

# Separación controlada de islas basada en sincrofasores. Caso de estudio para el sistema interconectado argentino de alta tensión

---

**Candelino, Mauro; Scheinkman, Mariano; Anello, Mariano; del Rosso, Alberto**

Separación controlada de islas basada en sincrofasores. Caso de estudio para el sistema interconectado argentino de alta tensión

Ingenio Tecnológico, vol. 2, 2020

Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

## Separación controlada de islas basada en sincrofasores. Caso de estudio para el sistema interconectado argentino de alta tensión

*Mauro Candelino*

*Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional*

*Buenos Aires, Argentina*

*mcandelino@frba.utn.edu.ar*

*Mariano Scheinkman*

*Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional*

*Buenos Aires, Argentina*

*mscheinkman@est.frba.utn.edu.ar*

*Mariano Anello*

*Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional*

*Buenos Aires, Argentina*

*Alberto del Rosso*

*Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional*

*Buenos Aires, Argentina*

Recepción: 16 Julio 2020  
Aprobación: 03 Agosto 2020

### RESUMEN:

Debido a la evolución de la tecnología, han aparecido nuevos sistemas de monitoreo para las redes eléctricas. Un dispositivo que se está expandiendo por todo el mundo, incluyendo Argentina, es el PMU (*Phasor Measurement Unit*) y esto es gracias a su sistema de sincronización que permite obtener mediciones precisas del orden de los microsegundos. El objetivo de este trabajo es analizar la aplicación de sincrofasores para la formación controlada de islas eléctricas, que es un recurso de última instancia para reducir el impacto de grandes perturbaciones o fallas en cascada de componentes que pueden llevar al colapso del sistema. La metodología utilizada es el estudio de simulaciones basadas en una falla en cascada real ocurrida en el sistema eléctrico argentino. Los resultados del estudio muestran que la separación del sistema en islas en las condiciones planteadas podría ser efectivamente implementada para reducir el impacto de grandes fallas.

**PALABRAS CLAVE:** Falla en Cascada, Formación de Isla, Índice de Riesgo, Separación del Sistema, Sincrofasores.

### ABSTRACT:

Due to technological evolution new monitoring systems for electrical power grids have appeared. A device which is spreading all over the world – including Argentina – is known as PMU (*Phasor Measurement Unit*) thanks to its synchronizing system, which enable precise microsecond-scale measurements. The goal of this work is to analyse the application of synchrophasor technology in controlled islanding schemes, which is a last resort for reduction of perturbation impact or major cascading failures on power systems that can end in system collapse or blackout. The methodology used was based upon multiple simulation studies of a real cascading failure occurred on the argentine power system. The results show that system islanding separation in the terms of this study could be effectively implemented in order to reduce impact of major failures.

**KEYWORDS:** Cascading failure, Islanding scheme, Risk Index, System separation, Synchrophasors.

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia interconectados están diseñados, construidos y operados para asegurar una rápida y eficiente recuperación en el caso de las contingencias más frecuentes. Estos requerimientos son analizados

para el caso de una falla simple, como puede ser la pérdida de una línea de transmisión, una central generadora, un transformador o una gran demanda. Cuando la falla simple evoluciona en una falla en cascada o la secuencia de eventos afecta a una gran parte del sistema, el balance entre generación y demanda se pierde, generando el riesgo de una separación de la red en forma parcial o total, lo que conocemos como black out o apagón. Para proteger el sistema de estos severos eventos es necesario adoptar medidas de protección especiales. Las acciones de protección y control deben contener la falla, minimizar los impactos y permitir una rápida reposición del sistema.

A nivel mundial, se están implementando esquemas de protección especiales, como los mencionados, para prevenir que los sistemas de potencia alcancen colapsos mayores. Estos esquemas se diseñan para detectar condiciones anómalas del sistema que pueden ser perjudiciales para su funcionamiento habitual y tomar algún tipo de acción determinada para corregir la condición detectada de una manera controlada. Una de estas maneras es la separación controlada del sistema o formación inducida de islas, que es una forma eficiente de prevenir la propagación de una falla al resto del sistema, asegurando la integridad del mismo ante una falla en cascada.

La forma de actuación es la formación de islas eléctricas independientes que sean sostenibles en el tiempo, es decir que su generación y su demanda sean estables y estén balanceadas. Estas islas eléctricas, compuestas cada una de ellas por una o más centrales generadoras, líneas de transmisión, y estaciones transformadoras, operan como sistemas independientes aislados, que una vez estabilizados pueden re-sincronizarse con otra u otras islas, o con el resto del sistema de potencia.

La separación controlada de islas se debe utilizar como último recurso para salvar el sistema de potencia después de una gran perturbación que implique pérdida de generación o una inminente inestabilidad entre áreas. Esto se debe a que la formación de islas se realiza con desconexión de demanda y de generación para estabilizar los sistemas, y si no se aplica el criterio adecuado se puede generar una separación innecesaria del sistema debido a una falla simple.

Los avances en la tecnología han permitido el desarrollo de las unidades de medición de fasores (PMU) o sincrofases, que abren la posibilidad de implementar esquemas de monitoreo, control y protección más eficientes, como ser los esquemas de protección especial (SPS) y los sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS) [1][2]. Con un algoritmo basado en estas mediciones sincronizadas de diferentes áreas del sistema se puede estimar el riesgo de separación de inestabilidad angular del sistema durante una contingencia severa que evolucione en una falla en cascada [3].

En las referencias [4] a [7] se propone una metodología para la formación inducida de islas basadas en mediciones fasoriales en varias áreas del sistema. La aplicación y efectividad del esquema propuesto se demuestra mediante ensayos numéricos en modelos reducidos de sistemas de potencia. El uso de formación controlada de islas en el sistema argentino se ha estudiado e implementado en algunas regiones [8]. Pero estos esquemas no consideran la utilización de sincrofases, porque esta tecnología no estaba disponible en el momento de su desarrollo. De todas maneras, hay un proyecto existente para la instalación de más de cuarenta de estos equipos (PMU) en ubicaciones estratégicas en el sistema Argentino, que crean la posibilidad de mejorar estos sistemas especiales de protección existentes y de implementar nuevos usando la nueva tecnología de vanguardia [9].

El objetivo de este trabajo es analizar la factibilidad y potenciales ventajas de aplicar la separación controlada de islas mediante mediciones sincronizadas en el sistema interconectado argentino. Para esto, se tomó un evento que generó una falla en cascada hasta un colapso parcial de una gran región del sistema. El resultado muestra que el esquema propuesto basado en sincrofases (PMU) puede ser implementado exitosamente para separar el sistema de forma controlada, reduciendo significativamente la pérdida de suministro a los usuarios y mejorando la recomposición del sistema. A los efectos de comprobar la selectividad del esquema de protección propuesto, se simuló una falla de mucha menor severidad que no causaría colapso del sistema, y se verificó que el esquema no actuaría en esas condiciones.

## DESARROLLO

La separación controlada del sistema en islas autosuficientes y estables después de una falla es un problema muy complejo de resolver. El diseño del esquema de protección debe incluir dónde, cuándo y cómo realizar la separación. El problema “dónde” separar significa determinar un grupo de puntos de separación, o las fronteras entre las islas. El problema “cuándo” refiere al tiempo correcto para producir la separación, si se realiza antes se omiten protecciones que podrían controlar la falla sin separar el sistema, si se realiza muy tarde se pueden producir apagones o una formación de islas aleatorias, con la alta probabilidad que queden desbalanceadas y finalmente colapsen. El problema “cómo” corresponde al diseño y coordinación de los dispositivos de separación con el eventual balanceo entre generación y demanda luego de la separación. La metodología propuesta en las referencias [4] divide el análisis en tres etapas: Etapa de Análisis Offline, Etapa de Monitoreo Online y Etapa de Control en Tiempo Real.

### Análisis Offline

Esta es en realidad la etapa de estudio y diseño del esquema de separación de islas. Se identifican los grupos de generadores coherentes y las áreas del sistema de potencia a ser monitoreadas por los sincrofasores. También se identifican los posibles puntos de separación entre las áreas con sus correspondientes líneas fronteras. Esta etapa involucra numerosos estudios de escenarios de falla que podrían derivar en eventos en cascada. Los sincrofasores deben colocarse en las áreas identificadas para ser capaces de monitorear las oscilaciones inter-área. Por lo menos se debe contar con un sincrofasor en cada área, aunque se recomienda más de uno, en cuyo caso se calcula el ángulo de fase promedio y se utiliza como referencia angular para el área.

Para cada una de las posibles configuraciones y estrategias de separación controlada del sistema deben estudiarse las desconexiones de carga por subfrecuencia y las desconexiones automáticas de generación necesarias para equilibrar y estabilizar rápidamente los generadores, disminuir las variaciones de frecuencia y controlar las tensiones. La cantidad y la ubicación de la demanda y la generación a desconectar variarán según las diferentes condiciones de operación y las fallas analizadas. Se puede elaborar una guía que describa la cantidad de demanda y generación que debe ser controlada en cada isla luego de la separación, para cada una de las diferentes condiciones del sistema. En principio se debe definir un número representativo de escenarios de flujos de potencia, luego para cada escenario se realiza una simulación dinámica para determinar la carga o generación a desconectar para cada posible isla eléctrica. En la operación en tiempo real, el sistema de islas desarrollará la estrategia que mejor se adapte a las condiciones de operación actuales.

Hay muchos aspectos que deben ser considerados en la selección de los puntos de separación para asegurar una formación de islas sostenibles en el tiempo. La posibilidad de balancear las islas es probablemente el elemento más crítico a considerar. En efecto, aunque en todos los casos se deben implementar acciones de control, la selección de las fronteras de separación se debe realizar de manera de formar las islas con el menor desbalance posible luego de la separación, reduciendo la cantidad de acciones de control y mejorando la estabilización. La capacidad de transmisión entre cada isla es otro elemento importante a considerar, porque la separación del sistema abre una cierta cantidad de líneas para formar la isla, y el flujo de potencia en esas líneas se redireccionará a otras líneas cercanas. Si ese nuevo flujo excede la capacidad de transmisión se pueden generar sobrecargas y salidas intempestivas de líneas, impidiendo la formación exitosa de la isla. Además, se pueden tener en cuenta otros factores en la determinación de los puntos de separación, como ser la facilidad de sincronización luego de la separación y la consiguiente recomposición del sistema.

## Análisis Online

Esta etapa, así como la etapa de control en tiempo real, se realiza durante la operación del sistema, con el esquema de islas implementado y en funcionamiento. El objetivo es identificar los grupos de generadores coherentes en las condiciones de operación de cada momento. Esto indica directamente la separación más probable si ocurriera un evento severo en las condiciones actuales de operación. En concordancia, se selecciona la frontera de separación más conveniente entre las que se identificaron en el análisis offline.

Para evaluar las oscilaciones entre áreas y determinar cuáles son las más críticas, utilizando las mediciones disponibles de los sincrofzores, se realiza un análisis espectral para identificar las frecuencias de oscilación, los modos dominantes y su correspondiente forma modal.

## Control en Tiempo Real

Una vez que la frontera más conveniente se ha seleccionado en la etapa Online, en tiempo real se calcula el índice de riesgo para determinar si la formación de islas debe realizarse o no, y el momento exacto en que la misma debe efectuarse. Si la decisión es proceder con la separación, las acciones de control y las señales de disparo son enviadas a los relés correspondientes. También se aplica el balance entre demanda y generación en cada isla en caso de ser necesario para estabilizar las mismas. Todas las decisiones y controles son implementadas en forma automática durante el evento.

El índice de riesgo depende de la diferencia de ángulo entre las áreas frontera a separar y la forma modal del modo dominante de esa frontera. La evolución del índice de riesgo a lo largo del tiempo da una indicación de la evolución del sistema hacia una condición inestable. El índice de riesgo indica la estimación de una separación angular entre las áreas fronteras; si el índice excede un valor predeterminado, por ejemplo 90-95%, es el momento de realizar la separación controlada. Para ilustrar como se utiliza el índice de riesgo, supóngase que evalúa la posible separación entre las áreas 1 y 2. Los respectivos ángulos de fase promedio medidos por los sincrofzores serán  $\delta_1$  y  $\delta_2$ , y la diferencia entre esos dos ángulos. En estado estacionario  $\delta_{12} = \delta_{12}^0$ , la región estable de  $\delta_{12}$  será  $(-\delta_M, \delta_M)$ , donde  $\delta_M = 180^\circ - \delta_{12}^0$ . Si  $\delta_{12}$  sale de la región de estabilidad las dos áreas perderán sincronismo. La diferencia de ángulo  $\delta_{12}$  se puede aproximar como la suma de los  $K$  modos dominantes detectados entre las áreas durante la etapa de análisis online:

$$\delta_{12}(t) \approx \sum_{i=1}^K A_i e^{-\xi_i \omega_{ni} t} \sin\left(\sqrt{1 - \xi_i^2} \omega_{ni} t + \phi_i\right) \quad [1]$$

Donde  $\omega_{ni}$  es la frecuencia del modo  $i$ , y  $\xi_i$  el factor de amortiguación de este. Esos parámetros son estimados en la etapa online por el análisis espectral. El ángulo máximo que  $\delta_{12}$  puede alcanzar es la suma de las amplitudes de los modos.

$$A = \sum_{i=1}^K A_i \quad [2]$$

El índice de riesgo puede ser formulado comparando la relación entre la amplitud de la diferencia angular inter-área  $A$  y el ángulo límite  $\delta_M$  que define la operación estable.

$$RI = \frac{A}{\delta_M} \times 100\% \quad [3]$$

Donde  $\delta_M = 180^\circ - \delta_{12}$ , como se definió anteriormente.

Para calcular  $A$ , la magnitud  $A_i$  de los diferentes modos puede ser calculada resolviendo la ecuación (1) en el tiempo  $t$ , utilizando la derivadas de orden  $< 2K$  estimada por los datos de los sincrofasores. Para el caso más simple en que solo considera el primer modo dominante, la ecuación (1) se simplifica a:

$$\delta_{12}(t) = Ae^{-\xi\omega_n t} \sin(\sqrt{1-\xi^2} \omega_n t + \phi) \quad [4]$$

De la ecuación (4)

$$A = \sqrt{\delta_{12}^2 + \left[ \frac{\frac{d\delta_{12}}{dt} + \xi\omega_n \delta_{12}}{\sqrt{1-\xi^2} \omega_n} \right]^2} \quad [5]$$

Como se mencionó anteriormente, si el índice de riesgo  $RI$  supera un valor predeterminado, la separación controlada se realiza abriendo las líneas en la frontera seleccionada. Se debe enfatizar que el límite se establece para cada sistema de potencia basado en los estudios realizados en la etapa offline.

El índice de riesgo de separación propuesto provee una indicación en tiempo real de que tan urgentemente debe realizarse la separación controlada. Como la separación controlada es la última línea de defensa para detener el efecto en cascada y evitar el colapso del sistema, no debe ejecutarse si existe algún otro esquema de protección capaz de estabilizar el sistema sin separarlo en islas eléctricas. Por lo tanto la selectividad del esquema de islas debe ser evaluada bajo diferentes condiciones de operación y falla.

## Descripción del Evento

El Sistema Argentino de interconexión de extra alta tensión de 500 kV está compuesto por nueve áreas o sistemas regionales: Noreste (NEA), Noroeste (NOA), Cuyo (CUY), Litoral (LIT), Comahue (COM), Centro (CEN), Gran Buenos Aires (GBA), Buenos Aires (BAS) y Patagonia (PAT). La región más grande es GBA que concentra aproximadamente el 38% de la demanda total. Una gran parte del área BAS es conocida como área atlántica (ATL), y se compone por una red de líneas de 132 kV que interconectan las localidades de la costa y otros importantes centros de demanda en la provincia de Buenos Aires. Los detalles de la red argentina pueden encontrarse en el sitio web del operador del sistema CAMMESA.

El 1° de diciembre de 2017 a las 18:27 una falla en barras de 500 kV de la ET Olavarría evoluciona en una falla en cascada arrastrando varios equipos y otras líneas de 500 kV y de 132 kV, resultando en un colapso parcial del área atlántica. La figura 1 muestra la región afectada por el evento.



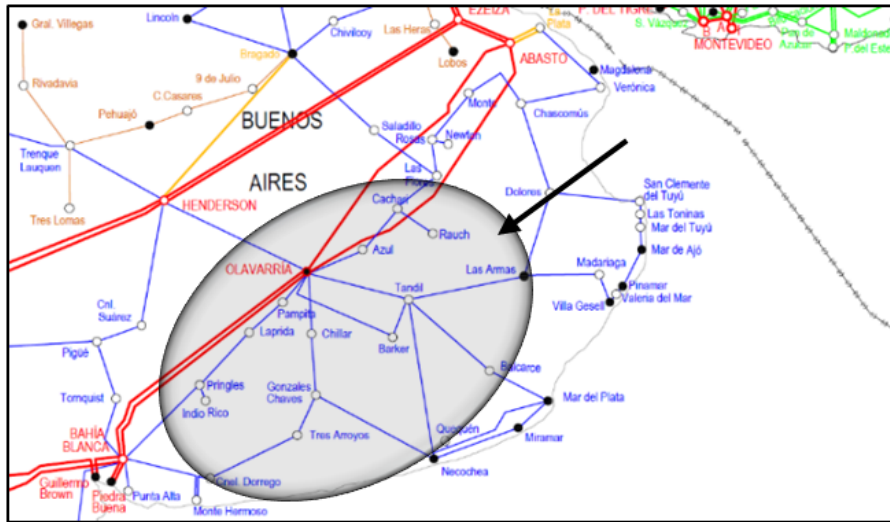


FIGURA 1  
Región donde el evento en cascada ocurrió

La falla inicial produce la salida de 2 líneas de 500 kV, Bahía Blanca-Olavarría 1 y Abasto-Olavarría 2, y de ambos transformadores de 500/132 kV existentes en la ET Olavarría. Debido a esta desconexión, las barras de 132 kV de esa estación quedan desvinculadas de la red de 500 kV y el aporte principal al área atlántica es interrumpido. La desconexión automática de generación (DAG) en el área Comahue desconecta 2 grandes generadores en la Central de Alicurá (470 MW). La frecuencia en el sistema cayó a 49.7 Hz, debido a las grandes oscilaciones de potencia, frecuencia y tensión, las protecciones de impedancia de la región desconectan varias líneas de 132 kV. Primero abren las líneas Coronel Pringles-Laprida y Bahía Blanca-Coronel Pringles, seguido por el disparo de la línea Henderson-Olavarría perdiendo el aporte del área norte. Los esquemas de protección por subfrecuencia y subtensión desconectan aproximadamente 47 MW de demanda, pero no es suficiente para detener la falla en cascada. A continuación, desengancha la línea Coronel Dorrego-Monte Hermoso. Con esa línea fuera de servicio se pierde el aporte de la estación de 500 kV Bahía Blanca por lo que el área queda con un déficit de potencia severo. Finalmente, otro grupo de líneas son desconectadas por los relés de protección de impedancia: Gonzales Chaves-Necochea, Azul-Olavarría, Balcarce-Mar del Plata, Mar del Plata-Necochea, y Las Armas-Tandil.

Como resultado se formó una isla de 435 MW de demanda y solamente 149 MW de generación. La isla formada colapsa inmediatamente, aunque es importante resaltar que la duración de todo el evento desde la primera falla, hasta el colapso de la isla formada fue de solo 20 segundos. Es un incidente con fallas en cascada que sucede con gran rapidez en comparación con otros eventos similares en el resto del mundo, donde la secuencia de eventos total fue de cientos de segundos, o incluso hasta varios minutos.

## APLICACIÓN Y RESULTADOS

### Consideraciones Generales:

La metodología explicada anteriormente de separación controlada basada en las mediciones de los sincrofasores se aplica al evento de la falla real. Inicialmente se desarrolló el modelo dinámico para representar fielmente las condiciones del sistema en el instante anterior a la falla. Este modelo incluye la generación despachada en el área afectada y alrededores, la topología de la red de transmisión y las condiciones de

la demanda. La secuencia de eventos y fallas de desconexión con los tiempos y características actuales se representan en la simulación dinámica.

La figura 2 muestra el resultado de la simulación. La diferencia de ángulo promedio de cada área del sistema se presenta en esta figura. Se puede ver claramente como el área atlántica (ATL) pierde el sincronismo y se separa del resto del sistema.

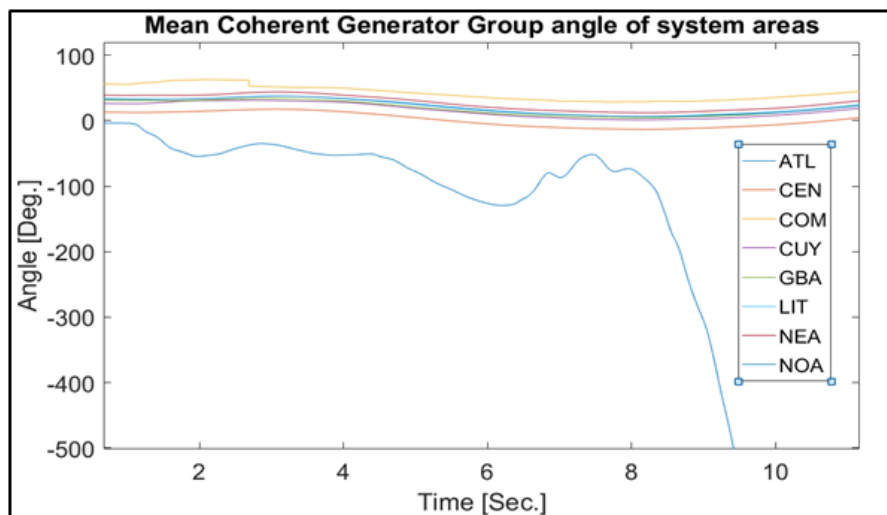


FIGURA 2  
Simulación del evento – Ángulo promedio de las áreas del sistema

La implementación del esquema de formación de islas en este caso es diferente a la metodología general descrita anteriormente. En la metodología original varios posibles puntos de separación se obtenían en la etapa offline. Luego se seleccionaba automáticamente en tiempo real la frontera más adecuada entre las candidatas para la separación durante una falla en cascada, por medio de las mediciones de los sincrofasores y un análisis espectral online de las señales de diferencia angular entre las áreas. Es importante destacar que el análisis espectral en la etapa Online se dispara ante un evento pero se calcula continuamente durante una ventana móvil de tiempo. El análisis se realiza usando las mediciones de los sincrofasores sobre una ventana de tiempo de algunos segundos. En una falla en cascada que lleva el sistema al colapso, usualmente el primer evento resulta en oscilaciones estables. Esos son los eventos sobre los cuales se realiza el análisis espectral. Para el último evento que lleva el sistema a la inestabilidad, no se actualizan los resultados del análisis espectral, sino que se utiliza el índice de riesgo, que indica el tiempo en el cual debe realizarse la separación.

En muchos casos de eventos en cascada que terminan en apagones masivos, el incidente evoluciona durante cientos de segundos desde la primera falla hasta el colapso del sistema. En esos casos, el hecho de que el análisis espectral requiera un conjunto de mediciones de algunos segundos hasta identificar la frontera crítica no afecta el desempeño del esquema de separación controlada, ni crea retardos en la decisión de separación. Por otro lado, en este caso en particular, el evento en cascada completo dura menos de 20 segundos, lo que imposibilita realizar el análisis espectral online para determinar la coherencia de las áreas, las formas modales de las oscilaciones inter-área y elegir la frontera candidata para la separación durante la evolución del evento.

De todas maneras, el proceso general puede ser aplicado con algunas adaptaciones. Primero, solo consideramos una frontera de separación posible. Como se puede apreciar en la figura 2, en este tipo de eventos el área ATL oscila contra el resto del sistema. El análisis detallado también muestra que no existen oscilaciones significativas entre las otras áreas. Por lo tanto, no hay necesidad de identificar, durante el proceso en tiempo real, la frontera donde la separación debe realizarse. Segundo, para el cálculo del índice de riesgo en tiempo real, no es necesario estimar la frecuencia y el factor de amortiguamiento del modo dominante de oscilación. En el método original, esos parámetros son calculados en la etapa de análisis online, por medio



del análisis espectral. Como se explicó anteriormente, en este caso no hay suficiente tiempo para realizar ese análisis en tiempo real. Ese aspecto puede ser una limitación para la aplicación de la metodología. Sin embargo, el análisis dinámico del sistema muestra que el modo de oscilación de interés no cambia significativamente para los distintos casos de operación, y que las variaciones de frecuencia y de amortiguamiento esperadas de los modos dominantes no impactan severamente en el índice de riesgo. El modo de oscilación a considerar está entre las áreas ATL y GBA.

### Aplicación y resultados:

La frontera de separación del área ATL del resto del sistema de interconexión se identificó mediante un análisis de flujo de potencia dinámico considerando varias posibilidades de separación. La frontera seleccionada comprende las siguientes líneas de 132 kV: Chascomús-Dolores, Azul-Olavarría, Coronel Dorrego-Tres Arroyos, y Laprida-Coronel Pringles. La barra de 132 kV de Olavarría es aislada del sistema de 500 kV como consecuencia de la falla inicial. Cabe mencionar que la isla formada por estas fronteras es mas grande que la que se formó en el evento real. Incluye importantes centros de demanda en la región norte del área atlántica como ser Villa Gesell, Pinamar, Mar de Ajó, y otros. Existe en este sector generación térmica que ayuda a balancear y estabilizar la isla.

Los parámetros de los modos de oscilación y de la frontera seleccionada fueron calculados por medio de análisis espectral en los estudios *offline*, usando los resultados de la simulación del evento actual. La Figura 3 muestra el análisis del autospectro. Se pueden identificar dos modos dominantes con las siguientes características: 0.28 Hz, y 0.70 Hz, . El análisis de coherencia de la frontera graficado en la Figura 4 revela que la coherencia es mucho mayor en el primer modo. Por lo tanto, ese es el modo utilizado para calcular el índice de riesgo RI.

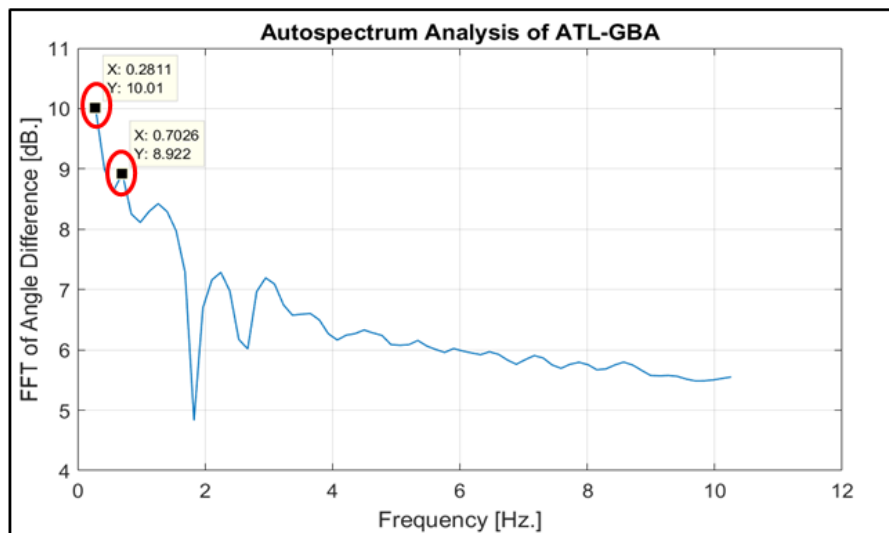


FIGURA 3  
Análisis de Autospectro de la frontera ATL-GBA

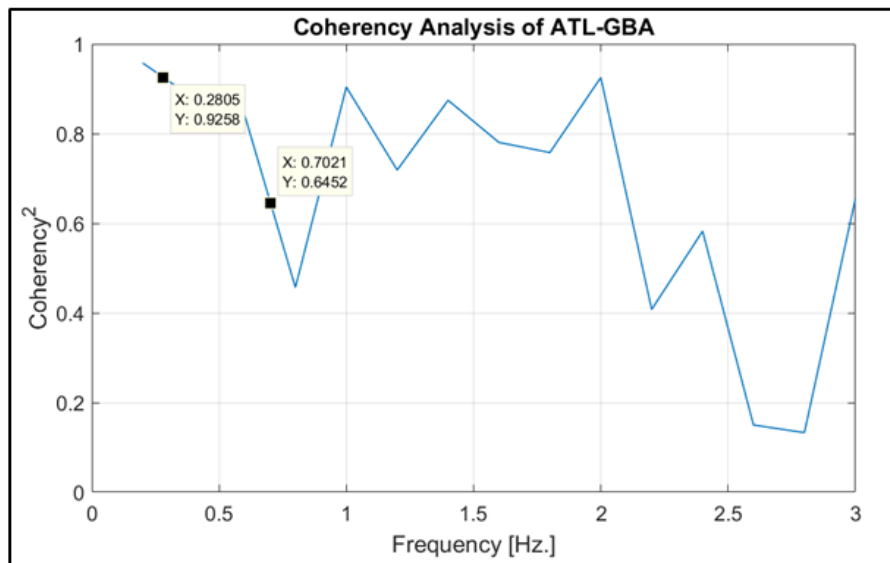


FIGURA 4  
Análisis de Coherencia de la frontera ATL-GB

El índice de riesgo de separación se muestra en la figura 5. El ángulo inicial considerado fue  $\delta_{12} = -27^\circ$ . Se puede apreciar que, al ser este ángulo negativo, se utiliza su valor absoluto para calcular  $\delta_M$ . El índice de riesgo predeterminado para separar la isla es 95%. Con ese valor, la separación controlada de islas se ejecuta a  $t=9$ seg. Aproximadamente 40 MW de demanda son desconectados de la isla. Adicionalmente, los relés de subfrecuencia desconectan carga para recuperar la frecuencia de la isla a valores aceptables como se puede ver en la Figura 6. Se puede ver que aproximadamente a  $t=6,2$  seg. los relés de subfrecuencia empiezan la desconexión de demanda del área. Como consecuencia la frecuencia se recupera lentamente pero no es suficiente para detener el proceso de falla en cascada. Este efecto se puede ver en la Figura 5, también se nota en la variación de ángulo promedio de la Figura 2.

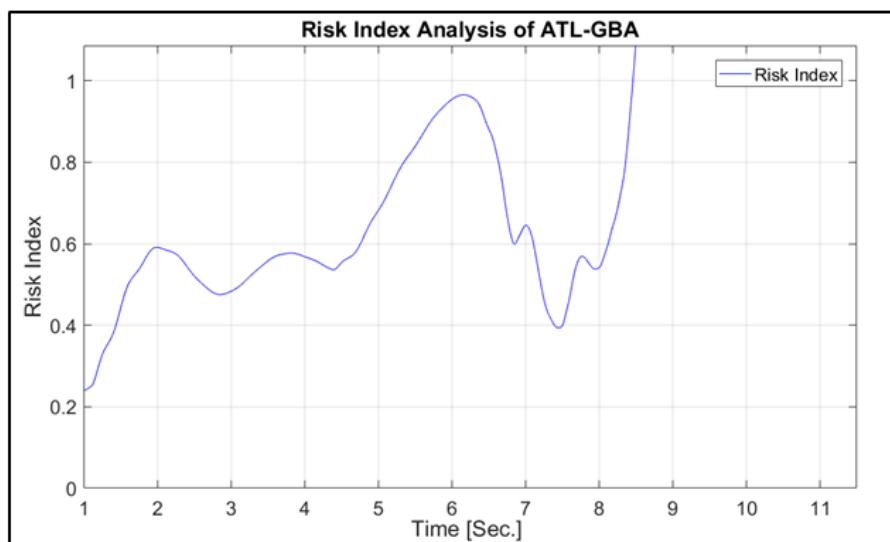


FIGURA 5  
Índice de riesgo de separación.

En este caso se utiliza un valor alto de índice de riesgo predeterminado. Si se hubiese usado un valor menor, por ejemplo 90%, la isla se hubiese formado antes. Esto no hubiese alterado la estabilización del sistema,

de hecho, puede ayudar a mejorar el desempeño dinámico y recuperar la isla. Sin embargo, puede afectar la selectividad del esquema de formación de isla. Como se mencionó anteriormente, el valor predeterminado debe ajustarse considerando un análisis que comprenda las diferentes condiciones de operación y falla.

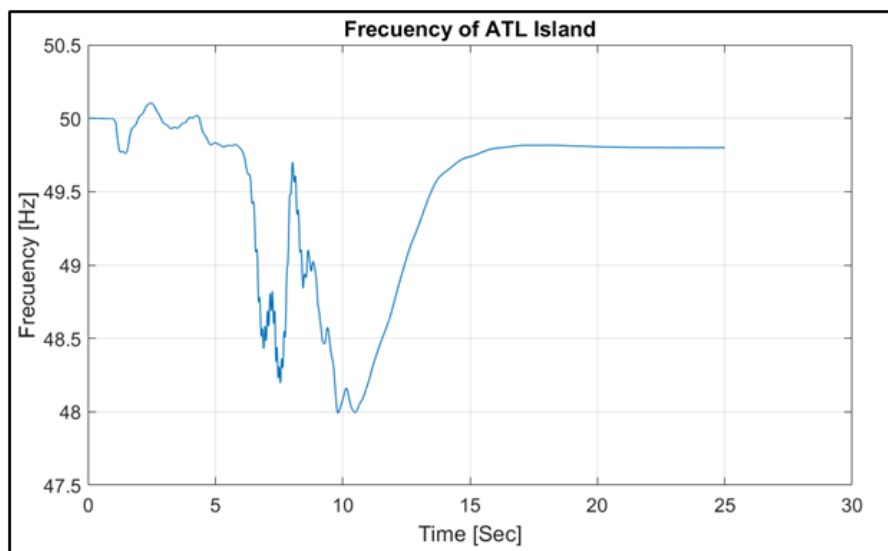


FIGURA 6  
Frecuencia de la isla ATL después de la separación.

### Análisis del esquema de selectividad:

Reconociendo que los esquemas de protección para formación controlada de islas están diseñados para actuar bajo condiciones en las que, si no actúan, se produciría un significativo impacto en la seguridad del sistema de potencia, un diseño apropiado del esquema debe contener los siguientes atributos:

- Confiabilidad: para asegurar su operación cuando es requerida.
- Seguridad: para que no opere si no es necesario.
- Selectividad: para ejecutar la menor cantidad de acciones cuando cumple su función.
- Robustez: para que actúe correctamente para todo el rango de condiciones del sistema, tanto estáticas como dinámicas.

La confiabilidad y seguridad de un sistema de protección se logra mediante un diseño adecuado del hardware y software que componen el sistema. Para mejorar estas características se implementan medidas tales como lógica de autochequeo, de diagnóstico y redundancia. Por otra parte, la selectividad y la robustez están relacionados con los algoritmos y la lógica de control. Estas características son primeramente comprobadas por simulaciones y estudios del sistema.

Para analizar la selectividad del esquema propuesto, es decir que no actúe si no hay riesgo de colapso del sistema, se simuló la misma secuencia inicial de falla del evento real, en una condición de operación con 50 MW adicionales de generación en el área ATL. Por lo que el evento inicial no produce la falla en cascada de varias líneas de la región ATL y el sistema se estabiliza con una desconexión de demanda mínima producida por los relés de subfrecuencia. En consecuencia, en ese caso el esquema de formación de isla no debería actuar. En la Figura 7 se muestra el índice de riesgo para este caso. Se aprecia que el índice de riesgo nunca excede el valor predeterminado, por lo que la isla controlada no se forma.

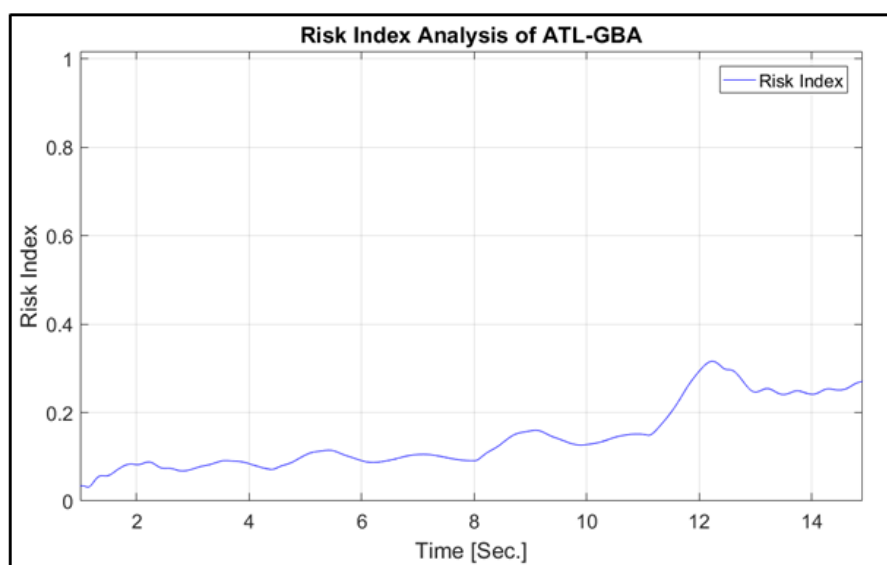


FIGURA 7  
Índice de riesgo para caso estable

## CONCLUSIONES

En este trabajo se analiza la potencial implementación y beneficios de aplicar un esquema de separación controlada de islas basado en mediciones de sincrofasores. El algoritmo evaluado es una adaptación de una metodología propuesta en la literatura. El esquema usa los datos de medición de sincrofasores para determinar en tiempo real la frontera apropiada de separación. La decisión del momento en que la separación controlada debe actuar y el tiempo apropiado para la desconexión están basados en el índice de riesgo, el que indica la probabilidad de inestabilidad angular del sistema luego de un evento con fallas en cascada. Para evaluar el esquema de protección propuesto, se analizó un caso de estudio que condujo a un evento en cascada real que ocurrió en el sistema argentino de transmisión. Como consecuencia de este evento, cerca de 435 MW de demanda se perdieron y varias unidades de generación del área desengancharon. Los resultados del análisis muestran que un sistema de formación de isla basado en sincrofasores puede efectivamente formar una isla estable, reduciendo significativamente la cantidad de carga desconectada, manteniendo la generación del área afectada conectada y mejorando el sistema de recomposición. Claramente para la implementación práctica de este tipo de esquemas, un estudio mucho más detallado debe ser diseñado para probar su selectividad, robustez, y la confianza del esquema.

## REFERENCIAS

- CIGRE, Task Force 38.02.19, "System protection schemes in power networks", Technical Brochure REF. 187, 2001.  
Review of SynchroPhasor Applications, EPRI Dec. 2014 3002002870.  
NASPI Engineering Analysis Task Team, Integrating Synchrophasor Technology into Power System Protection Applications, September 2016.  
Controlled System Separation: Key Issues, Industry Practices and State-of-the-Art Technologies. EPRI, Palo Alto, CA: 2008. 1015993.  
Kai Sun ; Xiaochuan Luo ; Jade M. Wong, "Early warning of wide-area angular stability problems using synchrophasors", 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, July 22-26, 2012.

- K. Sun, K. Hur, P. Zhang, "A New Unified Scheme for Controlled Power System Separation Using Synchronized Phasor Measurements", IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, No. 3, pp. 1544-1554, Aug. 2011.
- Preventing, Controlling and Mitigating Power System Separation: Developing an Early Warning and Decision Support Tool. EPRI, Palo Alto, CA: 2010. 1020057.
- Jose Luis Magaz, Alejandro Capara and Alberto Del Rosso, "Defence plan against massive blackouts of a large interconnected power system in a deregulated environment: The Argentinean case". IASTED conference on "PowerCon-2003: Special Theme Blackout" (PowerCon 2003). December 10-12, 2003, New York City, NY, USA.
- Javier Chincuini, Gerardo Amico, Pablo D'Amore, and Ricardo Ramos, Implementation of a wide area monitoring system in "Sistema Argentino de Interconexión", Cigre Session 2018, paper C2-127
- CAMMESA – <http://www.cammesa.com> CIGRE Working Group 34.08, "Isolation and Restoration Policies against System Collapse", June 2001.