

Revisión de los algoritmos anti-isla: Problemática asociada a la Generación Distribuida

Manuel Martínez-Tafalla, Fco Javier Cánovas y Fco de Asís Ruz
Dpto. Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica de Cartagena
Campus Muralla del Mar. 30202 Cartagena
E-mail: mml@alu.upct.es

Resumen. Este documento realiza una revisión de los algoritmos más usados actualmente para la detección del fenómeno de “isla”, un fenómeno eléctrico que se produce cuando una fuente de Generación Distribuida (GD) continúa energizando una parte de la red después de que dicha porción de red haya sido interrumpida o desconectada por diversas causas. A lo largo del artículo se establece la distinción entre los dos tipos de métodos existentes: pasivos (basados en la monitorización de determinados parámetros como tensión y frecuencia) y activos (introducen perturbaciones en el circuito y monitorizan la respuesta). Se analizan también las principales ventajas e inconvenientes de cada método y a modo de conclusión se recomienda el más adecuado.

1 Introducción

La aparición inesperada del fenómeno de “isla” es uno de los principales problemas para los sistemas pequeños de GD. La “isla” se produce cuando la potencia alimentada por la red es interrumpida pero la GD continúa suministrando potencia a la línea de distribución. La desconexión de la red normalmente se produce como respuesta frente a un fallo. En el caso ideal, el fallo debería ser detectado por el sistema de protección de la GD y desconectarla antes de que se produzca la “isla”. La aparición de la “isla” en los inversores para la conexión a la red de la GD puede producirse como resultado de las siguientes situaciones:

- Un fallo detectado por la red y que deriva en la activación de un dispositivo de desconexión, pero que no es detectado por el inversor fotovoltaico o los dispositivos de protección.
- Desconexión accidental del suministro normal de la red por fallos en los equipos.
- Cambios repentinos en la red de los sistemas de distribución y cargas.
- Desconexiones intencionadas de la línea para servicios de mantenimiento, bien en un punto de la red, bien en la entrada del servicio.
- Errores humanos o vandalismo.
- Un accidente natural.

Hay muchas razones por las cuales la “isla” debe ser prevista tanto en sistemas fotovoltaicos como en cualquier otro tipo de generación de energía con conexión a red. Seguridad, responsabilidad y mantenimiento de la calidad de la energía suministrada a los consumidores son algunas de las principales.

Una disposición típica donde se pueden aplicar los algoritmos a estudio es la mostrada en la Figura 1. El sistema consiste en un equipo de generación fotovoltaico y un inversor.

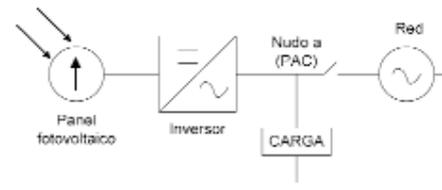


Figura 1: Configuración esquemática del sistema

La fuente de tensión de la red eléctrica está representada a la derecha y existe también un interruptor que permite aislar la red del equipo. El nodo “a” es el “punto de acoplamiento común” (PAC) o punto de conexión entre la carga del usuario y el sistema de red.

2 Métodos de protección anti-isla

Por todo lo comentado anteriormente, la detección del fenómeno de “isla” es una característica imprescindible para cualquier sistema de GD, durante los últimos años se han propuesto y se han desarrollado numerosos métodos de protección anti-isla, que podemos agrupar en cuatro categorías principales: pasivos con inversor permanente, activos con inversor permanente, activos sin inversor permanente y métodos basados en el uso de las comunicaciones entre la red y el inversor fotovoltaico. Nuestro estudio se va a centrar en los métodos pasivos y activos con inversor permanente.

2.1 Métodos pasivos

Los métodos pasivos son aquellos que basan la detección en la monitorización de parámetros seleccionados como tensión y frecuencia y/o sus características, e interrumpen la conversión de energía por parte del inversor cuando se produce una transición fuera de los límites establecidos para estos parámetros.

Un concepto imprescindible en el estudio de los sistemas de detección anti-isla es la “zona de no detección” (ZND), dicha zona representa el rango en el que los esquemas de detección anti-isla probados fallan al detectar la “isla”. Su definición se basa en términos de concordancia de potencias entre el inversor de GD y la carga. La ZND se usa como índice para evaluar los diferentes algoritmos anti-isla y el objetivo de todo método de detección de “isla” es conseguir que dicha ZND sea cero o esté lo más próxima a éste.

2.1.1 Sobre/sub tensión y sobre/sub frecuencia

Todos los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red precisan de métodos de protección de sobre/sub tensión (over/under voltage protection, OVP/UVF o directamente OUV) y de sobre/sub frecuencia (over/under frequency protection, OFP/UFV o directamente OUF) que hacen que el inversor cese de suministrar potencia a la red si la frecuencia o la amplitud de la tensión en el PAC entre el usuario y la red se salen de los límites establecidos.

Estos métodos tienen un bajo coste y son necesarios por diversas razones de seguridad. Aparte de la prevención del efecto “isla”, también son necesarios porque algunos otros métodos de prevención anti-isla producen alteraciones en la tensión o la frecuencia y confían en los OUV y OUF para desactivar el inversor. Su principal inconveniente es su gran ZND. Los OUV y OUF son incapaces de detectar la existencia de la “isla” cuando la potencia proporcionada por el sistema fotovoltaico coincide con la consumida por las cargas. Además, los tiempos de respuesta de estos métodos pueden ser muy variables e impredecibles.

2.1.2 Detección de armónicos de tensión y armónicos de corriente

En este método, el inversor fotovoltaico monitoriza la distorsión armónica total [THD (*Total Harmonic Distortion*)] de la tensión en el PAC y se desconecta si esta THD supera un cierto límite. Bajo condiciones normales de operación, la tensión en el PAC es la tensión de la red, por lo que la distorsión es prácticamente nula ($THD \approx 0$). Cuando la red está conectada, la corriente armónica inyectada por el inversor circula a través de la pequeña impedancia de la red, y puesto que la impedancia de la red es muy pequeña, la distorsión que aparece en la tensión del PAC también lo es.

Al producirse una situación de “isla”, los armónicos de corriente producidos por el inversor se transmiten a las cargas, que en general presentan una impedancia mayor que la de la red. Al interactuar la corriente armónica con una impedancia elevada de las cargas, en el PAC se generarán armónicos de tensión que pueden ser detectados por el inversor, indicando que se ha producido una situación anómala o de “isla”.

El problema de este método es que es muy sensible a las perturbaciones que pueda experimentar el sistema, independientemente si su origen deriva de una desconexión de la red. Además es difícil establecer los límites de THD, ya que las cargas pueden ser puramente resistivas, en cuyo caso no lo detectaría, o no lineales, en cuyo caso la distorsión en el PAC sería elevada incluso con la red conectada. La ZND de los métodos basados en los armónicos está estrechamente ligada con la carga y en el caso de grandes variaciones de la amplitud de los armónicos, estos métodos tienen una ZND pequeña.

2.1.3 Método de monitorización de fase

Bajo condiciones normales de operación (el inversor no produce componente de potencia reactiva) no hay desplazamiento de fase entre la tensión y la corriente en los terminales de salida del sistema fotovoltaico, por tanto la corriente de referencia para el control del inversor se sincroniza con la tensión fundamental en el PAC.

La variación de la frecuencia de la tensión como consecuencia de la “isla” provoca un cambio en el vector tensión en comparación con el eje d (sistema d-q-o) y la consecuente variación de fase. El ángulo detectado se almacena y se compara con el valor medido tras un ciclo completo, la fase de salida es una rampa con una cierta pendiente. Un cambio en la frecuencia produce una alteración de la pendiente que puede ser detectada. La respuesta del método depende mucho de los elementos de potencia reactiva. La ZND de este método es la misma que la de los métodos de sobre/sub frecuencia (OUF)

En la tabla siguiente resumimos las principales características de los métodos pasivos:

Método anti-isla	Ventajas	Inconvenientes
OVP/UVF y OFP/UFV	Bajo coste	ZND grande No detectan si $P \approx P_{ang}$ t_r (tiempo de respuesta) variable e impredecible
Detección de armónicos de tensión	$t_r = 0,1 \div 0,2s$ Ausencia de ZND	Susceptible a perturbaciones Difícil definir los límites de THD
Monitorización de fase	$t_r = 0,1 \div 0,2s$	ZND grande Dependen de los elementos de potencia reactiva

Tabla 1: Resumen de los métodos anti-isla pasivos

2.2 Métodos activos

Los métodos activos son aquellos que introducen perturbaciones intencionadamente en el circuito y después monitorizan la respuesta para determinar si la red pública con su tensión, frecuencia e impedancia está aún conectada. Si la pequeña perturbación es capaz de afectar a los parámetros en el PAC según determinados requisitos, el circuito activo obliga al inversor a cesar la conversión.

2.2.1 Inyección de armónicos/Detección de impedancia

Este método es un caso especial de los métodos de monitorización de armónicos. La diferencia y la razón por la cual este método se considera más activo que pasivo es que inyecta una corriente de armónicos a una frecuencia específica intencionadamente en el punto PAC a través del inversor fotovoltaico.

Cuando la red está conectada, si la impedancia de la red es menor que la impedancia de la carga a la frecuencia armónica, entonces la corriente armónica circula por la red y no se detecta ninguna anomalía en la tensión. Con la desconexión de la red, la corriente armónica circula por la carga, que produce una tensión armónica que puede ser detectada.

2.2.2 Métodos de variación de la potencia activa y reactiva

El control del inversor fotovoltaico conectado a la red se obtiene a través de la potencia de referencia (P_{GD}) considerada constante, pero que en la realidad puede variar u oscilar con las condiciones de temperatura e irradiación. Se considera que la carga absorbe constantemente la misma potencia (P_{carga}).

En la condición de “isla”, la variación real de potencia fluye directamente en la carga, afectando la corriente del inversor y la tensión en el punto PAC. Se puede calcular la variación de tensión frente a la variación de potencia inyectada por el inversor en la carga durante la condición de “isla”.

Es posible variar la potencia activa del inversor fotovoltaico para desplazar la amplitud de la tensión fuera del rango normal de operación pero es necesario elegir cuándo inyectar la potencia porque una variación continua de la potencia inyectada se opone a la búsqueda del punto de máxima potencia (PMP). Por esta razón, el método se basa en la variación de la potencia inyectada sólo cuando la tensión medida en el punto PAC exceda un cierto valor umbral.

Los diagramas de fases de dichos algoritmos serían los siguientes:

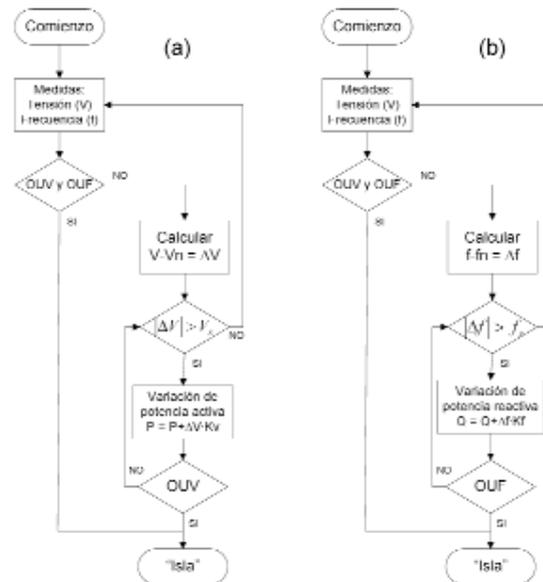


Figura 2: Algoritmos de inyección de potencia activa (a) y reactiva (b)

2.2.3 Métodos de variación de la impedancia de la red (ENS o MSD)

Este método se basa en la detección de la impedancia de la red. Consiste en una instalación formada por dos dispositivos de monitorización en paralelo, conectados a sendos dispositivos de interruptores en serie y controlados de manera independiente. Cada una de estas unidades independientes monitoriza de manera continuada la tensión, frecuencia e impedancia de la red. El circuito está diseñado para detectar cambios significativos en la impedancia en periodos cortos de tiempo, como es el caso de las caídas de red.

Entre las ventajas de este método figuran su reducida ZND (gran efectividad), su diseño redundante de monitorización de tensión y frecuencia y su propia auto-evaluación regular. El principal inconveniente que presenta es la alta probabilidad de interferencias con otros dispositivos e incluso con la propia red. Otra desventaja importante de este método es el aumento del ruido armónico inyectado en la red por el inversor. Para limitar este inconveniente, se recomienda inyectar la corriente armónica o interarmónica sólo durante el tiempo necesario para la elaboración numérica de los datos. Además, si hay varios convertidores conectados en paralelo pueden ocasionarse problemas con la efectividad del método y con la calidad de la potencia, lo que implica dificultades en el control y la estabilidad del sistema.

2.2.4 Método basado en crear desfases de frecuencia o de fase (SMS o APS)

Este método, conocido como “Slip-mode frequency shift” (SMS) o “Active Phase Shift” (APS), se basa en un circuito phase-shift-loop (PSL) que continuamente provoca pequeños cambios en el factor de potencia por encima y debajo de la unidad.

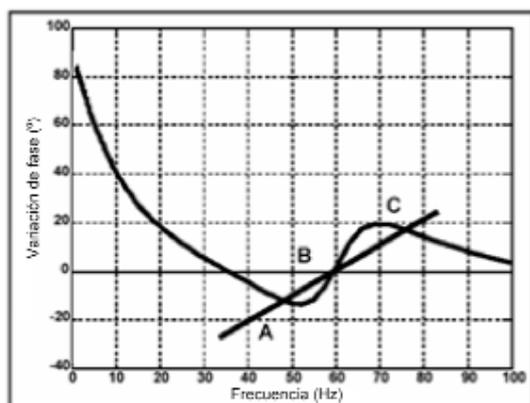


Figura 3: Trazo del ángulo de fase corriente-tensión frente a la frecuencia de un inversor que utiliza el método SMS

Normalmente los inversores fotovoltaicos operan con factores de potencia unitarios, de modo que el ángulo de desfase entre la corriente de salida del inversor y la tensión en el PAC se controla para que tienda a cero.

Con el método SMS, el ángulo de desfase entre la tensión y la corriente se establece como función de la frecuencia de la tensión en el PAC. Si la red se desconecta y se produce una pequeña perturbación en la frecuencia del PAC, la forma de la curva de la respuesta de la fase del inversor hace que el error se incremente, de manera que la perturbación crece. Este mecanismo de realimentación hace que el sistema se desplace a un nuevo punto de funcionamiento A o C (Figura 3), en función de la dirección de la perturbación, detectándose el fallo.

Entre las ventajas de este método se encuentran su facilidad de implementación, su alta eficiencia anti-isla (pequeña ZND), y su moderada influencia en el resto del sistema. El aspecto negativo es la reducción de la calidad la potencia del inversor.

2.2.5 Método basado en crear cambios en la frecuencia (AFD)

En este método, más conocido como “Active Frequency Drift” (AFD), la forma de onda de la corriente inyectada en el PAC por el inversor fotovoltaico está ligeramente distorsionada, de modo que existe una tendencia constante a cambiar la frecuencia. Cuando está conectado a la red eléctrica es imposible que la frecuencia cambie, pero si se desconecta de la red la frecuencia se ve forzada a fluir arriba o abajo, aumentando el flujo de frecuencia causado por el sistema al buscar la frecuencia de resonancia de la carga, este proceso continúa hasta que la frecuencia supera los límites establecidos y es detectada por las protecciones OFP/UFP.

La ventaja de este método es su fácil implementación en los microcontroladores, pero entre los aspectos negativos están la degradación de la calidad de

potencia en el inversor y la probabilidad de causar interferencias de radiofrecuencia (RFI).

2.2.6 Variación de la frecuencia según Sandia (SFS)

El “Sandia Frequency Shift” (SFS) es una extensión acelerada del método AFD, y es otro de los métodos que usa realimentación positiva para prevenir la “isla”. En este caso la realimentación se aplica sobre la frecuencia de la tensión en el PAC. Cuando la red está conectada, el método detecta los pequeños cambios de frecuencia e intenta aumentar estos cambios, pero la estabilidad de la red se lo impide. Al desconectarse la red, si la frecuencia en el PAC aumenta, el error de fase también y hace que el inversor aumente su frecuencia, reforzando la desviación en un proceso repetitivo hasta alcanzar el umbral del OFP. El proceso es similar cuando la frecuencia decrece.

Es un método fácil de implementar y tiene una de las menores ZNDs de entre todos los métodos activos. Al igual que el método SMS, proporciona un buen compromiso entre la efectividad de la detección de “isla”, la calidad de potencia de salida y los efectos de la respuesta transitoria del sistema. Entre las principales desventajas figura que requiere que se reduzca ligeramente la calidad de potencia de salida del inversor cuando se conecta a la red, ya que la realimentación positiva amplifica los cambios que se producen en la red. También es posible que la inestabilidad en la calidad de potencia del inversor pueda causar un comportamiento transitorio indeseable en el sistema. En este método la forma de onda de referencia es bastante sensible a ruido o armónicos.

2.2.7 Variación de la tensión según Sandia (SVS)

Este método, conocido como “Sandia Voltage Shift” (SVS), utiliza una realimentación positiva aplicada a la amplitud de la tensión en el PAC. Si se produce un decremento en la amplitud de v_n (de la Figura.1) el inversor reduce su corriente de salida y por tanto su potencia de salida. Cuando la red se desconecta y se produce una disminución en la tensión, se produce una disminución adicional en la amplitud de la tensión que hace que la corriente de salida del inversor también disminuya, lo cual finalmente conduce a una reducción en la tensión que puede ser detectada por el UVP. Es posible aumentar o disminuir la potencia de salida del inversor, conduciendo tanto a OVP como a UVP.

En inversores basados en microcontroladores este método es fácil de implementar y es considerado el más efectivo de entre los métodos de prevención de “isla” con realimentación positiva. Tiene dos pequeños inconvenientes: que requiere una reducción de la calidad de potencia de salida y que hay indicios de que este método puede tener un pequeño impacto

en la respuesta transitoria y calidad de potencia del sistema público.

En la tabla mostrada a continuación se resumen las ventajas e inconvenientes de los métodos activos:

Método anti-isla	Ventajas	Inconvenientes
Inyección de armónicos / Detección de impedancia	Detecta la "isla" usando sólo monitorización PLL Ausencia de ZND	La amplitud de la tensión armónica depende de la carga Problemas si hay varios inversores conectados
Variación de potencia activa	$t_r(K_v = 5) = 0,45s$ $t_r(K_v = 5) = 0,3s$ Ausencia de ZND	Caso "ideal"
Variación de potencia reactiva	$t_r(K_r = 50) = 0,75s$ $t_r(K_r = 10) = 0,65s$ Ausencia de ZND	Caso "ideal"
SMS	Fácil de implementar ZND pequeña Influencia moderada en el resto del sistema	Reducción de la calidad de la potencia del inversor
AFD	Fácil implementación en microcontroladores	Degradación de la calidad de potencia en el inversor Probabilidad de causar interferencias de radiofrecuencia
SFS	Una de las menores ZND Buen compromiso entre efectividad, calidad de potencia y efectos de la respuesta transitoria	Se reduce ligeramente la calidad de la potencia de salida y esto podría ocasionar un comportamiento transitorio indeseable en el sistema
SVS	Fácil de implementar en microcontroladores Método más efectivo de realimentación positiva	Reducción de la calidad de potencia de salida Pequeño impacto en la respuesta transitoria y calidad de potencia
ENS	Reducida ZND Diseño redundante de monitorización de tensión y frecuencia Auto-evaluación regular	Alta probabilidad de interferencias con otros dispositivos y con la propia red

Tabla 2: Resumen de los métodos anti-isla activos

2.2.8 Métodos de detección de "isla" a nivel de red

A. Método de conexión de impedancia

Este método anti-isla se usa normalmente en la línea de la red distribución como una protección de seguridad. Específicamente consiste en la instalación de una impedancia de bajo valor, normalmente un condensador en la red del sistema, dentro de la "isla" potencial (Figura 4)

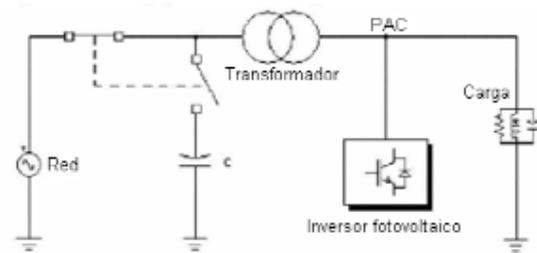


Figura 4: Método basado en la conexión del condensador

El valor de la potencia reactiva absorbida por el condensador determina los diferentes tiempos de sobre o sub frecuencia durante la operación de protección anti-isla. La inserción de impedancia es altamente efectiva en la prevención de "islas", pero es más cara que otros métodos, ya que es necesario hardware adicional en el lado de la red del PAC. El retardo en el tiempo de inserción provoca un incremento en el tiempo de detección de la "isla" y ello puede dar lugar a que surjan problemas al instalar el sistema fotovoltaico de generación distribuida en diferentes periodos de tiempo. Este hecho podría dar lugar a la necesidad de una modificación del banco de condensadores.

B. Métodos basados en la comunicación entre la red y el inversor fotovoltaico

El procedimiento consiste en instalar un transmisor cerca de la línea de protección y un receptor en el punto PAC en las proximidades del inversor. El sistema usa una línea PLCC (*Power line carrier communications*) cuyo soporte es la línea eléctrica de potencia.

Bajo condiciones normales de operación una señal energética más débil se envía al receptor. Cuando se produce un fallo o una interrupción intencionada del servicio provoca la desconexión de la red, el canal de comunicaciones es obligado a interrumpir la transmisión de datos y provoca la parada del inversor. Se puede conseguir el mismo objetivo con una línea dedicada a la comunicación basada en SPD [*Signal produced by disconnect* (señal producida por una desconexión)]

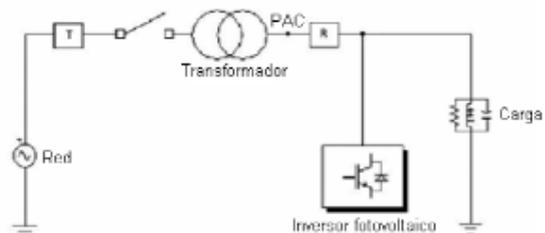


Figura 5: Método anti-isla basado en la comunicación del inversor de la red

La tabla siguiente muestra de manera esquemática las principales características de los métodos de detección de “isla” a nivel de red:

Método anti-isla	Ventajas	Inconvenientes
Conexión de impedancia	Efectividad alta	Coste más elevado (hardware adicional) Tiempo de detección algo elevado (por el retardo) 0,3 s. con $Q_c = 100 \text{ VAr}$ 0,4 s. con $Q_c = 50 \text{ VAr}$
Comunicación red-inversor	Comunicación constante	Coste más elevado (hardware adicional)

Tabla 3: Resumen de los métodos anti-isla a nivel de red

3 Conclusiones

Tras el estudio de los diferentes métodos actuales consideramos que la opción más efectiva es la implementación conjunta de los métodos SFS y SVS, con esta combinación obtenemos un buen control tanto de la tensión como de la frecuencia con una ZND pequeña, además prácticamente no se reduce la calidad de la potencia de salida y los efectos de la respuesta transitoria no son excesivamente importantes.

Referencias

- [1] F. De Mango, M. Liserre, A. Dell'Aquila, A. Pigazo. "Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. Part I: Passive Methods", IEEE, pp. 1878-1883, (2006).
- [2] F. De Mango, M. Liserre, A. Dell'Aquila, A. Pigazo. "Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. Part II: Active Methods", IEEE, pp. 1884-1889, (2006).
- [3] C. Dai. "A study of voltage regulation and islanding associated with distributed generation", December (2007)
- [4] D. Treballe. "La generación distribuida en España", Tesis ICAI (2006).
- [5] M. Pietzsch. "Convertidores CC/CA para la conexión directa a la red de sistemas fotovoltaicos", Universidad Politécnica de Cataluña (2005)