

Esquema Adaptable para la Separación Controlada en Islas Eléctricas basado en Tecnología WAMS

N. Granda

D. Colomé

Universidad Nacional de San Juan
E-mail: ngranda@iee.unsj.edu.ar; colome@iee.unsj.edu.ar

Resumen

Este trabajo presenta una nueva metodología, basada en Sistemas de Medición de Área Extendida, para desarrollar un Esquema de Separación Controlada en Islas Eléctricas. En primera instancia, los generadores son clasificados en grupos coherentes mediante un algoritmo recursivo de agrupamiento aplicado a las mediciones entregadas por Unidades de Medición Sincrofasorial. Como segundo paso, basándose en conceptos de teoría de grafos, mínima distancia eléctrica y balance de potencia activa, se determinan las líneas de transmisión a ser abiertas con el fin de formar islas eléctricas con muy bajo desbalance de potencia. El sistema New England - 39 barras es usado para probar el adecuado desempeño del esquema propuesto y mostrar su capacidad de evitar el colapso del sistema.

Palabras clave—Formación de islas eléctricas, coherencia, partición de grafos, Unidades de Medición Sincrofasorial.

Abstract

In this paper a new methodology for controlled power system islanding based on Wide Area Measurement System (WAMS) is presented. As a first step, generators are classified into coherent groups by means of a recursive clustering algorithm applied to the measurements delivered by Phasor Measurement Units (PMU). The second step defines the transmission lines to be opened in order to create the islands with minimum power imbalance; concepts based on graph theory, shortest electrical distance and active power imbalance are used. The 39 bus - New England System is used to test the outstanding performance of the proposed methodology and show its capability to avoid power systems collapse.

Index terms—Power system islanding, coherency, graph partitioning, Phasor Measurement Units.

Recibido: 19-09-2014, Aprobado tras revisión: 21-11-2014.

Forma sugerida de citación: Granda, N. y Colomé, D. (2015). "Esquema Adaptable para la Separación Controlada en Islas Eléctricas basado en Tecnología WAMS". Revista Técnica "energía". N° 11, Pp. 169-177.

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

La separación controlada de un sistema eléctrico de potencia en islas autosuficientes más pequeñas es considerada como la última medida de control de emergencia para evitar un colapso total. Esta medida es aplicada con el fin de detener la propagación de fallas, evitar la separación incontrolada del sistema y prevenir el colapso completo del mismo. Adicionalmente, la separación controlada permite que la restauración del sistema se realice de manera más eficiente [1]. Si la estrategia de partición del sistema es diseñada y realizada adecuadamente, la fuente de disturbio así como sus efectos pueden ser contenidos dentro de cada isla.

Usualmente, los Esquemas de Separación Controlada en Islas Eléctricas (ESCI) son diseñados mediante estudios eléctricos realizados fuera de línea. El diseñador especifica los límites de cada isla, en base a una lista de escenarios operativos y contingencias críticas, y define los vínculos de transmisión que deberían ser simultáneamente abiertos cuando ciertas condiciones se cumplan en el sistema (por ejemplo: baja frecuencia, altos flujos de potencia en determinadas líneas, separación angular elevada, etc.) [2]. Es así que éstos ESCI tradicionales al ser fijos no presentan un desempeño óptimo para cada contingencia sino que constituyen una solución de compromiso para el conjunto de contingencias críticas analizadas [3]. Un problema adicional con los esquemas fijos es que cuando el sistema presenta cambios considerables (nuevas facilidades de generación y/o transmisión), el ESCI debe ser rediseñado.

El presente trabajo propone un nuevo ESCI capaz de adaptar su comportamiento a la evolución de las variables del sistema frente a una perturbación, es decir considera el disturbio, la topología de la red y el estado operativo del sistema para definir el número de islas a formar y los vínculos de transmisión a ser abiertos. Como recurso tecnológico se propone el uso de mediciones obtenidas de un Sistema de Medición de Área Extendida (WAMS), las cuales son analizadas mediante un algoritmo recursivo de agrupamiento para determinar los Grupos de Generadores Coherentes (GGC) en el sistema eléctrico. Mediante un algoritmo de cálculo, basado en teoría de grafos, que incluye la restricción de balance de potencia activa, se determinan las islas eléctricas a formar.

El trabajo se organiza de la siguiente manera: en la sección II se presenta una revisión bibliográfica del problema de separación controlada en islas eléctricas. En la sección III se propone el ESCI adaptable desarrollado así como la arquitectura para su funcionamiento. La sección IV muestra los resultados obtenidos de la aplicación del esquema propuesto en el sistema New England-39 barras, y finalmente en la sección V se presentan las conclusiones de trabajo y recomendaciones para futuras investigaciones.

2. SEPARACIÓN CONTROLADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

El objetivo principal de la separación controlada en islas es limitar la fuente de disturbio y las áreas afectadas a una región mínima tan rápido como sea posible. En una encuesta realizada a nivel global [4], se muestra que los ESCI representan aproximadamente un 7% de los esquemas de protección instalados para proteger la integridad de un sistema de potencia o de sus porciones estratégicas, aplicándose principalmente para prevenir problemas de estabilidad.

En general, encontrar una estrategia adecuada para la formación de islas es un problema de difícil solución debido al crecimiento exponencial del espacio de búsqueda con el número de vínculos de transmisión existentes. Además, es necesario garantizar la rapidez de cálculo y exactitud de la estrategia de formación de islas con el fin de evitar el colapso del sistema. Se deben: (i) Mantener un adecuado balance generación - demanda en cada isla, para evitar grandes variaciones de frecuencia y minimizar la cantidad de carga a deslazar; (ii) Determinar los vínculos de transmisión a ser desconectados para formar cada isla. Debido a que la topología de un sistema eléctrico puede ser descrita por medio de grafos, el problema de formación de islas eléctricas puede ser modelado como un problema de partición de grafos, donde la función objetivo puede ser: a) Dividir los vértices del grafo en subconjuntos balanceados y conectados o b) Encontrar los conjuntos de corte que minimicen determinada función objetivo acorde con los pesos de cada vértice del grafo. En la referencia [5] se desarrolla un algoritmo basado en técnicas de búsqueda en grafos para determinar el conjunto de corte óptimo. En la referencia [6], la función objetivo es encontrar el mínimo conjunto de corte con mínimo flujo neto. La referencia [7] usa el método de subespacios de Kyrlov y un algoritmo de búsqueda en grafos para determinar las islas eléctricas que minimizan la cantidad de carga a deslazar.

Otras técnicas empleadas han sido: bisección espectral recursiva de grafos [8], agrupamiento k-medias multinivel recursivo [9]. En la referencia [1] se presenta una metodología que considera simultáneamente el balance de potencia activa y reactiva. Otra técnica de partición de grafos, basada en Diagramas de Decisión Binarios Ordenados, permite incluir restricciones dinámicas al problema [10].

También se han usado varios métodos heurísticos de optimización: búsqueda tabú, algoritmos genéticos, variaciones de los algoritmos de enjambres de partículas y de colonia de hormigas. Sin embargo, estos métodos no consideran el comportamiento dinámico del sistema y su velocidad de cálculo es relativamente alta para aplicaciones en tiempo real.

Varios de los métodos antes descritos, consideran el comportamiento dinámico de los generadores mediante alguna técnica de agrupamiento, usualmente el método de coherencia lenta. Este método asume que el agrupamiento de los generadores es único e independiente del disturbio y se mantiene a lo largo del tiempo, lo cual no se cumple siempre [11].

Desde el punto de vista de velocidad y calidad de las particiones obtenidas solamente el método basado en agrupamiento k-medias multinivel recursivo parece ser aplicable a sistemas de potencia reales. En esta misma dirección, se propone un esquema de partición aplicable en tiempo real mediante el uso de algoritmos de búsqueda en grafos, que tienen un gran desempeño y desarrollo debido a su aplicación en otras áreas como: sistemas de posicionamiento global, redes de telecomunicaciones, robótica, redes de computadoras.

3. ESQUEMA ADAPTABLE DE SEPARACIÓN CONTROLADA EN ISLAS ELÉCTRICAS

El esquema propuesto consta de dos etapas principales. En una primera etapa se determina, en tiempo real, los GGC mediante la metodología propuesta por los autores en [12]. La segunda etapa consiste en determinar los vínculos de transmisión que deben ser abiertos para formar las islas, usando un algoritmo basado en teoría de grafos. En la figura 1 se muestra el diagrama de flujo del esquema propuesto.

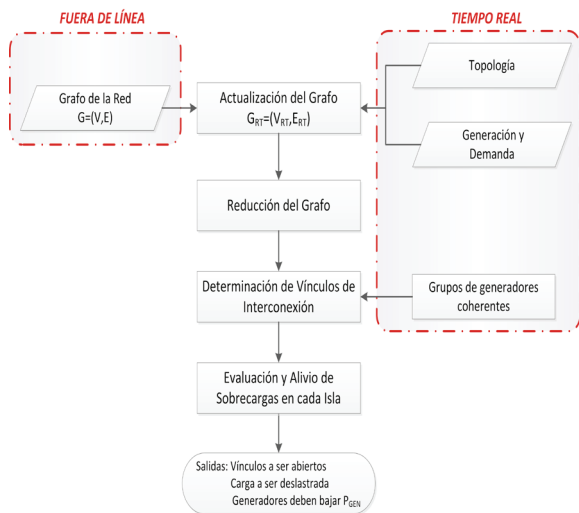


Figura 1: Procedimiento del Esquema Adaptable de Separación en Islas Eléctricas

3.1. Identificación de Generadores Coherentes en Tiempo Real [12]

El principal objetivo de la evaluación de coherencia en un sistema eléctrico es definir los grupos de generadores que oscilan juntos cuando ocurre un disturbio. Durante la operación en tiempo

real, el estado del sistema cambia continuamente (patrones de generación y demanda, topología de la red, tipo, lugar y duración de una falla, etc.), y bajo diferentes escenarios operativos, el agrupamiento real de los generadores puede cambiar.

Como primer paso, en base a las mediciones PMU disponibles, se definen las variables a medir y/o calcular para obtener el mejor agrupamiento. Estas variables son pre-procesadas para evitar problemas en agrupamiento debido a las diferentes escalas y rangos de variación. Posteriormente, se forma la matriz de datos a analizar y se aplica el algoritmo recursivo de agrupamiento para obtener el número y composición de los GGC.

La metodología aplicada en el presente trabajo permite identificar el número y composición de los GGC de forma automática, adaptándose a los datos recibidos en cada instante de tiempo, superando de esta manera la debilidad del método de coherencia lenta.

3.2. Determinación de Islas Eléctricas

El ESCI adaptable propuesto asegura la operación sincronizada en cada isla considerando solo generadores de un mismo GGC y la demanda que puede ser alimentada por dichos generadores. De esta manera se evita que se presenten oscilaciones electromecánicas entre los generadores que podrían ocasionar la desintegración de la isla recién formada. Por consiguiente existirán tantas islas eléctricas como GGC. Para asegurar el mínimo desbalance de potencia activa en cada isla, se usa un procedimiento recursivo de cálculo basado en la mínima distancia eléctrica entre las barras de generación y carga.

3.2.1. Grafo del Sistema Eléctrico

Se representa el sistema eléctrico de potencia mediante un grafo ponderado no dirigido, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 G &= (V, E) \\
 V &= \{v, w(v)\} \\
 E &= \{u, v, w(e)\}
 \end{aligned} \tag{1}$$

Dónde:

G = grafo ponderado no dirigido que representa al sistema de potencia.

V = conjunto de v vértices del grafo con sus respectivos pesos $w(v)$, que representan a las barras del sistema eléctrico y la potencia activa de generadores y/o demanda asignada a cada barra, respectivamente.

E = conjunto de arcos que unen a dos vértices (u, v) del grafo junto con sus respectivos

pesos $w(e)$, que representan a los vínculos de transmisión que unen dos barras del sistema eléctrico junto con su medida de distancia, respectivamente.

El grafo del sistema es construido fuera de línea y actualizado a cada instante con los datos obtenidos en tiempo real: generación, demanda y topología. Los valores medidos de potencia activa generada y consumida corresponden a aquellos obtenidos exactamente antes del disturbio, cuando el sistema estaba en “estado cuasi estable”.

3.2.2. Reducción del Grafo

Con el fin de disminuir los tiempos de cálculo del algoritmo, es necesario simplificar el grafo obtenido.

Para ello se define el grado de un vértice v del grafo como el número de arcos incidentes en dicho vértice, contando a los bucles dos veces, el cual se denota con $deg(v)$. En base a esta definición, se realizan las siguientes simplificaciones [1]:

- Remover los vértices del grafo que tengan $deg(v)=1$,
- Remover vértices del grafo que tengan $deg(v)=2$ y que no tengan inyección de potencia,
- Eliminar vínculos de transmisión en paralelo usando vínculos equivalentes,
- Remover los transformadores de subida asociados a los generadores.

3.2.3. Determinación de los Vínculos de Interconexión

La próxima etapa consiste en la partición del grafo considerando los grupos de generadores coherentes y el patrón de generación / demanda. Con este fin se propone un procedimiento para determinar las islas eléctricas y sus vínculos de interconexión compuesto de tres pasos básicos: (i) Determinar la barra más cercana a un generador pivote, (ii) Mantener el balance de potencia activa en cada isla y (iii) Determinar los vínculos de transmisión a ser desconectados para formar cada isla. En la figura 2 se muestra el diagrama de flujo del procedimiento propuesto.

a) Determinación de Barra más Cercana

Los generadores de cada GGC son ordenados de manera descendente según su potencia generada. Se toma como pivote el primer generador de la lista ordenada y se calcula el camino más corto entre el generador pivote y las barras de carga del sistema. La medida de distancia usada para determinar el camino más corto es el valor absoluto de la impedancia de cada vínculo de transmisión $|z_{ij}|$.

De esta manera, se está determinando el camino de menor impedancia entre el generador pivote y las distintas barras de carga del sistema. La determinación del vector de caminos mínimos D_{ij} se realiza mediante el algoritmo de Dijkstra, el cual fue seleccionado debido a su velocidad de cálculo [13].

Finalmente, la barra de carga más cercana al generador es aquella que cumple con (2).

$$\min_{j=1,K,N_L} [D_{ij}(B_{Gi}, B_{Lj})] \tag{2}$$

Dónde:

B_{Gi} y B_{Lj} representan a la barra de generación pivote i y las barras de carga j , respectivamente.

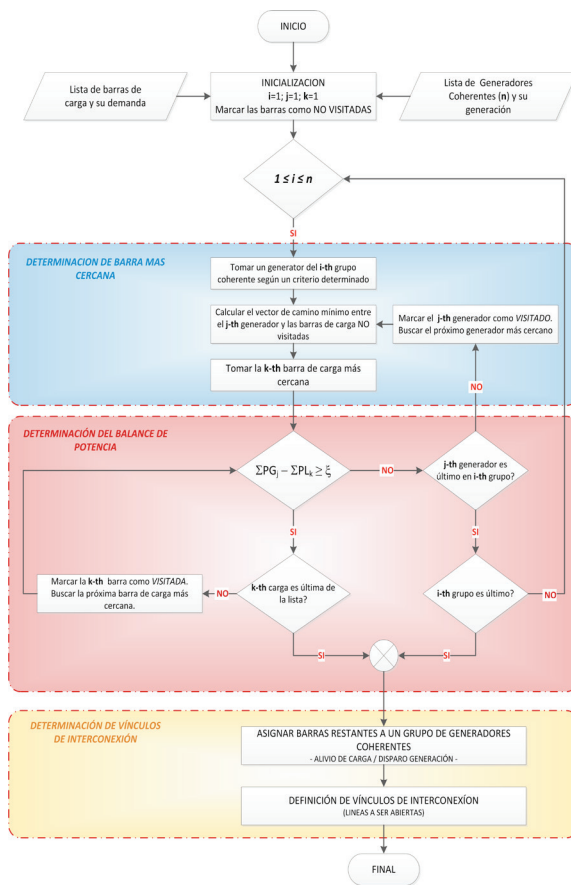


Figura 2: Procedimiento para Determinar los Vínculos de Interconexión a desconectar

b) Determinación de Balance de Potencia

Una vez que se ha asignado una nueva carga a la isla en formación se procede a verificar si el balance de potencia es mayor o igual a una tolerancia ϵ especificada.

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} - \sum_{j=1}^{N_L} P_{Lj} \geq \epsilon \tag{3}$$

La tolerancia ϵ representa el desbalance de generación - demanda permitido y define la desviación esperada de frecuencia en cada isla luego de la apertura de los vínculos de transmisión y la cantidad de carga a ser deslastrada.

c) Determinación de Vínculos de Interconexión

Los pasos a) y b) se repiten hasta que todos los generadores han sido visitados, luego de lo cual se procede a determinar los vínculos de transmisión que deben a ser abiertos para formar las islas eléctricas.

Cuando el resultado de un disturbio no afecta el balance de potencia activa (por ejemplo: salida de facilidades de transmisión, compensación reactiva), todas las barras de carga serán marcadas como visitadas después de finalizados los pasos a) y b) del procedimiento. La variación en las pérdidas se asume que tiene un efecto despreciable.

Por otro lado, cuando un disturbio produce la salida de facilidades de generación y/o demanda, el balance de potencia en el sistema se ve afectado. Por esta razón, pueden existir ciertas barras de carga no visitadas luego de que la repetición de los pasos a) ha finalizado. Estos casos son contemplados en el procedimiento de determinación de vínculos de interconexión, asignando, mediante la ecuación (4), cada barra de carga no visitada al GGC más cercano. Esta asignación ocasiona un cambio en el balance de potencia de la isla que recibe a la barra de carga, razón por la cual puede ser necesario deslastrar carga para corregir dicho desbalance.

$$v_i \in GCC_i$$

$$ssi \min_{j=1, K, N_G} [D_{ij} (B_{Li}, B_{Gj})] \quad (4)$$

En este caso, la ubicación de la carga a desconectar corresponde a la barra anexada a la isla y la cantidad de carga queda definida por el desbalance. En caso de existir islas con exceso de generación, se identifican los generadores que deben disminuir su potencia generada o en su defecto ser sacados de servicio.

Luego que todas las barras del sistema son asignadas a un GGC específico, se busca en el registro de vínculos de transmisión aquellos cuyos nodos extremos (u, v) pertenecen a GGC distintos. Estos constituyen los vínculos de interconexión que deben ser abiertos para formar las islas eléctricas.

3.2.4. Evaluación y Alivio de Sobrecargas en cada Isla

Una vez definidas las islas a formarse, se conocen la generación, demanda y topología de cada una. En base a esta información se determina la cargabilidad

de los vínculos de transmisión de cada isla mediante un flujo de potencia DC. Esto se realiza con el fin de evitar la salida intempestiva de vínculos de transmisión por sobrecarga, que podrían llevar a la posterior desintegración de las islas recién formadas.

Mediante el uso de los Factores de Sensibilidad (5), que relacionan la variación del flujo de potencia por el vínculo $k-l$ (ΔP_{k-l}) con la variación en la inyección de potencia en la barra i (ΔP_i), se determina la cantidad de carga a deslastrar para aliviar la sobrecarga en el elemento $k-l$.

$$\psi_{k-l}^i = \frac{\Delta P_{k-l}}{\Delta P_i} \quad (5)$$

El procedimiento es el siguiente:

- Se determinan los Factores de Sensibilidad mediante ecuación (6), donde \mathbf{B} es la matriz de susceptancia primitiva, \mathbf{B}^- es la matriz de susceptancia nodal reducida y \mathbf{A}^- es la matriz de incidencia reducida.

$$\Psi_{k-l}^i = \mathbf{B} [\mathbf{A}^- (\mathbf{B}^-), \mathbf{0}] \quad (6)$$

- Se calcula la cantidad de flujo de potencia por la línea $k-l$ que debe disminuirse, como el flujo actual de la línea menos su límite máximo de transferencia P_{k-l}^{MAX} .

$$\Delta P_{k-l} = P_{k-l} - P_{k-l}^{MAX} \quad (7)$$

- Se elige un conjunto de Nb barras que participarán en el deslastrado de carga según su participación en el vector Ψ (aquellos que contribuyan a disminuir la sobrecarga).
- El flujo ΔP_{k-l} debe ser repartido entre las Nb barras usando el factor FD_i que pondera la demanda de cada barra respecto de la demanda total

$$FD_i = \frac{P_i}{\sum_{i=1}^{Nb} P_i} \quad (8)$$

- Finalmente, se obtiene la cantidad de carga a deslastrar en cada barra mediante la expresión:

$$P_i^{Lshd} = \frac{FD_i * \Delta P_{k-l}}{\psi_{k-l}^i} \quad (9)$$

4. RESULTADOS

Se aplica el ESCI adaptable propuesto sobre el sistema New England de 39 barras, que se muestra en la Fig. 3.

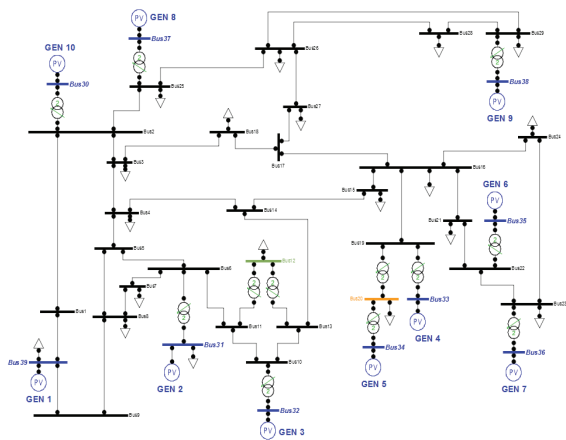


Figura 3: Sistema New England 39 Barras

4.1. Caso de Estudio 1: Colapso del Sistema

En el presente caso de estudio [14], el sistema se encuentra alimentando una demanda de $5478.3 + j \cdot 1178.6$ MVA. Bajo estas circunstancias, la salida de la línea L08-09 debido a una falla produce la sobrecarga y posterior salida en cascada de las líneas L03-04 y L15-16, ocasionando la separación no controlada del sistema en dos islas eléctricas. La primera isla presenta problemas de sobre frecuencia y sobre tensiones admisibles, mientras que la isla restante colapsa debido a la salida de los generadores por baja frecuencia. Las Fig. 4, 5 y 6 respectivamente, muestran la evolución de la magnitud y ángulo de voltaje, así como frecuencia de cada barra del sistema.

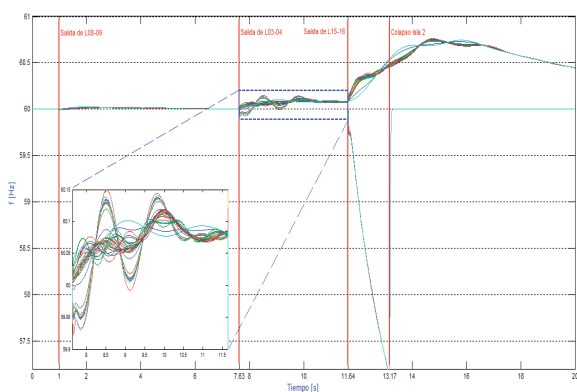


Figura 4: Caso colapso – Frecuencia [Hz]

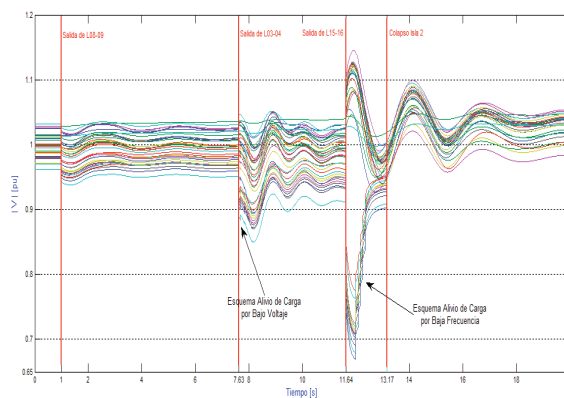


Figura 5: Caso colapso – Magnitud de Voltaje [pu]

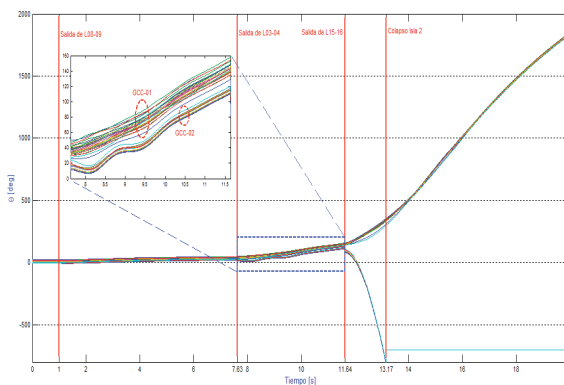


Figura 6: Caso colapso – Ángulo de Voltaje [deg]

En la referencia [14], se evita la separación del sistema mediante un Esquema de Alivio de Carga Adaptable, que evita la sobrecarga de la línea L03-04. En el presente estudio, se asume no ha sido posible evitar la salida de la línea L03-04, y bajo estas condiciones de operación se aplica el ESCI adaptable, como última línea de defensa para evitar el colapso.

Luego de la salida de la línea L03-04, mediante el algoritmo indicado en la sección 3.1, se identifican dos GGC, formados de la siguiente manera:

$$\text{GGC-01} = \{G1, G4, G5, G6, G7, G8, G9, G10\}$$

$$\text{GGC-02} = \{G2, G3\}$$

Este agrupamiento tiene mucha lógica, pues luego de la salida de las líneas L08-09 y L03-04, los generadores G2 y G3 quedan conectados al resto del sistema mediante un corredor radial formado por las líneas L14-15 y L15-16, es decir mediante una interconexión débil.

Dado que se tiene dos GGC, al aplicar el algoritmo de partición de red, se obtienen dos islas eléctricas, cuyos vínculos de interconexión son las líneas L04-05 y L13-14. Mediante la partición obtenida se obtiene un menor desbalance de potencia activa en cada isla,

lo cual se verifica en las menores variaciones de frecuencia (Fig. 8) y no actuación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia. El algoritmo indica que para mantener una tolerancia mayor a 20 MW en cada isla, se deben deslastrar carga en las barras B8 y B12.

En la Fig. 7 se puede apreciar el grafo del sistema, donde con líneas rojas se identifica los vínculos de transmisión que deben ser abiertos y las barras frontera de cada isla. Se representa con azul los generadores y en verde las barras de carga.

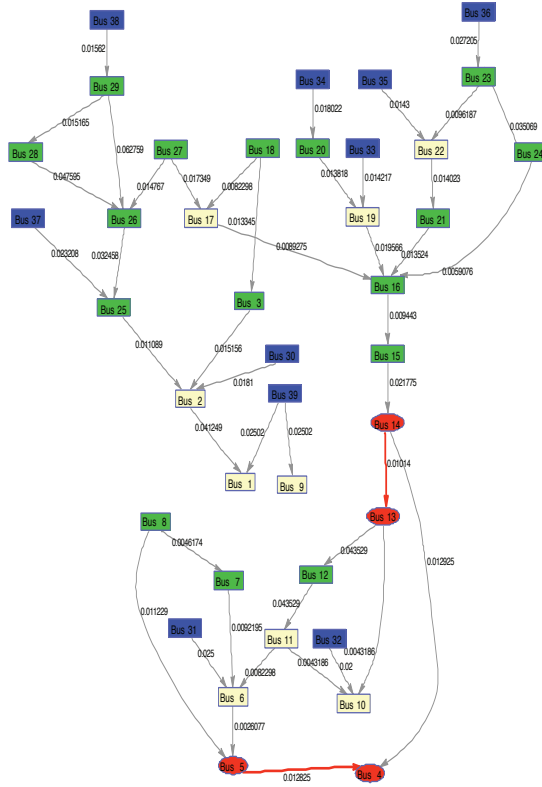


Figura 7: Caso islas – Grafo del Sistema

Luego de definidas las islas eléctricas, mediante un flujo de potencia DC se determina que en la Isla 1, las líneas L14-15 y L15-16 van a presentar una sobrecarga. Usando el procedimiento detallado en la sección 3.2.5, se concluye que para aliviar dicha sobrecarga se deben deslastrar 425 MW repartidos entre las barras B4 y B15. En la Isla 2, no se presentan problemas de sobrecarga. Los resultados de la simulación dinámica, aplicando los resultados obtenidos de la metodología propuesta se muestran en las Fig. 8, 9 y 10.

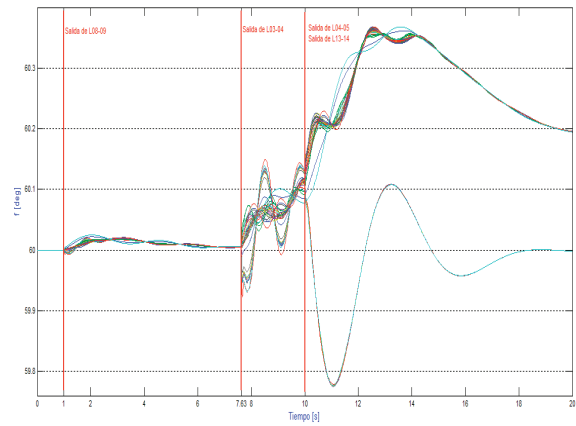


Figura 8: Caso islas – Frecuencia [Hz]

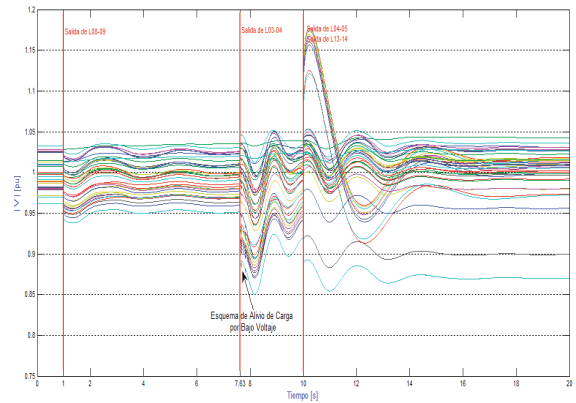


Figura 9: Caso islas – Magnitud de Voltaje [pu]

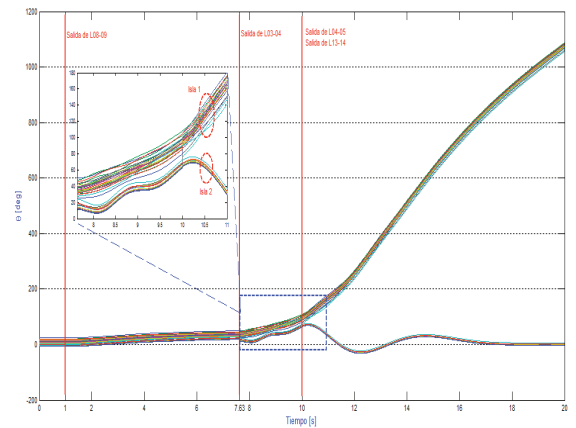


Figura 10: Caso islas – Ángulo de Voltaje [deg]

En la Tabla 1 se tabula los resultados obtenidos. Se puede observar que en caso de una separación no controlada, colapsa la Isla 2 y se pierde un 31,5 % de la carga total del sistema.

Aplicando el Esquema adaptable de Separación Controlada en Islas, el desbalance en cada isla mejora considerablemente, con un deslastre de carga de apenas el 1,8 % de la carga total del sistema. Se debe indicar que en este escenario, el 1,5% de la carga deslastrada se debe a la actuación del Esquema de Alivio de Carga por Bajo Voltaje implementado (Fig. 9).

En un tercer escenario de separación controlada, debido a que es necesario evitar la sobrecarga de la línea L15-16 se deslastran 425 MW adicionales, aumentando la cantidad total de carga deslastrada a 9,6% de la carga total del sistema.

Tabla 1: Resultados del Esquema Adaptable Propuesto

SEPARACIÓN NO CONTROLADA - Colapso Isla 2							
Isla	Generadores	PG (MW)	PL (MW)	PG - PL (MW)	Carga Deslastrada (MW)	% PLbase	Barra
1	30, 31, 34, 35, 36, 37, 38, 39	4985.4	3755.5	1229.9	--	--	--
2	32, 33	558.4	1723.0	-1164.7	-1723.0	-31.5	Colapso
Vinculos de Interconexión: L08-09, L03-04, L15-16							
SEPARACIÓN CONTROLADA - ESCI Adaptable							
Isla	Generadores	PG (MW)	PL (MW)	PG - PL (MW)	Carga Deslastrada (MW)	% PLbase	Barra ²
1	30, 31, 34, 35, 36, 37, 38, 39	4985.4	4827.3	158.1	-57.1	-1.0	[14, 15]
2	32, 33	558.4	547.8	10.6	-46.3	-0.8	8, 12, [8, 7, 12]
1. Incluye carga deslastrada por Esquema de Alivio de Carga por Bajo Voltaje 2. Entre corchetes las barras en las que actúan Esquema Alivio de Carga por Bajo Voltaje							
SEPARACIÓN CONTROLADA - ESCI Adaptable - Alivio de Sobrecarga							
Isla	Generadores	PG (MW)	PL (MW)	PG - PL (MW)	Carga Deslastrada (MW)	% PLbase	Barra ²
1	30, 31, 34, 35, 36, 37, 38, 39	4985.4	4402.40	583.0	-482.0	-8.8	[14, 15]
2	32, 33	558.4	547.8	10.6	-46.3	-0.8	8, 12, [8, 7, 12]
1. Incluye carga deslastrada por Esquema de Alivio de Carga por Bajo Voltaje 2. Entre corchetes las barras en las que actúan Esquema Alivio de Carga por Bajo Voltaje							

Finalmente, en la Tabla 2 se muestra el desempeño dinámico de las principales variables del sistema en cada uno de los escenarios analizados. En las columnas 2 y 3 se muestran las frecuencias máximas y mínimas luego de la formación de las islas eléctricas. La columna 4 muestra a frecuencia a los 40 segundos de simulación, que corresponde a la frecuencia final de cada isla luego del disturbio. Las columnas 5 y 6 muestran los voltajes máximo y mínimo luego de 40 segundos, definiendo el rango de variación de voltaje en cada una de las islas.

En la Isla 1, no se presentan bajas frecuencias debido a que el desbalance de potencia activa siempre es positivo. Al aplicar el ESCI adaptable, se obtiene que el valor máximo y el valor final de frecuencia se encuentran dentro de un rango admisible de operación. El voltaje en barras B14 y B15 es bajo, debido a que estas barras se encuentran conectadas radialmente a la Isla 1 y presentan una alta demanda. Esta situación puede ser posteriormente corregida por el operador del sistema y representa una oportunidad de mejora para la metodología planteada.

Tabla 2: Desempeño Dinámico de las Variables del Sistema

ISLA UNO					
Esquema	f_{MIN} (Hz)	f_{MAX} (Hz)	$f_{40 SEG}$ (Hz)	$V_{MIN A 40 SEG}$ (pu)	$V_{MAX A 40 SEG}$ (pu)
Separación NO Controlada	--	60.76	60.40	0.972	1.052
ESCI Adaptable	--	60.31	60.13	0.726	1.041
ESCI Adaptable - Alivio Sobrecarga	--	60.36	60.20	0.870	1.043
ISLA DOS					
Esquema	f_{MIN} (Hz)	f_{MAX} (Hz)	$f_{40 SEG}$ (Hz)	$V_{MIN A 40 SEG}$ (pu)	$V_{MAX A 40 SEG}$ (pu)
Separación NO Controlada	Colapso	--	--	--	--
ESCI Adaptable	59.77	60.11	59.99	0.972	1.018
ESCI Adaptable - Alivio Sobrecarga	59.77	60.11	59.99	0.972	1.018

En caso de una separación no controlada, la Isla 2 colapsa por baja frecuencia. Al aplicar el ESCI adaptable se observa que la frecuencia cae hasta los 59,77 Hz, evitando de esta manera la activación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia. La frecuencia final se estabiliza en 59,99 Hz, casi su valor nominal. Todos los voltajes se encuentran dentro de la banda de operación normal.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo se propone una nueva metodología para desarrollar un ESCI Adaptable que supera las limitaciones de los esquemas propuestos en la bibliografía, mediante el uso de sistemas de medición avanzados y el desarrollo de nuevos algoritmos de cálculo. El esquema desarrollado demuestra ser una herramienta capaz de evitar colapsos debido a la salida en cascada de elementos del sistema.

El algoritmo recursivo de agrupamiento propuesto puede ser usado en otras áreas donde sea preciso conocer patrones de agrupamiento en base a mediciones recibidas en tiempo real.

El procedimiento de partición de la red propuesto es simple y versátil, característica importante en aplicaciones de tiempo real; además permite modificar sus parámetros: medida de distancia, tolerancia, ordenamiento de generadores. En trabajos futuros, se debe investigar y desarrollar una metodología para determinar el valor óptimo de dichos parámetros. Adicionalmente, se debe definir el instante óptimo de actuación del ESCI desarrollado, con este fin se debe realizar un Análisis de Vulnerabilidad del sistema eléctrico.

La aplicación del esquema desarrollado en sistemas reales está sujeta a la disponibilidad de 3 componentes básicos: (i) Sistema de medición WAMS basado en PMUs, (ii) Sistema de comunicaciones de alta velocidad y confiabilidad, (iii) Sistema centralizado de procesamiento y control de alto desempeño. Actualmente, muchos sistemas eléctricos

están avanzando en el desarrollo de sistemas WAMS con sus respectivos sistemas de comunicación, lo que en un futuro abriría paso a la implementación del esquema propuesto.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Juan Li, Chen-Ching Liu, K. P. Schneider, "Controlled Partitioning of a Power Network Considering Real and Reactive Power Balance", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol.1, no.3, pp.261-269, Dec. 2010.
- [2] S. Ahmed, N. Sarkar, A. Khairuddin, M. Ghani, H. Ahmed, "A Scheme for Controlled Islanding to Prevent Subsequent Blackout", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 136 – 143, Feb. 2003.
- [3] J. Jyrinsalo, E. Lakrvi, "Planning the Islanding Scheme of a Regional Power Producer", *CIREN, 12th International Conference on Electricity Distribution*, 17-21 May, vol.4, pp. 4.21/1 - 4.21/5, 1993.
- [4] V. Madani, et al, "IEEE PSRC Report on Global Industry Experiences with System Integrity Protection Schemes (SIPS)", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, Issue 4, pp. 2143 – 2155, Oct. 2010
- [5] H. You, V. Vittal, X. Wang, "Slow-Coherency Based Islanding", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, no.1, pp. 483-491, Feb. 2004.
- [6] X. Wang, V. Vittal, "System Islanding Using Minimal Cut-sets with Minimum Net Flow", *Proceedings of 2004 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 10-13 Oct., vol.1, pp. 379-384, 2004.
- [7] Najafi, S., Evaluation of interconnected power systems controlled islanding, in *Proc. 2009 IEEE Bucharest PowerTech*, pp.1-8, June 28 2009-July 2, 2009.
- [8] H. Li, G.W. Rosenwald, J. Jung, C. Liu, "Strategic Power Infrastructure Defense", *Proceedings. of the IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 918-933, May 2005.
- [9] A. Peiravi, R. Ildarabadi, "A Fast Algorithm for Intentional Islanding Power System Using Multilevel Kernel K-Means Approach", *Journal of Applied Sciences*, vol. 9, no. 12, pp. 2247-2255, 2009.
- [10] K. Sun, D. Zheng, and Q. Lu, "A simulation study of OBDD-based proper splitting strategies for power systems under consideration of transient stability," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 389–399, Feb., 2005.
- [11] N. Granda, D.C. Colomé, "Identificación de Generadores Coherentes utilizando mediciones PMU orientada a la Definición de Esquemas de Separación en Islas Eléctricas", *Proceedings XIV ERIAC - Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE*, Ciudad del Este, Paraguay, 2011.
- [12] N. Granda, C. Colomé, "Identificación de Generadores Coherentes en Tiempo Real usando Mediciones Sincrofasoriales (PMU)", *Revista Técnica Energía*, vol. 8, Jan., 2012.
- [13] F.B. Zhan, Ch. E. Noon, "Shortest Path Algorithms: An Evaluation Using Real Road Networks", *Transportation Science*, vol. 32, no. 1, pp. 65-73, Feb. 1998.
- [14] J.C Cepeda, D.O Ramírez, D.G. Colomé, "Probabilistic-based Overload Estimation for Real-Time Adaptive Load Shedding", *Proceedings XV ERIAC - Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE*, Foz de Iguazú, Brasil, 2013.



Nelson Granda Gutiérrez. - Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. Se ha desempeñado como Ingeniero Eléctrico en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y posteriormente en el departamento de Optimización de la Generación Eléctrica (OGE) de Petroamazonas EP.

Actualmente se encuentra realizando su trabajo de investigación previo a la obtención de título de PhD en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan (IEE - UNSJ). Sus áreas de interés son análisis y control de sistemas de potencia en tiempo real.



Delia Graciela Colomé. - Nació en San Juan, Argentina en 1959. Obtuvo su título de Ingeniero Electrónico en 1985 y de PhD. en Ingeniería Eléctrica en 2009 en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Desde 1983 trabaja en el Instituto de Energía Eléctrica de esa universidad.

Sus líneas de investigación comprenden la supervisión, control, modelación y simulación de los sistemas de potencia y el desarrollo de herramientas computacionales para la enseñanza de la ingeniería.