uy/jrcee2006/trabajos/p8.doc>>.
- [7]. MÄKI, K.; KULMALA, A.; REPO, S.; *et al.* "Problems related to Islanding. Protection of Distributed Generation in Distribution Network". En: *International Conference on Power Systems Transients (IPST'07, Lyon, France, June 4-7 2007*, p.467 - 472. [Consultado: 21 de abril de 2008]. Disponible en: <powertech07/papers/346>. ISBN: 978-1-4244-2190-9.
- [8]. FREITAS, W.; HUANG, Z.; XU, W. "Practical Method for Assessing the Effectiveness of Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2005, vol. 20, n. 1, p. 57-64, ISSN 0885-8977.
- [9]. MÄKI, K.; KULMALA, A.; REPO, S.; *et al.* "Studies on Grid Impacts of Distributed Generation in a Combined Real-Time Simulation Environment" En: *International Conference on Power Systems Transients (IPST'07), Lyon, France, June 4-7 2007*, p. 455-460, [Consultado: 21 de abril de 2008]. Disponible en: <powertech07/papers/346>. ISBN: 978-1-4244-2190-9.
- [10]. USTA, Ö.; *et al.* "Analysis of out of phase reclosing required for the protection of dispersed storage and generation units". En: *Electrotechnical Conference, MELECON '96, 8th Mediterranean*, 13-16 May 1996, vol. 2, p. 742 – 745, ISBN: 0-7803-3109-5.
- [11]. JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; *et al.* "Embedded generation". *IEE Power and Energy*, Serie 31, 2000, p.1 - 245, ISBN:978-0852967744.
- [12]. MILLER, N.; WALLING, R.; ACHILLES, S., "Impact of distributed resources on system dynamic performance". En: *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*, vol. 2, p. 951 -952, ISBN: 0-7803-7285-9.

- [13]. WALLING, R.; MILLER, N. "Distributed generation islanding - implications on power system dynamic performance". En: Power Engineering Society, Summer Meeting, 2002, IEEE, vol. 1, p. 92 -96, ISBN: 0-7803-7518-1.
- [14]. CALDON, R.; *et al*, "Grid-connected dispersed generation: investigation on anti-island protections behavior". En: Proceedings of 1st International Symposium on Distributed Generation: Power System and Market Aspects, June 11-13, 2001, Royal Institute of Technology, Stockholm, 5 p., ISBN: 0-7695-1010-8.
- [15]. YE, Z.; *et al*, "Testing of GE Universal Interconnection Device". National Renewable Energy Laboratory Technical Report NREL/TP-560-34676, August 2003, p.1-70, NSN 7540-01-280-5500.
- [16]. IEEE Std. C37.104-2002I. "IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines", IEEE Std. C37.104-2002, Approved 21 January 2003, Reaffirmed 2008, USA, p.1-62, E-ISBN: 978-0-7381-3388-1.
- [17]. ECONNECT [en línea]. "Assessment of islanded operation of distribution networks and measures for protection". DTI/Pub URN 01/1119. DTI, 2001 ,UK, p.1-49, [Consultado: 21 de abril de 2008], Disponible en: <<http://www.berr.gov.uk/files/file15099.pdf>>.
- [18]. BENATO, R.; CALDON, R.; CESENA, F. "Carrier signal-based protection to prevent dispersed generation islanding on MV systems". En: 17th International Conference on Electricity Distribution CIRED, 2003, Session 4, 12-15 May 2003, paper 48, Barcelona, p.1-5, ISBN: 0-7803-7967-5.
- [19]. ROPP, M.; *et al*, "Using power line carrier communications to prevent islanding (of PV power systems)". En: Proceeding of 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 15-22 Sept. 2000, p.1675 -1678, ISBN: 0-7803-5772-8.

AUTORES

Marta Bravo de las Casas

Ingeniera Electricista, Profesor Titular, Doctor en Ciencias Técnicas, Universidad Marta Abreu, Las Villas, Cuba.

email: mbravo@uclv.edu.cu

Yulier Ortuño Borroto

Ingeniero Eléctrico, Profesor Asistente, Máster en Ingeniería Eléctrica, Empresa Eléctrica de Villa Clara, Cuba.

email: yuliero@elecvccl.une.cu; yortunoborroto@yahoo.es

Álvaro Hernández Álvarez

Ingeniero Eléctrico, Empresa Eléctrica de Villa Clara, Cuba.