

ESQUEMA DE SINCROFASORES: APLICACIÓN PARA PROTECCIÓN

J. VIVES*
ESTUDIOS ELÉCTRICOS
Argentina

D. PERRONE
ESTUDIOS ELÉCTRICOS
Argentina

A. MUSTO
ESTUDIOS ELÉCTRICOS
Argentina

***Resumen** – Se presenta una alternativa de solución para la detección y posterior toma de acciones frente a fenómenos de inestabilidad angular/tensión mediante la implementación de un esquema de sincrofasores. Se describen los resultados de los estudios realizados sobre el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC) donde se analiza la implementación del esquema mediante la simulación de transitorios electromecánicos ante la ocurrencia de una contingencia extrema. Se detallan las ventajas de este tipo de esquemas y variables necesarias a monitorear para la correcta identificación del fenómeno.*

***Palabras clave:** Sincrofasores, Protección, Colapso Angular, Colapso en Tensión, PMU, Ángulo, Tiempo Real.*

1 INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia presentes en América del Sur se caracterizan por contener líneas de transmisión de gran longitud en cuyos extremos se localizan centros de generación y de consumo que provocan flujos de potencia importantes por dichos enlaces. Estas características topológicas ocasionan que deban estudiarse en detalle los fenómenos asociados a inestabilidades del tipo angular y tensión tanto en condiciones normales de operación como en casos de contingencia.

Las actuales exigencias a las que se ven sometidas las instalaciones de los SEP provocan que deban desarrollarse nuevas formas de detección y acción que impliquen tiempos mínimos de actuación con el fin de evitar efectos compuestos de colapsos angulares y de tensión.

El caso estudiado consiste en la detección y mitigación de fenómenos de inestabilidad angular y en tensión mediante la implementación de un esquema de sincrofasores, para atender a condiciones seguidas de eventos de contingencias extremas.

2 SISTEMA EN ESTUDIO

2.1 Características

El Sistema Interconectado Central de Chile se caracteriza por poseer un sistema de 500kV no enmallado el cual se extiende por más de 500km en sentido Sur-Norte. Esta condición topológica favorece a que la ocurrencia de fallas de gran magnitud provoque condiciones críticas para el sistema en estudio.

La demanda total sistémica se encuentra entre los 4000MW y 7000MW por lo que la pérdida de un vínculo de 500kV de 1500MW de capacidad afecta significativamente al sistema, pudiendo representar hasta aproximadamente un 37% de la demanda.

2.2 Contingencia Extrema

La contingencia estudiada provoca inicialmente la separación eléctrica del SIC en dos sub-sistemas (islas), al norte y al sur de la subestación Charrúa, completamente independientes entre sí. El sub-sistema importador permanecerá con déficit de generación, y el sub-sistema exportador permanecerá con exceso; en ambos casos el desbalance de potencia resultará igual a la potencia circulante por el doble circuito.

En la Fig. 1 se presenta un esquema representativo de los eventos desencadenados por la contingencia, para un escenario de demanda media y transferencia de 1360MW por el doble circuito Charrúa – Anchoa 500kV. Como puede observarse, el subsistema sur se presenta como exportador de potencia (condición típica), es decir el flujo posee dirección sur → norte, lo que corresponde a la situación de mayor probabilidad de ocurrencia.

Al abrirse el doble vínculo, la pérdida de la transferencia de potencia desde Charrúa hacia Anchoa 500kV provoca un déficit de generación en el subsistema norte, reflejado en una caída de frecuencia que guardará estrecha relación con el monto de potencia transferido.

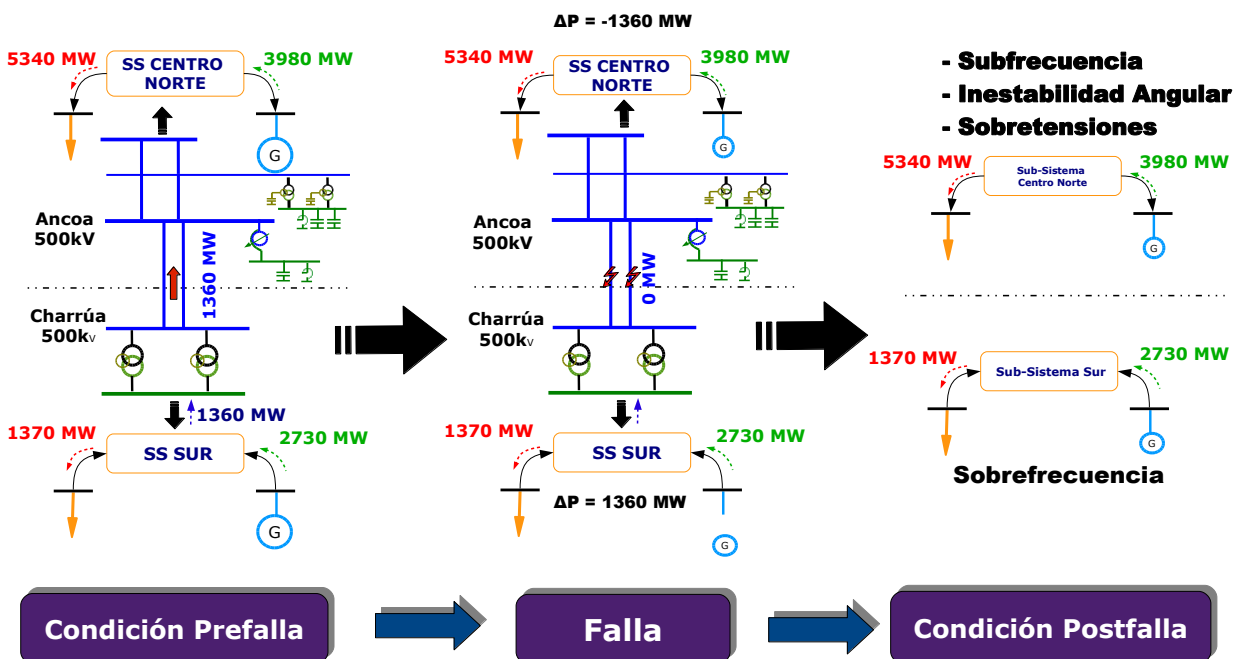


Fig. 1. Contingencia Extrema

Mediante la simulación de la contingencias, se determinó que la pérdida de dichos montos de potencia provoca fenómenos de inestabilidad angular entre el norte y el centro del SIC, causado principalmente por la interacción de la generación térmica presente en el área norte y las grandes longitudes de línea de 220kV que vinculan las subestaciones allí presentes con el centro del sistema.

3 FENÓMENO DE INESTABILIDAD

3.1 Descripción

El aumento de la potencia transmitida por un vínculo causa en un primer instante que la diferencia angular entre las barras de los extremos se incremente. Este fenómeno de elevación de la potencia eléctrica transmitida puede estar causado por la pérdida de otro vínculo de transmisión paralelo o desvinculación de grandes montos de generación que provoque que la potencia eléctrica de las unidades presentes en el otro extremo se incremente transitoriamente.

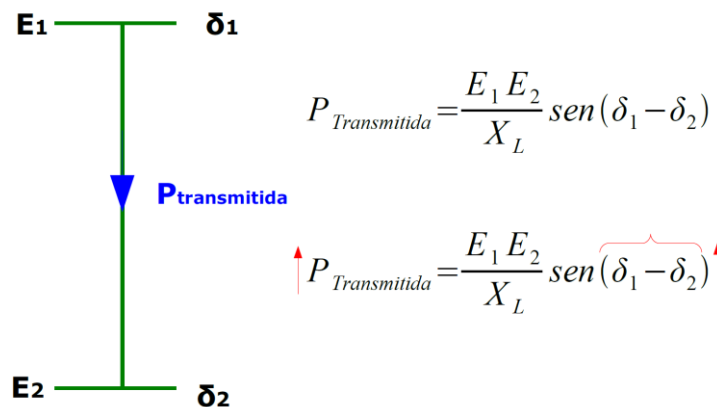


Fig. 2 Fenómeno en estudio

Particularmente, vínculos de transmisión débiles reflejados en una reactancia de elevado valor, provocan que la apertura angular resulte significativa ante el aumento de la potencia transmitida. Este fenómeno puede provocar la pérdida de paso de las unidades presentes en el extremos lo cual, a su vez, se ve reflejado en decaimientos rápidos de la tensión.

3.2 Caso en Estudio

El caso estudiado comprende el análisis de la desvinculación de aproximadamente 1400MW de generación lo cual representa hasta un 30% de la potencia total del sistema bajo análisis, constituyendo una contingencia de gran severidad.

Por medio de simulaciones electromecánicas se determinó que, debido a este desbalance demanda/generación, las unidades sincrónicas presentes en la zona norte incrementaban su potencia eléctrica provocando un aumento de transferencia por el vínculo de hasta un 75%. Este flujo de potencia transitorio generaba un rápido y excesivo incremento de la diferencia angular, causando la desvinculación sincrónica de ambos subsistemas y consecuentes colapsos por subtensión en tiempos menores a 300ms de producida la contingencia

La inestabilidad se observa asociada a una desvinculación sincrónica entre el subsistema norte y el subsistema centro, tal como lo evidencia la figura siguiente sobre el comportamiento de la frecuencia y tensión para distintas barras del sistema

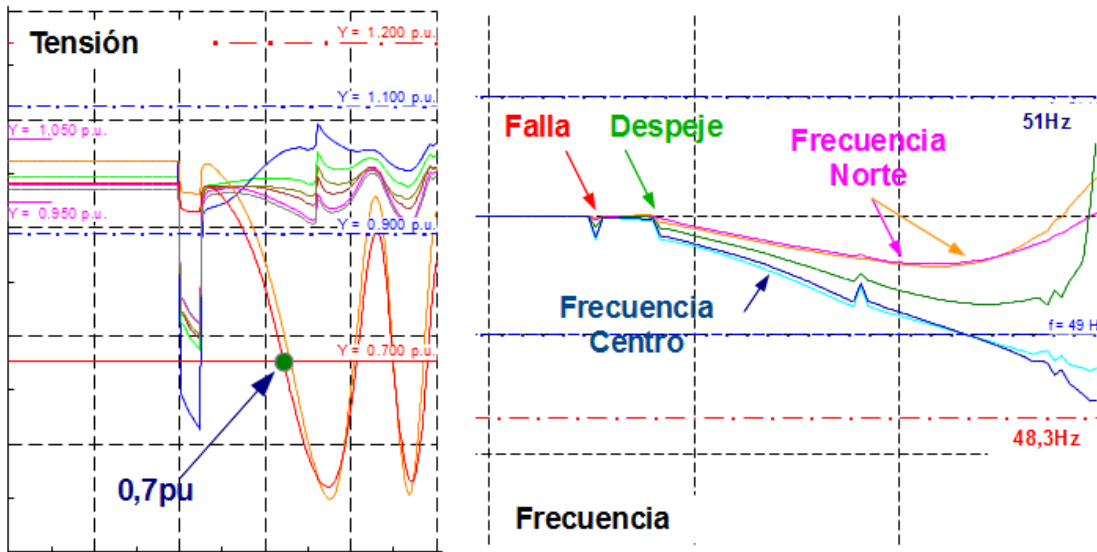


Fig. 3 Desvinculación Sincrónica Centro-Norte

Al transcurrir aproximadamente 1 seg. del despeje de la falla, las frecuencias del subsistema centro y norte presentan una diferencia mayor a 1,5Hz. El déficit de generación en la zona norte provoca que las unidades presentes en el subsistema aumenten inicialmente su potencia eléctrica. Esto provoca una mayor transferencia de potencia y por lo tanto una apertura del ángulo de carga.

Dadas las características de las unidades térmicas de relevancia de la zona, existe una alta probabilidad de que se encuentren despachadas en el común de los escenarios lo cual aumenta la posibilidad de inestabilidad debido al aporte inicial de potencia eléctrica de dichas unidades y la posterior inestabilidad angular.

La Fig. 4 muestra el comportamiento de la diferencia angular entre dos barras representativas del sistema causado por el aporte transitorio de potencia eléctrica de las unidades generadoras de la zona norte.

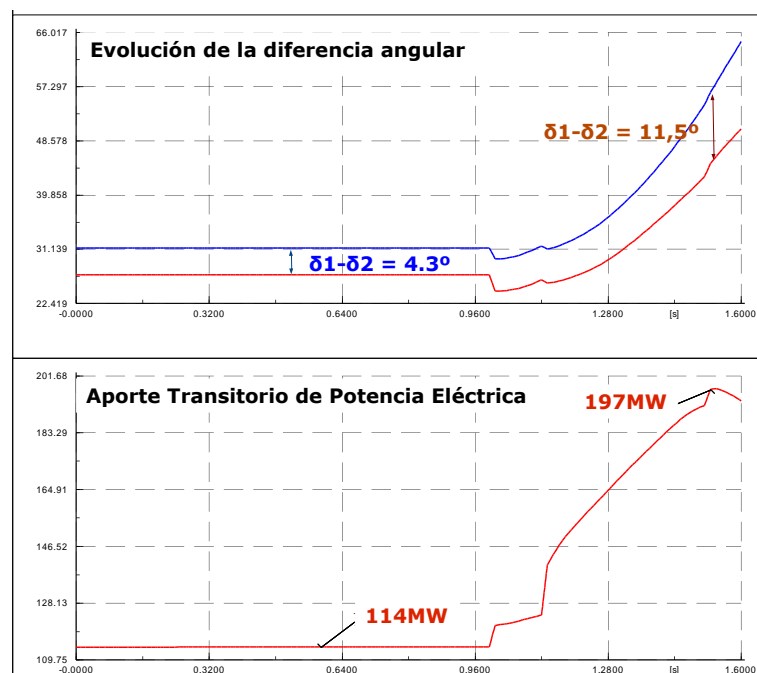


Fig. 4 Evolución de la diferencia angular y aporte transitorio de potencia

4 RECURSO ESTABILIZANTE

La inestabilidad angular observada, ocurre en tiempos mínimos sin que pueda llegarse a actuar sobre los controles de las unidades generadoras [1]. Como alternativa para la disminución de la transferencia por los vínculos de 220kV del norte, podría pensarse en la implementación de un automatismo de DAG en las centrales térmicas del norte del sistema [2]. Sin embargo, el gran déficit de generación en el subsistema centro-norte, sumado a la desconexión adicional de generación, provocaría un desbalance aún mayor, conduciendo sin lugar a dudas al colapso total por subfrecuencia. Adicionalmente, la doble contingencia se encuentra a más de 900km de punto donde se registra la inestabilidad lo que hace impracticable la comunicación directa para la toma de acciones en los tiempos requeridos.

Considerando lo mencionado hasta aquí y con el fin de lograr la estabilización del sistema norte, se propone realizar la división del área al norte en dos subsistemas, mediante la apertura de un doble circuito de 220kV. De esta manera, el subsistema queda dividido en dos islas eléctricas (norte y centro), las cuales luego de la apertura resultarán totalmente independientes entre sí.

Para estos casos las protecciones convencionales presentes en el sistema (protecciones de distancia) no lograban cumplir con los tiempos de actuación requeridos para evitar que los ángulos y tensiones alcancen valores inadmisibles. Por otra parte, debido a la baja probabilidad de ocurrencia de la falla en estudio, la solución mediante la instalación nuevo equipamiento primario (SVC, STATCOM, etc.) no resultó inicialmente viable en términos técnico-económicos.

Por estos motivos, fue estudiada la posibilidad de implementación de un esquema de sincrofasores que permita la pre-detección de la inestabilidad y posterior desvinculación de ambos sub-sistemas [3].

Para ello fue diseñado un esquema de monitoreo en tiempo real de la diferencia angular de ambos extremos mediante la instalación de PMUs. Por medio del análisis por simulación de múltiples condiciones de operación se determinaron los umbrales de diferencia angular necesarios para la detección de los casos de inestabilidad en tiempos mínimos.

Se establecieron dos condiciones de habilitación las cuales deben ser alcanzadas simultáneamente: **diferencia angular y velocidad de cambio de dicha diferencia**. Esto permite la discriminación efectiva entre casos inestables y fallas convencionales que no provocan inestabilidades en el sistema.

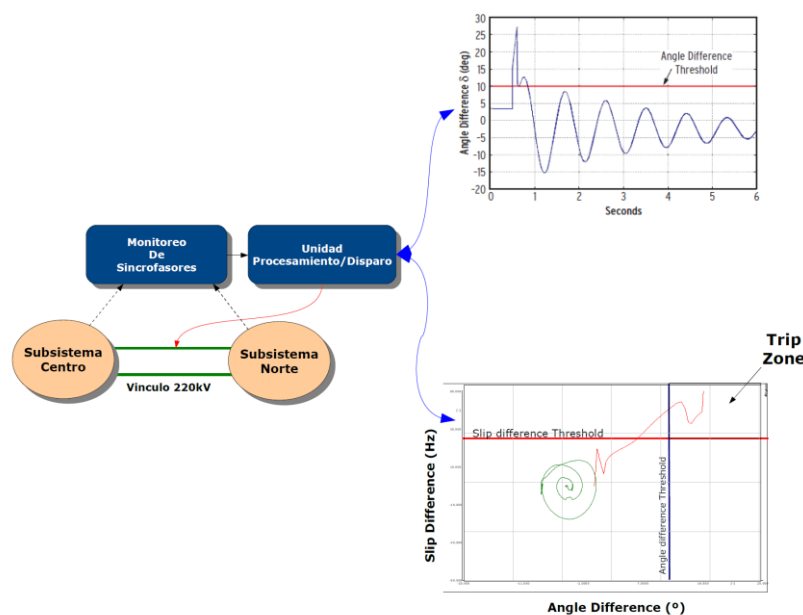


Fig. 5 Detección de la inestabilidad mediante sincrofasores

Los criterios adoptados para la creación de las islas contemplan lo enunciado en los siguientes puntos:

- El punto de apertura debe seleccionarse de manera de formar islas que posean montos de demanda y generación lo más balanceados posible. Esta condición es sumamente favorable para ambas islas dado que, el desbalance de una afecta de manera directa a la otra.
- La creación de las islas debe contemplar la mitigación del efecto de inestabilidad (controlabilidad).
- La medición para la creación de islas debe realizarse entre puntos que permitan la identificación del fenómeno (observabilidad).

Bajo estas consideraciones fue escogido el punto de apertura de manera de lograr la estabilización del sistema ante la doble contingencia.

5 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS

A partir de simulaciones dinámicas en múltiples escenarios posibles de operación, se verificó la actuación del esquema propuesto para la formación de islas.

La Fig. 6 muestra el resultado de la evolución de la diferencia angular (δ) vs. velocidad de cambio (S_f) para múltiples fallas observadas. Tal como puede observarse los casos estables no alcanzan la condición de actuación del esquema permitiendo que ambos subsistemas se mantengan vinculados. Por otra parte, los casos en que se registran colapsos por inestabilidad angular/tensión son detectados por el esquema en tiempos mínimos permitiendo la formación de islas estables.

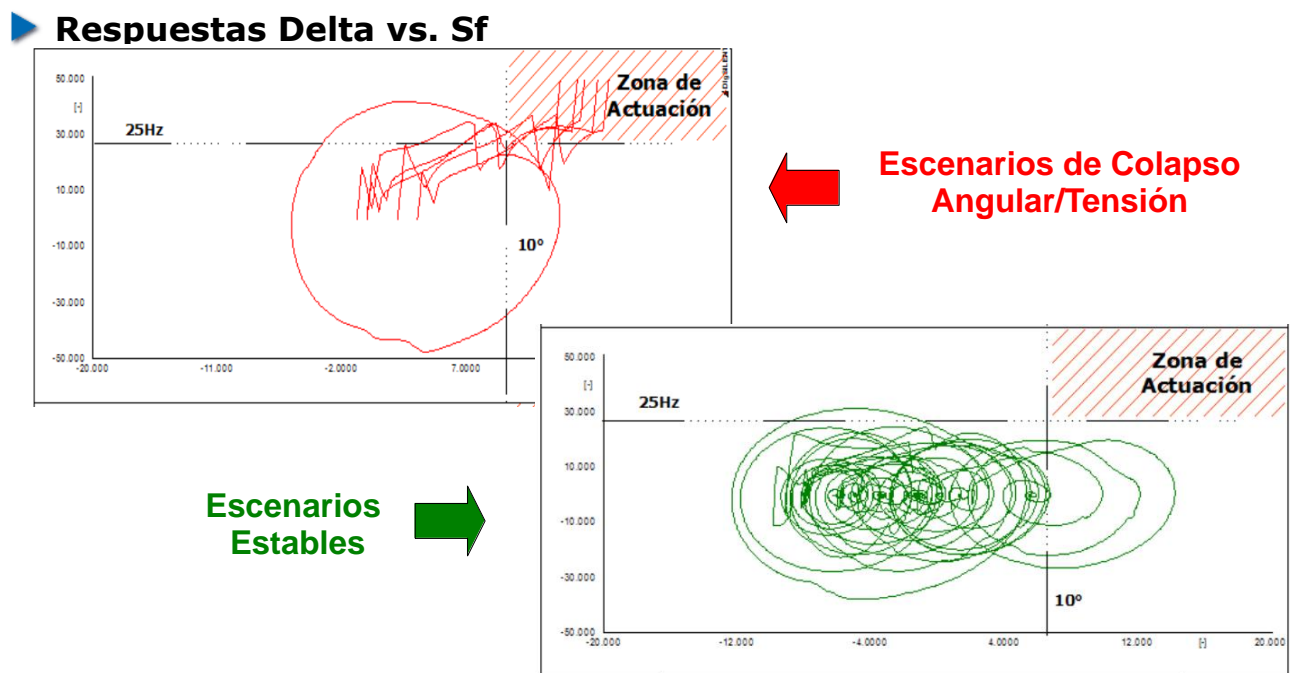


Fig. 6 Respuesta Delta vs. Sf

Los tiempos de actuación registrados resultan menores a 300ms lo cual evita que los ángulos de las unidades sincrónicas de la zona norte y la tensión de las barras descendan por debajo de 0.7 p.u.

En base a estos resultados se logra la formación estable de las islas para los casos en los que se requiere su formación para evitar colapsos angulares.

6 CONCLUSIONES

- Los estudios de PDCE en el sistema de Chile, reflejaron la necesidad de implementar un método de detección y toma de acciones frente a fenómenos de inestabilidad angular/tensión en tiempos mínimos.
- Debido a la naturaleza de la contingencia, no fue posible la aplicación de métodos tradicionales (esquemas de DAG/DAC) para evitar el colapso del sistema.
- Las protecciones instaladas en el sistema no resultaban lo suficientemente rápidas para detectar la inestabilidad y tomar acciones previo al colapso del sistema.
- Se diseñó un esquema de sincrofasores ubicado entre dos barras críticas del sistema que permita la separación en islas una vez detectado el fenómeno de inestabilidad. El punto escogido logra simultáneamente la pre-detección de la inestabilidad y posterior estabilización de ambas islas eléctricas
- Esta solución logra la predicción segura de las condiciones de inestabilidad, logrando la detección y toma de acciones en tiempos mínimos. Esto permite la toma de acciones locales (formación de isla, DAG, DAC, etc.) que permitan restituir las condiciones de estabilidad requeridas en el sistema. Para el caso particular de estudio el esquema planteado induce a la formación estratégica de dos islas, la cuales resultan estables con sus propios recursos de control.

7 REFERENCIAS

- [1] Edmund O. Schweitzer III, David Whitehead, Greg Zweigle, Krishnanjan Gubba Ravikumar, "Synchronasor-Based Power System Protection and Control Applications". 2009.
- [2] Edmund O. Schweitzer, III and David E. Whitehead, "Real-World Synchronasor Solutions", 2008.
- [3] Roberto Cimadevilla, "Fundamentos de la Medición de Sincrofasores", CIGRE, Mayo 2009, XIII ERIAC, Puerto Iguazú.