

Survey of Distributed Generation Islanding Detection Methods

Irvin J. Balaguer-Álvarez, *Student Member, IEEE* and Dr. Eduardo I. Ortiz-Rivera, *Member, IEEE*

Abstract— This work summaries several islanding detection (DI) methods for distributed power generation (GD) systems. Four different methods are summarized: passive inverter-resident methods, active inverter-resident methods, utility level methods, and communications-based methods.

Keywords— Islanding, Islanding detection, grid-connected PV systems solar energy, artificial intelligence, inverters, grid-con

I. INTRODUCCIÓN

EL EFECTO isla (“islanding”) es un fenómeno eléctrico que se produce cuando una fuente de GD continúa energizando una parte de la red eléctrica después de que dicha porción de red haya sido interrumpida o desconectada [1]. Islas involuntarias puede resultar en problemas de seguridad, el restablecimiento del servicio y la confiabilidad del equipo, entre otros. Debido a esto, códigos como el IEEE 929-2000, IEEE 1547 y el UL 1741 requieren la detección de islas en sistemas interconectados.

Considera el sistema mostrado en la figura 1.

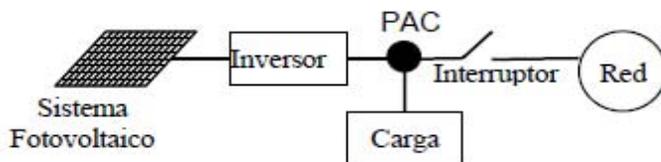


Figura 1: Configuración esquemática del sistema

El nodo PAC es el punto de acople común definido como el punto donde ocurre la interfase entre el sistema eléctrico y el sistema de GD [1]. La isla ocurre cuando el sistema fotovoltaico (FV) continúa energizando los componentes a la izquierda del interruptor una vez el interruptor ha sido abierto. La operación involuntaria de islas es no deseada tanto desde el punto de vista de seguridad – cuando se asume que el sistema esta de-energizado cuando no lo está, como desde el punto de vista de calidad de potencia – cuando los parámetros de potencia normalmente garantizados a los consumidores no pueden ser suministrados por la red.

Los métodos de detección de islas involuntarias pueden ser divididos en cuatro categorías: métodos pasivo residente en el inversor [2-4], métodos a nivel de la red eléctrica [2, 7-8],

métodos activos residentes en el inversor [2, 3, 5-17], y métodos basados en comunicación [2, 5, 8, 18].

II. MÉTODOS PASIVO RESIDENTE EN EL INVERSOR

Los métodos pasivo residente en el inversor descansan en la detección de alguna anomalía en la amplitud del voltaje, la frecuencia o fase del voltaje en el PAC una vez la isla es formada.

A. Sobre/Bajo Voltaje y Sobre/Baja Frecuencia

Todos los inversores conectados a la red eléctrica están equipados con protección de sobre/bajo voltaje y sobre/baja frecuencia que causan que el inversor de GD cese en suplir potencia si el voltaje o la frecuencia en el PAC están fuera de los límites preescritos para estos parámetros. Estos métodos de protección sirven como métodos de detección de islas porque si al momento de abrir el interruptor hay una diferencia entre la potencia suplida por el inversor y la potencia consumida en la carga, el voltaje y/o la frecuencia pueden cambiar. Este cambio en voltaje y/o frecuencia puede ser detectado por los relevadores (“relays”) de protección y desconectar el inversor del resto del sistema lo que significa que la isla fue detectada [2]. Entre las ventajas de este método podemos encontrar que este tipo de protección es requerido por varias razones en adición a la detección de islas y varios de los otros métodos de detección de islas utilizan este método como su base para la detección. Su mayor desventaja es que este método falla en detectar las islas si la potencia (real y/o reactiva) de la carga compara con la potencia de salida del inversor.

B. Detección de cambios en la fase del voltaje

La detección de cambios en la fase (“phase jump detection”) monitorea la diferencia en fase entre el voltaje y la corriente de salida del inversor [4]. Cambios en la fase indican que el voltaje a la salida del inversor no puede ser sostenido y su ángulo de fase ha sido cambiado para parear el ángulo de fase de la carga. Si este error en fase es mayor que un umbral establecido, la isla es detectada y el inversor puede ser desconectado del sistema.

Entre sus ventajas tenemos que este método es relativamente fácil de implementar debido a que solo envuelve una ligera modificación del “phase lock loop (PLL)” requerido en los inversores. Además, este método no afecta la calidad de potencia del inversor y su efectividad no es reducida en sistemas con múltiples inversores. Sus desventajas son que no es fácil escoger un valor de umbral que no resulte en falsos disparos del inversor, tiene una zona de no-detección relativamente alta y algunas cargas pueden causar un cambio

I. Balaguer es estudiante doctoral en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de Michigan State University, East Lansing MI (e-mail: balaguer@msu.edu). E. Ortiz pertenece al Departamento de Ingeniería Eléctrica y de Computadoras del Recinto Universitario de Mayagüez de la Universidad de Puerto Rico, Mayagüez, PR (e-mail: eduardo.ortiz@ece.uprm.edu).

en el ángulo de fase que provoque un falso disparo del inversor.

C. Detección de Harmónicas

Con este método, el inversor monitorea la distorsión total de armónicas (THD por “total harmonic distortion”) en su voltaje de salida y cesa de operar si THD excede un umbral establecido [8]. Al producirse la isla, las armónicas de corriente producidas por el inversor son transmitidas a la carga, que en general presenta una impedancia mayor que la impedancia de la red. Al estas armónicas de corrientes interactuar con una impedancia alta, se generan armónicas en el PAC que pueden ser detectadas por el inversor, manifestando que se ha producido una situación de isla. Su mayor ventaja es que no tiene una zona de no-detección cuando la potencia de la carga y del inversor es comparable. Entre sus desventajas podemos encontrar que no es fácil escoger un valor de umbral que no resulte en falsos disparos del inversor y este método no puede ser utilizado en sistemas de múltiples inversores.

III. MÉTODOS ACTIVO RESIDENTE EN EL INVERSOR

Los métodos activos residentes en el inversor utilizan una variedad de técnicas que intentan causar una condición anormal en el voltaje del PAC la que puede ser monitoreada para detectar la isla [3]. Para perturbar la carga, se inyecta en el sistema disturbios de voltaje, corriente o frecuencia. La isla es detectada basada en los cambios causados por estos disturbios, lo que indica que la red ha sido desconectada.

A. Medición de Impedancia

Esta técnica intenta detectar cambios en la impedancia de salida del inversor que ocurren cuando la red de distribución con su baja impedancia es desconectada del sistema [5]. Para la red eléctrica, el inversor se comporta como una fuente de corriente con la siguiente ecuación:

$$i_{DG-inv} = I_{DG-inv} \sin(\omega_{DG}t + \phi_{DG}) \quad (1)$$

Al perturbar la amplitud de la corriente del inversor (I_{DG-inv}) su potencia de salida es alterada. Este cambio en potencia causa un cambio en el voltaje de salida del inversor el cual es monitoreado. Debido a que este método lo que monitorea es dv/di , lo que está midiendo efectivamente es la impedancia del sistema [7]. La mayor ventaja de este método es su zona de no-detección extremadamente pequeña. Por otro lado su efectividad es reducida en sistemas de múltiples inversores, todos los inversores en la isla que utilizan este método deben estar sincronizados y este método es impráctico debido a que se requiere un valor preciso de la impedancia de la red el cual no es conocido.

B. Inyección de señales

Con este método, el inversor inyecta a su corriente de salida una señal conocida y monitorea la respuesta de su voltaje de salida [9]. Una de las señales que pueden ser inyectadas lo es armónicas de corriente con una frecuencia

específica diferente a la frecuencia del sistema.

Este método no presenta una zona de no-detección. Sin embargo, no es siempre posible el seleccionar el valor de umbral adecuado que provea una detección de islas confiable y que no presente falsos disparos del inversor. Además, múltiples inversores inyectando la misma señal pueden causar interferencias entre ellos resultando en falsos disparos.

C. Inclusión de carga

Una vez el interruptor es abierto, el inversor puede conectar a través de sus terminales de salida, una impedancia de carga adicional y monitorear los cambios que ocurren debido a esta carga adicional. Por ejemplo, se puede inyectar un banco de condensadores como se muestra en la figura 2 [5].

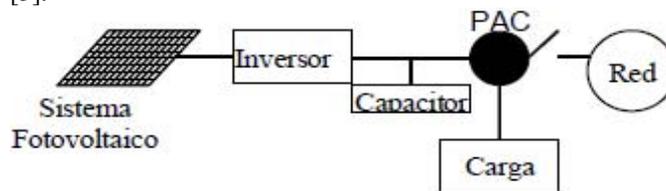


Figura 2. Configuración esquemática del sistema

Este método es resistente a falsos disparos debido a cambios aleatorios en la fase del voltaje de la red, además, no presenta una zona de no-detección. Por otro lado, hay preocupación sobre interferencia entre múltiples inversores utilizando este método y sobre la confiabilidad del método para detectar la isla al insertar cargas de valores prácticos.

D. “Sliding Mode Frequency Shift”

El principio de este método es el forzar un cambio positivo o negativo en la frecuencia de salida del inversor. Este cambio es logrado controlando la fase de comienzo de la corriente del inversor [8]. El ángulo de fase entre la corriente y el voltaje del inversor es controlado para ser una función de la frecuencia del voltaje en el PAC como se muestra en la figura 3.

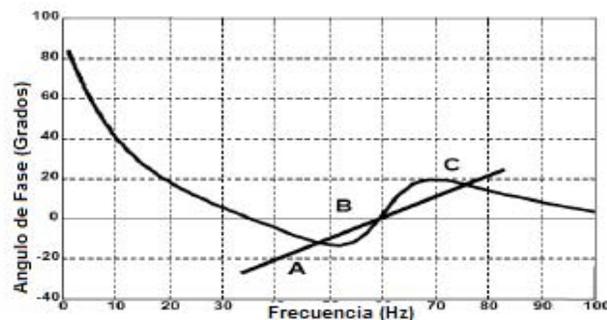


Figura 3. Angulo de fase de la corriente-voltaje vs. Frecuencia [2]

Entre sus ventajas podemos encontrar que es relativamente fácil el implementarlo debido a que solo envuelve una ligera modificación del PLL, es efectivo en sistemas de múltiples inversores y tiene una zona de no-detección relativamente pequeña. Entre sus desventajas encontramos que puede causar problemas en la calidad de potencia del inversor.

E. "Active Frequency Drift"

El principio de este método es el forzar un cambio en la frecuencia del inversor utilizando retroalimentación positiva [8]. Con este método, la frecuencia es cambiada inyectando una corriente ligeramente distorsionada como se muestra en la figura 4.

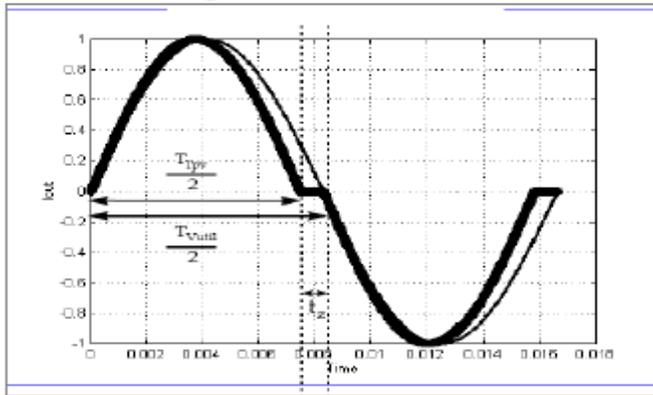


Figura 4. Ejemplo de una onda de corriente ligeramente distorsionada [2]

Esta forma de onda muestra un corte de fracción (cf) o "chopping fraction" en inglés, dado por la siguiente ecuación:

$$cf = \frac{2t_z}{T_{Util}} \quad (2)$$

Este método es relativamente fácil de implementar utilizando micro-controladores y puede ser utilizado en sistemas con múltiples inversores. Por otro lado, se requiere una pequeña degradación del voltaje de salida del inversor, muestra una zona de no-detección la cual depende del corte de fracción y para mantener su efectividad en sistemas con múltiples inversores todos los inversores deben tener la misma distorsión en la forma de onda de la corriente de salida.

F. Cambio en frecuencia de Sandia

En este método se añade también retroalimentación positiva para provocar un cambio en frecuencia [5]. Esta retroalimentación es implementada haciendo que el corte de fracción sea una función del error en frecuencia:

$$cf = cf_o + K(f_a - f_{line}) \quad (3)$$

Este método presenta una de las zonas de no-detección más pequeña entre todos los métodos activos, puede ser altamente efectivo en la detección de islas al implementarse simultáneamente con el método de cambio de voltaje de Sandia y puede ser utilizado en sistemas con múltiples inversores siempre y cuando todos los inversores presenten el mismo esquema. Sus desventajas son que la calidad de potencia es afectada debido a la retroalimentación positiva, presenta una zona de no-detección que depende del factor de calidad de la carga, es estimulado por ruidos y armónicas en la onda de referencia y puede causar una fluctuación en frecuencia mas de lo normal.

G. Salto en Frecuencia

Al igual que con el método "Active Frequency Drift", con este método se inserta también zonas muertas en la corriente de salida del inversor [3]. La diferencia entre ambos métodos es que con el método de salto en frecuencia las zonas muertas no son insertadas en cada ciclo.

Si el patrón insertado es lo suficiente sofisticado, este método puede ser relativamente efectivo en la detección de islas en sistemas con un solo inversor. Además, en sistemas con un solo inversor, presenta una zona de no-detección relativamente pequeña. Su mayor desventaja es que pierde efectividad en sistemas con múltiples inversores al menos que el cambio en frecuencia esté sincronizado en todos los inversores del sistema.

H. Desconexión de Frecuencia Inestable

Este método implementa un cómputo de df/dt en cada ciclo [5]. El resultado de este cómputo es comparado con un umbral. La isla es detectada cuando este valor de df/dt excede el umbral.

Este método complementa el método de frecuencia de Sandia y puede ser utilizado en sistemas con múltiples inversores. Además, no se le ha descrito zona de no-detección. Un problema con este método es que muestra falsos disparos debido a calibraciones sumamente sensibles. Además, se tiene que optimizar la calibración del umbral df/dt para que el método sea exitosamente implementado.

I. Cambio en Voltaje de Sandia

Con este método se aplica retroalimentación positiva en el lazo de control de la corriente para causar un cambio en el voltaje [5]. Si este cambio en voltaje causa que el voltaje a la salida del inversor esta fuera del rango de voltaje mínimo y máximo, la isla es detectada.

Este método es relativamente fácil de implementar utilizando micro-controladores y su zona de no-detección es más pequeña que la zona que presenta los métodos pasivos. Sus desventajas son que requiere una pequeña reducción en la calidad de potencia en la salida del inversor por lo que puede traer problemas en sistemas con una alta penetración de inversores.

J. Esquemas de Frecuencia de "General Electric (GE)"

Estos métodos son basados en la inyección al sistema de un disturbio a través del controlador de corriente en el marco DQ [15, 16]. La isla es detectada al monitorear los cambios causados en la frecuencia de salida del inversor debido a estos disturbios. Los puntos clave de estos métodos son que la potencia real es proporcional al componente en el eje D y la potencia reactiva es proporcional al componente en el eje Q. La figura 5 muestra el diagrama en bloque de la implementación de uno de estos métodos.

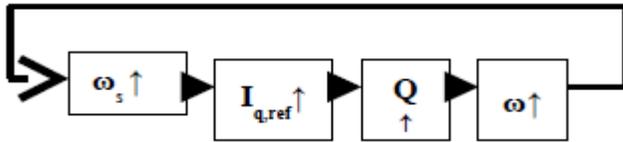


Figura 5. Retroalimentación positiva en ejes DQ

Este método es relativamente fácil de implementar utilizando micro-controladores, no presenta degradación en la calidad de potencia, tiene un costo de implementación mínimo (solo programación), no es susceptible a disturbios en la red, puede ser utilizado en sistemas con múltiples inversores y no presenta una zona de no-detección. Por otro lado, la inyección de la señal de disturbio demanda condiciones especiales tanto para la frecuencia del disturbio como para su amplitud y la magnitud del disturbio debe ser lo más pequeña posible.

IV. MÉTODOS BASADOS EN COMUNICACIÓN

Estos métodos envuelven la transmisión de data entre el inversor y la red eléctrica. Esta data es utilizada para determinar cuando el inversor debe dejar de operar.

A. Comunicación por portador utilizando líneas eléctricas

La figura 6 nos muestra un ejemplo de un sistema que incluye la comunicación por portador para detectar la isla.

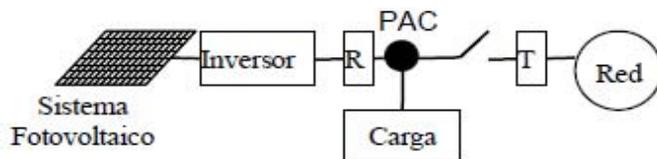


Figura 6. Configuración del sistema incluyendo transmisor y receptor

Para detectar la isla el transmisor envía una señal que puede ser detectada por el receptor. Si hay una interrupción en la detección de esta señal, el receptor puede enviar una señal al inversor para que éste deje de operar [18].

Este método no requiere distorsión de la calidad de potencia, su efectividad no es afectada por el número de inversores en el sistema, no presenta zona de no-detección y es posible el utilizar solo un transmisor para cubrir una gran sección del sistema. Sin embargo, para garantizar una confiabilidad en la detección de la isla, la señal transmitida debe ser cuidadosamente seleccionada debido a que si la carga dentro de la isla puede replicar esta señal es posible que el receptor detecte esta señal y provoque un falso disparo del inversor. Otro problema con este método es su costo de implementación ya que el transmisor y el receptor utilizado pueden ser costosos.

B. Señal producida por desconexión

Con este método el interruptor está equipado con un transmisor como se muestra en la figura 7.

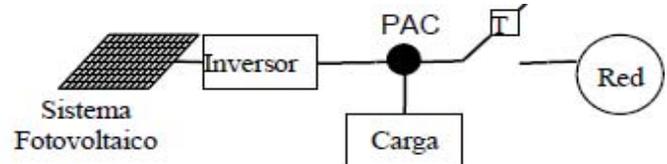


Figura 7. Configuración del sistema incluyendo el transmisor

Este transmisor envía una señal de cese de operación al inversor cuando el interruptor está abierto [2]. Este método permite el control del GD por parte de la red eléctrica lo que permite la coordinación entre ambos sistemas. También, este método no tiene zona de no-detección y puede ser utilizado en sistemas de múltiples inversores. Por otro lado, es necesario el instrumentar todos los interruptores que puedan causar posibles islas lo que aumenta el costo de implementación de este método.

C. "Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)"

El principio de este método es el monitorear los estados de los voltaje, corriente y frecuencia en todo el sistema de distribución [8]. La información recopilada es enviada a una estación central para ser procesada. Si uno de estos parámetros es detectado dentro de la isla, la estación central le envía al inversor una señal de cese de operación.

Si el sistema es instrumentado y controlado propiamente, este método es altamente efectivo para detectar las islas y la zona de no-detección puede ser eliminada. Al igual que el método de señal producida por desconexión, permite el control de la GD por la red, resultando en coordinación entre ambos sistemas. Otra de sus ventajas es que puede ser utilizado en sistemas con múltiples inversores pero para este caso se requiere que cada inversor tenga su propia instrumentación y/o enlace de comunicación lo que aumenta su costo de implementación.

D. Esquema de Transferencia de Disparo

La idea básica de este método es el monitorear la posición de cada interruptor que podría aislar al sistema de GD. Cuando la isla es formada debido a la operación de los interruptores, un algoritmo central puede determinar el área que ha sido aislada (isla) y enviar una señal al inversor para el cese de operación [9]. La figura 8 nos muestra la idea básica para este esquema.

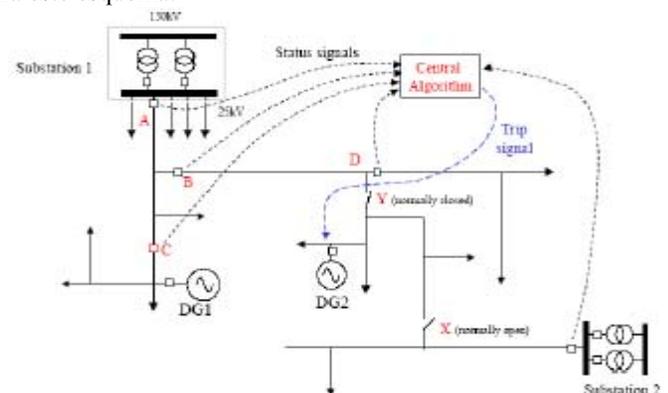


Figura 8. Esquema de Transferencia de Disparo [9]

Las compañías de generación eléctrica tienen una vasta experiencia con este esquema por lo que puede ser fácilmente aceptado por estas. Además, este método permite también el control de la GD y el mismo sistema puede ser utilizado para reconectar el GD una vez la falla ha sido limpiada. Por último, no se ha detectado zona de no-detección y puede ser utilizado en sistemas con múltiples inversores. Por otro lado, este esquema requiere apoyo extensivo de comunicación lo que aumenta su costo de implementación. Si el sistema eléctrico tiene muchos interruptores, este método puede ser muy complicado para implementar.

V. MÉTODOS A NIVEL DE LA RED ELÉCTRICA

Estos métodos, al igual que los métodos activos discutidos anteriormente, utilizan una variedad de técnicas que intentan causar una condición anormal en el voltaje del PAC la que puede ser monitoreada para detectar la isla. La diferencia entre ambos es que esta acción es causada en el lado de la red en lugar de en el lado del inversor.

A. Inclusión de carga

Cuando el interruptor es abierto, una impedancia de carga adicional puede ser conectada por la red, y los cambios que ocurren debido a esta carga adicional son monitoreados [13]. Por ejemplo, la figura 9 muestra la inyección de un banco de condensadores como carga adicional.

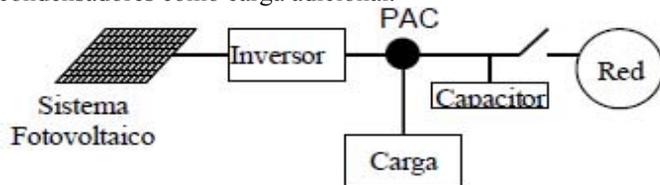


Figura 9. Configuración del sistema

Cuando el interruptor es abierto, la adición de la impedancia capacitiva causará un desequilibrio en la potencia reactiva causando una disminución en la frecuencia la que puede ser detectada para que el inversor cese su operación.

Condensadores de este tipo están disponibles en la red por lo que se tiene vasta experiencia trabajando con ellos. Este método puede ser utilizado en sistemas con múltiples inversores y no presenta zona de no-detección. Sin embargo, los condensadores inyectados representan un aumento en costo en la implementación del esquema y no es claro quien es responsable de su costo.

VI. CONCLUSIONES

En esta publicación se han presentado varios métodos para la detección de islas involuntarias. Estos métodos son clasificados en cuatro grupos: métodos pasivo residente en el inversor, métodos activos residentes en el inversor, métodos a nivel de la red eléctrica y métodos basados en comunicación. Es de esperarse que esta publicación sirva en el futuro como una referencia para el área de detección de islas para sistemas de generación distributiva.

REFERENCIAS

- [1] IEEE Std 929-2000. "Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems", Sponsored by IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Photovoltaic, Published by the IEEE, New York, NY April 2000.
- [2] Bower, W., Ropp, M., "Evaluation Of Islanding Detection Methods For Photovoltaic utility", International Energy Agency, Report IEA PVPS T5-09: 2002.
- [3] Kern, G., Bonn, R., Ginn, J., Gonzalez, S., "Results of SNL Grid-Tied Inverter Testing", Proceedings of the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, Austria, July, 1998
- [4] Ropp, M., "Design Issues for Grid-Connected Photovoltaic Systems", Ph.D. dissertation, Georgia Institute of Technology, Atlanta, GA, 1998
- [5] Xu, W., Mauch, K., and Martel, S., "An Assessment of DG Islanding Detection Methods and Issues for Canada", report # CETC-Varennes 2004-074 (TR), CANMET Energy Technology Centre - Varennes, Natural Resources Canada, July 2004, 53 pp.
- [6] Kobayashi, H., Takigawa, K., Hashimoto, E., "Method of Preventing Islanding Phenomenon of Utility Grid with a Number of Small Scale PV Systems", Proceedings of the 21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1991, pp 695 - 700.
- [7] Ropp, M., Begovic, M., Rohatgi, A., "Prevention of islanding in grid-connected photovoltaic systems." Progress in Photovoltaic: Research and Applications 1999.
- [8] Jeraputra, C., "Investigation of Islanding detection Schemes for Utility Interconnection of Distributed Fuel Cell Powered Generations", PhD. Dissertation, Texas A&M University, 2004
- [9] Yin, J., Chang, L., Diduch, C., "Recent developments in islanding detection for distributed power generation", Proc. Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, July 28-30, 2004, pp. 124-128.
- [10] Hung, G-K., Chang, C-C., Chen, C-L., "Automatic Phase-Shift Method for Islanding Detection of Grid-Connected Photovoltaic Inverters", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, No. 1, March 2003, pp 169 - 173.
- [11] Yin, J., Chang, L., Diduch, C., "A new adaptive logic phase-shift algorithm for islanding detection protections in inverter-based DG systems", IEEE Power Electronics Specialists Conference 2005, Recife, Brazil, June 13-16, 2005, pp. 231-236.
- [12] Woyte, A., Belmans, R., Leuven, K.U., Nijs, J., "Islanding of grid-connected AC module inverters", Conference Record of the Twenty Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anchorage, Alaska, 15-22 September, 2000.
- [13] Kotsopoulos, A., Duarte, J.L., Hendrix, M.A.M., Heskes, P.J.M., "Islanding Behavior of Grid-connected PV Inverters Operating Under Different Control Schemes", Power Electronics Specialists Conference, 2002, Vol.3, pp 1506- 1511.
- [14] Stevens, J., Bonn, R., Ginn, J., Gonzalez, S., Kern, G., "Development and Testing of an approach to Islanding detection in Utility-Interconnected Photovoltaic Systems", Sandia National Laboratories report SAND2000-1939, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, August 2000.[
- [15] Ye, Z., Walling, R., Garces, L., Zhou, R., Li, L., Wang, T., "Study and Development of Islanding detection Control for Grid-Connected Inverters", Report, National Renewable Energy Laboratory, NREL/SR-560-36243, May 2004.
- [16] Hernández-González, G., Irvani, R., "Current Injection for Active Islanding Detection of Electronically-Interfaced Distributed Resources", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 3, July 2006
- [17] Ye, Z., Li, L., Garces, L., Wang, C., Zhang, R., Dame, M., Walling, R., Miller, N., "A New Family of Active Islanding detection Schemes Based on DQ Implementation For Grid-Connected Inverters", 35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, Aachen, Germany, 2004
- [18] Ropp, M., Aaker, K., Haigh, J., Sabbah, N., "Using Power Line Carrier Communications to Prevent Islanding", Proceedings of the 2000 IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anchorage, AK, September 2000, p. 1675-1678.



Irvin J. Balaguer-Álvarez recibió los grados de B.S. y M.S. en ingeniería eléctrica en 1992 y 1996, respectivamente, de la Universidad de Puerto Rico-Recinto Universitario de Mayagüez, Mayagüez, Puerto Rico. Actualmente está trabajando para obtener el grado de Ph.D. en ingeniería eléctrica de Michigan State University. Sus intereses de investigación incluyen métodos de detección de islas, protección, control y confiabilidad de Microgrids.



Eduardo I. Ortiz Rivera tiene un doctorado en el área de ingeniería eléctrica de Michigan State University. Sus intereses de investigación son en el área de sistemas fotovoltaicos, control a lineal y modelaje matemático de energías renovables. Actualmente trabaja como catedrático auxiliar en la Universidad de Puerto Rico, Recinto Universitario de Mayagüez, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Computadoras.