

Impacto del Modelado de los Sistemas Eléctricos Brasileño y Argentino en los Estudios de Estabilidad Electromecánica en la Operación Interconectada de Itaipú y Yacyretá

Ernesto Gabriel Alcaraz Funes^[1]
gabrielalcarazfunes@outlook.com

Alexandro Carlos E. Martínez Yegros^[1]
alemartinez_1905@hotmail.com

Enrique Ramón Chaparro Viveros^{[2][3]}

cver@itaipu.gov.py

^[1] **Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional de Asunción – UNA**
Campus Universitario – San Lorenzo – Paraguay

^[2] **Itaipú Binacional**

Central Hidroeléctrica – Hernandarias – Alto Paraná – Paraguay

^[3] **Facultad Politécnica – Universidad Nacional del Este – UNE**
Campus de la Universidad Nacional del Este – Alto Paraná – Paraguay

RESUMEN

Estudios anteriores de evaluación de la operación interconectada de las Centrales de Itaipú y Yacyretá a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), desarrollados en el ámbito de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Asunción, han estado centrados en el modelado dinámico de ambas centrales así como del sistema de transmisión del SIN. Dichos modelos contenían una representación simplificada del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) así como la conexión con el Sistema Interconectado Brasileño (SIB) a través del convertidor HVDC de la Subestación Foz de Yguazú, utilizándose para el efecto una representación de impedancia constante.

Dadas las implicancias que dicha simplificación podría tener en los resultados, en este trabajo se analiza el impacto de la utilización de una representación dinámica más apropiada del SADI y del SIB en el desempeño dinámico de la operación interconectada de las centrales antes citadas. Para el estudio, el SIN es modelado hasta el nivel de tensión de 220 kV e incluyendo a las líneas de transmisión en 500 kV, Margen Derecha – Villa Hayes, que conecta a la Subestación Margen Derecha, en Itaipú, con la Subestación de Villa Hayes de la ANDE (ES-VHA), (actualmente en operación); y, así como la línea Ayolas – Villa Hayes, que conectará a la Subestación de Ayolas con la ES-VHA (prevista para el año 2016).

Para obtener un modelo reducido del SADI, y a la vez una representación apropiada de ese sistema, se realiza un procedimiento de reducción de sistemas eléctricos utilizando los conceptos de coherencia dinámica de generadores y reducción de barras por el método de Ward. Para la representación del sistema brasileño se implementa un modelo equivalente para la transmisión en alta tensión en CC (HVDC) que alimenta la subestación de IBIUNA en CC con energía convertida desde el sector 50 Hz de la central Itaipú.

Las simulaciones son realizadas en el paquete de software PSAT (Power System Analysis Toolbox), herramienta desarrollada en MatLab® para análisis en régimen permanente y dinámico de sistemas eléctricos de potencia. El sistema de potencia utilizado en las simulaciones corresponde a un caso de carga máxima simultánea del SIN previsto para el año 2016 según el Plan Maestro de Generación y Transmisión de la ANDE.

PALABRAS CLAVES

Estabilidad electromecánica, Coherencia de generadores, Reducción de sistemas eléctricos, Operación interconectada.

1. INTRODUCCION

Actualmente, el SIN se encuentra operando en dos subsistemas eléctricamente separados, el Sub-Sistema 1 (SS1) alimentado por Itaipú y Acaray; y el Sub-Sistema 2 (SS2) alimentado por Yacyretá. La transmisión se realiza principalmente en 220 kV, contándose con una única línea de transmisión en 500 kV, lo que conlleva a una inviabilidad técnica en la interconexión entre las centrales, por problemas de estabilidad angular.

Según el Plan Maestro de Generación y Transmisión de la ANDE, para el año 2016 está prevista la puesta en servicio de la línea de transmisión en 500 kV Yacyretá – Ayolas – Villa Hayes. La disponibilidad de dicha segunda línea en 500 kV se constituirá en un importante refuerzo a la red de transmisión que posibilitará una operación totalmente interconectada del SIN, que permitiría lograr una optimización en la utilización de la infraestructura de transmisión y una mayor seguridad en el suministro. Sin embargo, como en todo proyecto de interconexión de centrales, podrían surgir problemas de estabilidad, siendo necesarios estudios dinámicos que demuestren la estabilidad y seguridad de la operación interconectada.

El presente trabajo consiste en una extensión del trabajo desarrollado en [1], estableciéndose, sin embargo, un equivalente dinámico, desarrollado con más rigurosidad, y que represente fielmente el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de gran porte del SIB y del SADI. De igual forma, se consideran también obras de expansión adicionales que alteran la configuración del modelado previsto del SIN. De esta forma, se podrá evaluar el impacto de la inclusión del SIB y del SADI en los resultados del estudio de estabilidad del SIN, considerando la operación interconectada de las centrales hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá.

2. MODELO EQUIVALENTE DEL SADI

Para el estudio de estabilidad de un determinado SEP, conectado a otras grandes redes eléctricas, es común modelar en detalle el sistema que será analizado y representar las otras redes mediante algún modelo de orden reducido. El conjunto de ecuaciones, el cual es una aproximación del sistema real, es denominado equivalente dinámico de un SEP [2].

La zona del sistema eléctrico a ser analizada es denominada área interna o de estudio y en ella, las barras de carga y generación son mantenidas intactas y pueden utilizarse los modelos de generadores y controladores detallados. El resto de la red eléctrica es denominada área externa, en ella, las barras de carga y generación pueden ser reducidas y pueden emplearse modelos dinámicos equivalentes para los generadores y controladores.

En el presente trabajo, el SIN es considerado como en área interna, representado mediante un equivalente hasta el nivel de tensión de 220 kV con las 2 líneas de 500 kV de MD-VHA y AYO-VHA, modelado y validado en [1]. El SADI y el SIB son considerados como áreas externas, vinculadas al SIN a través de las tres líneas de 500 kV Yacyretá-Rincón Sta. María y el enlace HVDC respectivamente.

3. MODELO EQUIVALENTE ESTÁTICO

Un equivalente estático puede inicializarse utilizando el concepto de coherencia de generadores, el cual se define como la tendencia de grupos de generadores a oscilar juntos luego de una perturbación. Un grupo de generadores son coherentes si la diferencia angular $\delta_i(t) - \delta_j(t)$ es aproximadamente igual a una constante C_{ij} . Los generadores determinados como coherentes pueden agruparse en grupos de generadores coherentes, y podrían constituir un único generador equivalente.

Los datos del SADI en formato PSS/E son convertidos al formato PSAT [3]. Esta matriz está conformada por todas las barras del SADI, con modelos de generadores pero sin controladores y para fines prácticos lo referenciamos como sistema completo.

En el presente trabajo, el conjunto de generadores coherentes dentro del SADI se obtiene simulando la aplicación de un cortocircuito trifásico a tierra durante 0.1s en la barra de 500 kV de la subestación

XI SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ Paraguay
24, 25 y 26 de Setiembre de 2014

Mercedes en el modelo completo del mismo. La tolerancia utilizada fue establecida en 2.14°, valor para el cual se obtiene un total de 19 grupos coherentes, tal como se indica en la **Tabla I**.

Los grupos 6 y 7 no se consideran para el sistema reducido, porque pertenecen a los generadores de Acaray y Yacyretá, respectivamente, y forman parte del área interna. Además, los grupos 2, 5 y 8 al 19 tampoco se consideran, porque la potencia generada en estas unidades es muy inferior a la generada por los grupos 1,3 y 4; es decir, se desprecian cerca de 673 MW de un total de 21855 MW, y lo cual se considera aceptable al representar un 3 % de la potencia total involucrada, lo que facilita para la reducción equivalente. De los grupos 1, 3 y 4 son discriminados los generadores de polos lisos de los generadores de polos salientes, obteniéndose un total de 6 subgrupos de generadores coherentes.

Tabla I – Grupos coherentes determinados en el SADI

| Grupo Coherente Número | Cantidad de Generadores | P[MW] | Grupo Coherente Número | Cantidad de Generadores | P[MW] |
|------------------------|-------------------------|---------|------------------------|-------------------------|-------|
| 1 | 193 | 15395.3 | 10 | 1 | 15.4 |
| 2 | 4 | 309 | 11 | 1 | 22 |
| 3 | 20 | 2204 | 12 | 1 | 18 |
| 4 | 40 | 1107.5 | 13 | 4 | 61 |
| 5 | 1 | 20 | 14 | 1 | 18 |
| 6 | 2 | 100 | 15 | 3 | 26 |
| 7 | 19 | 2375 | 16 | 1 | 3.5 |
| 8 | 3 | 72 | 17 | 1 | 15 |
| 9 | 2 | 24 | 18 | 1 | 15 |
| | | | 19 | 3 | 54 |

Una vez determinado los grupos coherentes, en el siguiente paso, se representan un conjunto de barras pertenecientes a un grupo coherente, por una única barra equivalente. Para ello, fue definida la barra equivalente como aquella que posee tensión y ángulo igual al promedio de dichas magnitudes de cada generador del grupo coherente [4].

Aquellas barras equivalentes son conectadas a las barras de generación originales, a través de transformadores desfasadores ideales con relación de transformación compleja, para mantener las magnitudes correspondientes de tensión y ángulo. Si existiesen conexiones entre barras de generación dentro de un mismo grupo coherente, la misma es reemplazada por admitancias propias en derivación en las barras de generación correspondientes a los extremos de la línea equivalentada.

Las potencias de carga, de generación y las admitancias de las barras de generación originales son transferidas a las barras equivalentes y son sumadas teniendo en cuenta la relación de transformación compleja para el caso de las admitancias en derivación. Luego, las barras de generación originales son eliminadas mediante un proceso de reducción de barras.

Aplicando la metodología descrita, para la obtención del modelo reducido, sobre el sistema completo del SADI, se obtiene una matriz de admitancia de dimensión 2003x2003, siendo la dimensión original del sistema completo igual a 2230x2230 barras.

Posteriormente, se procede a la reducción de las barras de carga del resto del sistema externo, para lo cual se utiliza el método de Ward, el cual se constituye básicamente en un procedimiento de eliminación Gaussiana [4].

En la **Tabla II** se ilustra la comparación del flujo de potencia a través de las líneas del SADI que fueron mantenidas en el sistema equivalente. A partir de esta comparación, el equivalente estático queda validado, ya que se considera que las diferencias obtenidas son aceptables tomando como referencia el rango de potencias que se maneja en el sistema.

4. MODELO EQUIVALENTE DINÁMICO

4.1. Generadores Equivalentes

Para el cálculo de los parámetros de los generadores equivalentes se recurre al procedimiento descrito en [4], en donde se establece que los valores de las reactancias de eje derecho y en cuadratura del generador equivalente, pueden ser obtenidos como resultado de una combinación en paralelo de las reactancias de cada generador perteneciente al grupo coherente. Las constantes de tiempo se obtienen promediando las constantes de tiempo de cada unidad del grupo.

Tabla II – Comparación de flujos de potencia entre el sistema equivalente y el sistema completo

| ID | BARRA DE | ID | BARRA PARA | SIST. COMPLETO | | EQUIVALENTE | | Dif. P | Dif. Q |
|-------|--------------|-------|------------|----------------|-----------------------|-------------|-----------------------|--------|---------|
| | | | | P [MW] | Q [MVA _r] | P [MW] | Q [MVA _r] | | |
| 2002 | CAMPANA | 4004 | C. ELIA | -193.49 | -191.85 | -144.26 | -199.27 | -49.23 | 7.42 |
| 2003 | BELGRANO | 4004 | C. ELIA | -76.37 | -139.23 | -23.11 | -144.25 | -53.26 | 5.02 |
| 2090 | RAMALLO | 4000 | R. OESTE | 624.48 | 19.00 | 682.37 | 83.20 | -57.89 | -84.20 |
| 2090 | RAMALLO | 3004 | RODRIGUEZ | -321.71 | 100.81 | -353.63 | 104.18 | 31.92 | -3.37 |
| 3004 | RODRIGUEZ | 2003 | BELGRANO | -455.18 | -420.78 | -394.60 | -437.57 | -60.58 | 16.79 |
| 3004 | RODRIGUEZ | 2002 | CAMPANA | 145.48 | -16.42 | 197.41 | -23.94 | -51.93 | 7.52 |
| 4010 | S. TOME | 4006 | ROMANG | -138.98 | -140.19 | -105.67 | -134.68 | -31.31 | -5.51 |
| 4010 | S. TOME | 4008 | S. G. A. | -569.38 | -67.47 | -574.66 | 85.71 | 5.28 | -153.18 |
| 5005 | P. DE PATRIA | 5002 | RINCON | -1079.02 | 2.18 | -1077.85 | -26.37 | -1.17 | 28.55 |
| 5030 | MERCEDES | 5002 | RINCON | -509.38 | -191.34 | -481.38 | -191.90 | -28.00 | 0.56 |
| 6000 | ALMAFUERTE | 4000 | R. OESTE | -289.82 | -152.14 | -335.99 | -150.42 | 46.17 | -1.72 |
| 90080 | S. JAVIER | 90000 | S. G. U. | -492.58 | -42.37 | -493.29 | -46.14 | 0.71 | 3.77 |

Por otra parte, los momentos de Inercia y los coeficientes de amortiguamiento equivalentes son considerados igual a la sumatoria de dichas magnitudes correspondientes a cada generador dentro del respectivo grupo coherente.

Los generadores equivalentes obtenidos se validan con una comparación de respuestas angulares en el dominio del tiempo entre el sistema completo y el equivalente tomando como curva de referencia para la comparación, la resultante de la suma ponderada de las oscilaciones en función a la inercia de todos los generadores pertenecientes a cada grupo en particular, en respuesta a la misma perturbación (Cortocircuito trifásico en la barra de 500kV de Mercedes) obtenida del sistema completo. **Figura 1.**

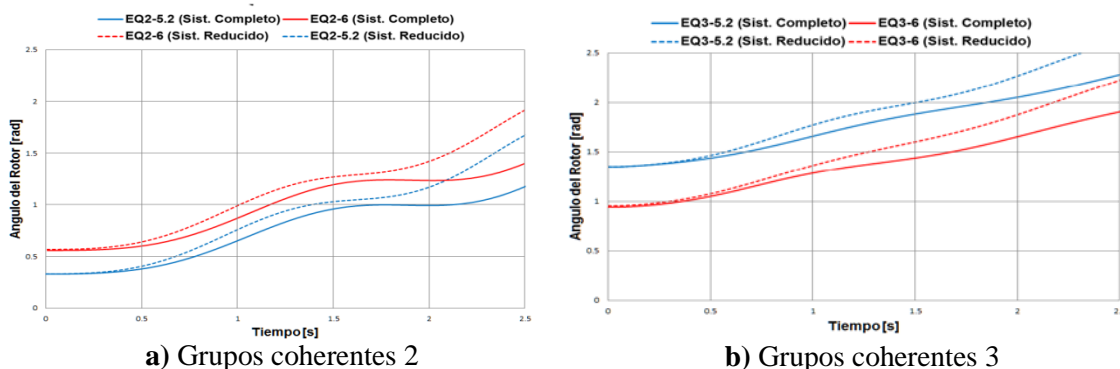


Figura 1 – Validación de generadores equivalentes.

4.2. Regulador Automático de Tensión (RAT)

Los modelos de los RATs del sistema de excitación de los generadores equivalentes, son asociados a los predefinidos en PSAT, con previo ajuste y validación de los parámetros que describen el modelo. La obtención de los parámetros del RAT, asociado a los generadores equivalentes, sigue la metodología descrita en [8], para ajuste del RAT. Primeramente se representa un sistema formado por el generador

equivalente conectado a una barra infinita, a través de una línea de transmisión, cuya impedancia sea proporcional a la reactancia transitoria de eje directo del generador. Los estabilizadores y el regulador de velocidad correspondiente, deben estar desactivados. Se simula una variación de la tensión de referencia del 10% en adición.

Al obtener la respuesta de tensión, en los terminales de los generadores originales (el de mayor inercia del grupo) en el grupo coherente considerado, con el correspondiente modelo completo del RAT, se obtienen respuestas que serán utilizadas como referencia para los RAT de los generadores equivalentes, ya representados en el PSAT. En la **Figura 2**, puede compararse las respuestas obtenidas tanto para el RAT real y el simplificado del PSAT.

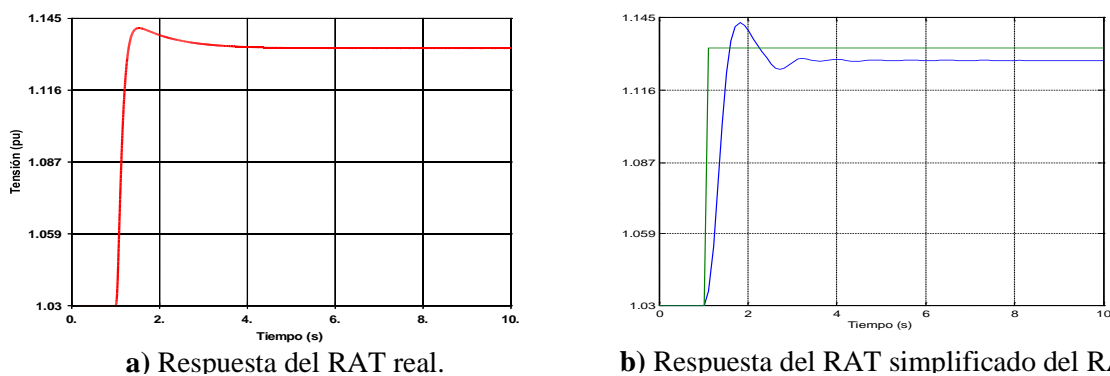


Figura 2 – Respuesta de la tensión terminal del generador equivalente 2 de polos lisos.

4.3. Regulador Automático de Velocidad (RAV)

El modelo del RAV a ser utilizado en cada generador equivalente, también corresponde al modelo predefinido en el PSAT, con previo ajuste y validación de los parámetros. Para los generadores de polos salientes se utiliza el Regulador Tipo 2 del PSAT, para los generadores de polos lisos se utiliza el Regulador Tipo 1 del PSAT [5]. En este caso, para la determinación de los parámetros del RAV del generador equivalente, se sigue el procedimiento de ajuste descrito en [8], se monta un sistema formado por un generador equivalente conectado a una carga constante, igual a la potencia generada por el generador equivalente respectivo, luego se varía en un 10% en adición a través de una curva escalón, el valor de la potencia activa de carga, de forma a observar la reacción de la potencia mecánica ante la variación de la potencia eléctrica.

Para la parametrización del RAV, se incluye al RAT previamente ajustado. La línea de transmisión que conecta la barra de generación y la barra de carga tiene una reactancia igual a la reactancia transitoria en eje directo del generador equivalente [8].

El estatismo de los generadores equivalentes, de polos salientes, fue considerado igual al 2%, y 5% para los generadores de polos lisos. La validación se realiza utilizando los criterios de Margen de Ganancia >10 dB y Margen de Fase >50° en las respuestas en frecuencia de las funciones de transferencia del conjunto generador-regulador de velocidad, tomando como única variable de entrada a la velocidad de referencia [7].

4.4. Estabilizador del Sistema de Potencia (ESP)

El modelo del ESP, para el sistema de excitación de los generadores equivalentes, también se representa a través de modelos predefinidos del PSAT, con previo ajuste y validación de los parámetros que describen al modelo. En este caso, los parámetros del ESP se calculan, en el presente trabajo, utilizando el criterio de Nyquist [7]. El criterio de Nyquist permite realizar un ajuste local de cada ESP, asociado al generador equivalente correspondiente. Entonces, estando el generador equivalente conectado a una barra infinita, el

coeficiente de amortiguamiento obtenido con el criterio de Nyquist produce un coeficiente de amortiguamiento cercano al 27%.

Con el objetivo de verificar el aporte del ESP en el mejoramiento de la estabilidad, se monta en PSAT el mismo sistema Generador-Barra Infinita para cada generador equivalente. Se montan dos escenarios diferentes para una misma perturbación, la primera incluye el RAT sin el ESP y la segunda el RAT con la señal del ESP incluida. La perturbación a ser simulada es la variación de la tensión de referencia del RAT en un 10% en adición. Para cada generador equivalente conectado a la barra infinita se comparan los autovalores obtenidos para cada escenario, respectivamente.

5. MODELO EQUIVALENTE DEL SIB

La interconexión del SIB con el sistema de 50 Hz del SIN se realiza a través del enlace HVDC. Consecuentemente, la representación del SIB puede ser modelada de forma más sencilla del lado 60 Hz, debido a que el HVDC es un dispositivo regulador que puede operar a potencia constante y cuenta con dispositivos de control y protección para lograr esta operación. En este trabajo, se implementa el modelo del SIB utilizado según prácticas de Itaipú, la cual se representa esquemáticamente en la **Figura 3**.

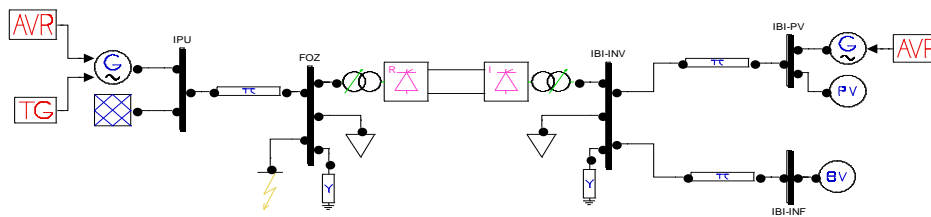


Figura 3 – Representación del sistema brasileño

6. SIMULACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

La condición de operación del SIN que fue considerada en las simulaciones, para la evaluación de la interconexión entre Itaipú y Yacyretá, corresponde a un caso de carga máxima prevista para el año 2016, igual a 3.382 MW. La demanda para el SADI es de 27.153 MW. Se considera que la central hidroeléctrica de Yacyretá genera una potencia de 3.100MW. La inyección de potencia al SIB, a través del HVDC, se calcula a partir de la inyección de Itaipú al SIN, considerando que la central Hidroeléctrica de Itaipú genera, aproximadamente, 7.000 MW.

En las simulaciones, se consideran cortocircuitos monofásicos de 100 ms de duración, los cuales son despejados por apertura de línea, sin considerar reconexión. Se tiene en cuenta el criterio utilizado en [6], que establece los límites de tensiones admisibles para contingencias de tipo $N - 1$.

Se realizarán simulaciones con condiciones críticas de operación del SIN con las líneas de 500kV MD-VHA y AYO-VHA en operación. Para las simulaciones, serán considerados dos casos: a) Itaipú 50Hz sin ESP, y b) Itaipú 50Hz con ESP (activados y ajustados localmente).

6.1. Cortocircuito en la SE-MD / Barra de 500kV y abertura línea 500kV MD-VHA

a) Sin la activación de los ESPs de Itaipú

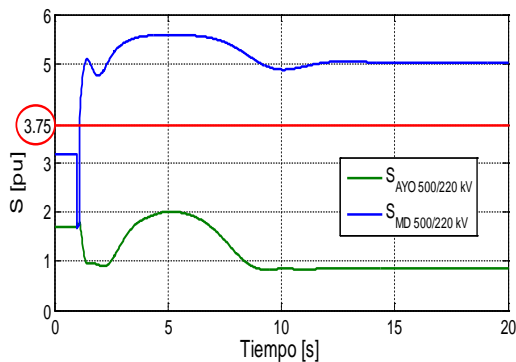
La simulación es realizada inicialmente para un despacho de Yacyretá al SIN de 400 MW, el cual es aumentado gradualmente. Se analizan aquellas inyecciones de potencia que cumplen con condiciones particulares dentro del sistema. Para una inyección de 400 MW, los autovalores del sistema presentan modos electromecánicos inestables, asociados a los generadores y la potencia a través del HVDC, conforme se indica en la **Tabla III**.

Tabla III – Autovalores del sistema post-perturbación. Inyección desde Yacyretá-SIN igual a 400 MW.

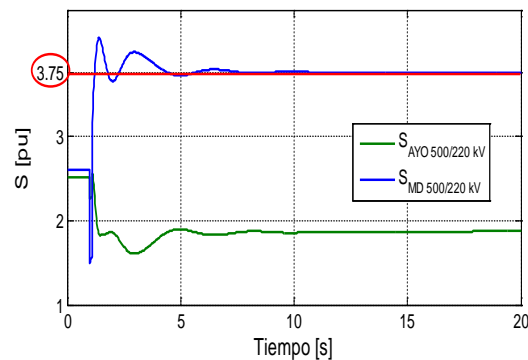
| Autovalor | Variables de Estado Asociadas | Parte Real | Parte Imaginaria | Frecuencia | ζ (%) |
|-----------|-------------------------------|------------|------------------|------------|-------------|
| 1 | delta1PU | 2.7953 | 0 | 0 | 100% |
| 2 | ldc_Hvdc_1 | 0.0502 | 0 | 0 | 100% |
| 3 | deltaEQ3-LISO, deltaEQ3-SAL | -0.4485 | 2.2364 | 0.3630 | 19.67% |
| 4 | deltaEQ3-LISO, deltaEQ3-SAL | -0.4485 | -2.2364 | 0.3630 | 19.67% |
| 5 | e1qEQ3-LISO | -0.5924 | 0.5258 | 0.1261 | 74.79% |
| 6 | e1qEQ3-LISO | -0.5924 | -0.5258 | 0.1261 | 74.79% |

Incrementando gradualmente el despacho de Yacyretá al SIN, se consigue estabilizar al sistema. Esto se consigue a partir de un despacho de 695 MW de Yacyretá al SIN. Sin embargo, los transformadores reguladores de 500kV/220kV, de la SE-MD, se sobrecargan, tal como se ilustra en la **Figura 4 (a)**.

Para una inyección de potencia desde Yacyretá al SIN mayor o igual a 1261 MW, el sistema se mantiene estable, y los transformadores de 500kV/220kV de la SE-MD operan a capacidad nominal. **Figura 4 (b)**.



a) Inyección desde Yacyretá al SIN de 695MW



b) Inyección desde Yacyretá al SIN de 1261MW

Figura 4 – Flujo de potencia a través de los transformadores SE-MD

b) Con la activación de los ESPs de Itaipú

En la **Tabla IV**, se observa el efecto de incluir a los ESP de Itaipú en el análisis de estabilidad, el color rojo corresponde a la inestabilidad del sistema, el amarillo a una estabilidad con sobrecargas en los elementos de transmisión, y el verde a la estabilidad sin sobrecargas.

Tabla IV – Respuesta del Sistema Con y Sin la activación de los ESPs de Itaipú

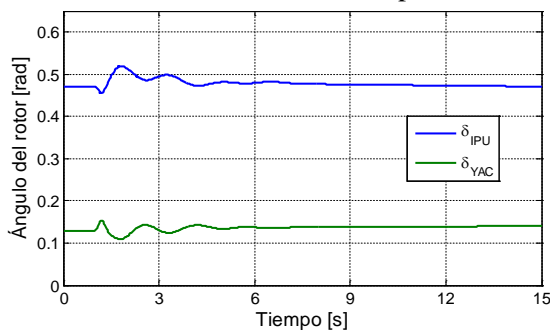
| Sin PSS | Sin PSS | | Sin PSS | |
|----------------------|-----------------|--------|-----------------|-------|
| Con PSS | Con PSS | | Con PSS | |
| Inyección desde | Inyección desde | | Inyección desde | |
| Yacyretá al SIN [MW] | 400 | 663 | 695 | 1261 |
| Sin PSS | Red | Red | Yellow | Green |
| Con PSS | Red | Yellow | Yellow | Green |

6.2. Cortocircuito en la ES-AYO / Barra de 500kV y abertura línea 500kV AYO-VHA

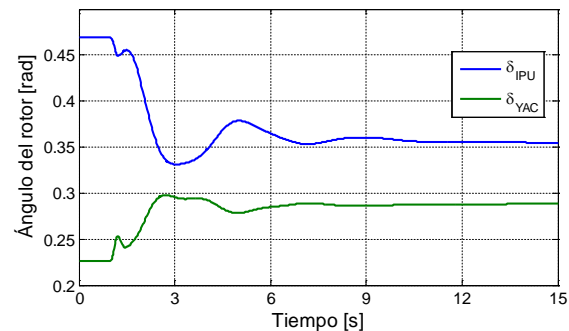
a) Sin la activación de los ESPs de Itaipú

Análogo al caso anterior, la simulación es realizada inicialmente para un despacho de Yacyretá al SIN de 400 MW, y se analizan aquellas inyecciones de potencia que cumplen con condiciones particulares dentro del sistema.

Para una inyección de 400 MW, la respuesta angular de los generadores de Itaipú y Yacyretá presenta oscilaciones de amplitud decreciente (**Figura 5 (a)**), para esta condición de operación, no se registran sobrecargas en los elementos de transmisión. Una respuesta similar se observa para una inyección desde Yacyretá al SIN de 600 MW (**Figura 5 (b)**), para esta condición de operación se verifica que una inyección inmediatamente superior a 600 MW, las líneas de 220 kV AYO-SPA operarían por encima de la capacidad nominal considerada de 228 MVA para estas líneas.



a) Inyección desde Yacyretá al SIN de 400MW



b) Inyección desde Yacyretá al SIN de 600MW

Figura 5 – Respuesta angular de los generadores de Itaipú y Yacyretá.

b) Con la activación de los ESPs de Itaipú

El efecto de la inclusión de los ESPs de los generadores de Itaipú proporciona un mayor coeficiente de amortiguamiento a los modos electromecánicos asociados a los generadores de Itaipú y Yacyretá, como se aprecia en la **Figura 6**, la misma resulta de la inyección desde Yacyretá al SIN de 600 MW, el mismo efecto se verifica para una inyección de 400 MW.

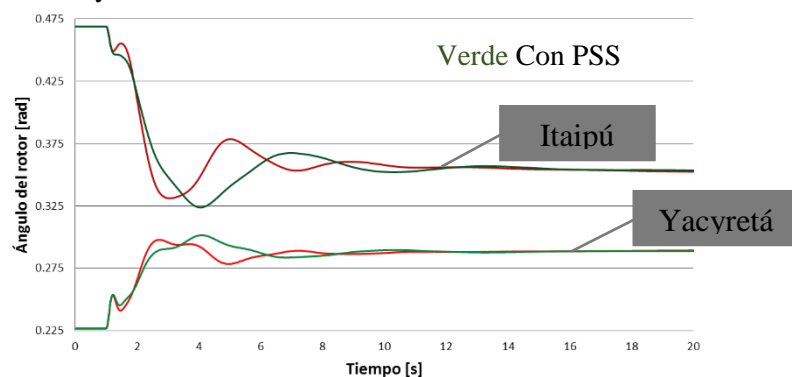


Figura 6 – Respuesta angular de los generadores de Itaipú y Yacyretá. Con y Sin ESP de Itaipú

6.3. Cortocircuito en la ES-VHA / Barra de 500kV y abertura línea 500kV MD-VHA sin la operación de la línea de 500 kV AYO-VHA

Debido a que la línea de 500 kV AYO-VHA está fuera de servicio, el despacho de Yacyretá al SIN está limitado por la capacidad de transmisión de las líneas de 220 kV AYO-SPA (Subestación San Patricio). Se considera entonces, un despacho de 493 MW de Yacyretá al SIN. La respuesta angular de los generadores de Itaipú y Yacyretá crece indefinidamente, perdiendo el sincronismo (**Figura 7**). Esta inestabilidad está asociada a los ángulos del rotor, de los generadores de Itaipú (**Tabla V**). A su vez, incluyendo los ESP, en los generadores de Itaipú, no se logra levantar la inestabilidad del sistema.

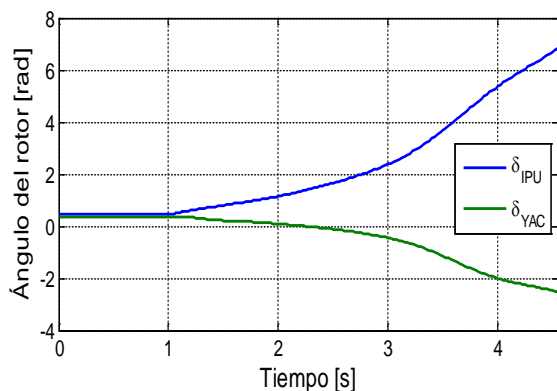


Figura 7 – Respuesta angular de los generadores de Itaipú y Yacyretá

Tabla V – Autovalores más significativos del sistema post-contingencia

| Autovalor | Variables de Estado Asociadas | Parte Real | Parte Imaginaria | Frecuencia | ζ (%) |
|-----------|-------------------------------|------------|------------------|------------|-------------|
| 1 | deltaIPU | 0.8757 | 0.0000 | 0.0000 | 100.00% |
| 2 | omegaYAC, deltaYAC | -0.3285 | 3.2271 | 0.5163 | 10.14% |
| 3 | omegaYAC, deltaYAC | -0.3285 | -3.2271 | 0.5163 | 10.14% |
| 4 | e1qEQ3-LISO | -0.7323 | 0.4534 | 0.1371 | 85.02% |
| 5 | e1qEQ3-LISO | -0.7323 | -0.4534 | 0.1371 | 85.02% |
| 6 | xr_Hvdc_1, ldc_Hvdc_1 | -0.7558 | 0.9478 | 0.1929 | 62.35% |
| 7 | xr_Hvdc_1, ldc_Hvdc_1 | -0.7558 | -0.9478 | 0.1929 | 62.35% |
| 8 | deltaEQ2-SAL, deltaEQ2-LISO | -0.9749 | 3.5786 | 0.5903 | 26.28% |
| 9 | deltaEQ2-SAL, deltaEQ2-LISO | -0.9749 | -3.5786 | 0.5903 | 26.28% |
| 10 | e1qEQ1-LISO | -1.2012 | 4.1550 | 0.6884 | 27.77% |
| 11 | e1qEQ1-LISO | -1.2012 | -4.1550 | 0.6884 | 27.77% |
| 12 | omegaPU | -1.2884 | 0.0000 | 0.0000 | 100.00% |

7. CONCLUSIONES

La utilización de equivalentes dinámicos más apropiados, tanto para el SADI como para el SIB, ofrecen respuestas dinámicas confiables y razonables. Han permitido observar fenómenos no capturados con una representación simplificada de impedancia constante. El modelo dinámico muestra un efecto estabilizador, principalmente ante perturbaciones en las cercanías de la Yacyretá.

La interconexión entre Itaipú y Yacyretá es viable, desde el punto de vista de la estabilidad, incluso en condiciones de operación crítica. Para una operación interconectada estable, en el año 2016, es necesaria la puesta en servicio de la LT en 500 kV AYO-VHA.

Debido al incremento de la demanda del SIN, a partir del año 2016, empiezan a aparecer problemas de estabilidad ante perturbaciones cerca de Itaipú, siendo necesaria una inyección mínima de 700 MW desde Yacyretá. Se constató, de las simulaciones realizadas, la necesidad de la activación de los ESPs en los generadores de Itaipu, para lograr una operación estable del SIN, para atender la alta demanda requerida a partir del año 2016.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Arrúa, S.; Cáceres, M.; Análisis de Estabilidad del Sistema Paraguayo con la operación interconectada de las Centrales de Itaipú y Yacyretá; Tesis de Grado de Ingeniería Electromecánica; Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Asunción, 2012.
- [2] Chang, A.; Adibi, M. M.; Power System Dynamic Equivalents; IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, N°8, Noviembre/Diciembre 1970.
- [3] Arsteinstein, M.; Giusto, A.; Grupo de Estabilidad y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia; <http://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/ecsep/>; Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay.

XI SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ Paraguay
24, 25 y 26 de Setiembre de 2014

- [4] Caudillo Rodríguez, M.A.; Equivalentes Dinámicos para estudios de estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia aplicando Coherencia; Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica; Sección de estudios de Postgrado e Investigación; Instituto Politécnico Nacional, México, D.F., 2012.
- [5] Milano, F.; Power System Analysis Toolbox Documentation for PSAT v2.0.0, February 14, 2008.
- [6] Plan Maestro de Generación y Transmisión: Periodo 2012-2021, ANDE.
- [7] Ogata K.; Ingeniería de Control Moderna; Prentice Hall, Tercera Edicion, 1998.
- [8] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energía Elétrica. Programa ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos. Manual do Usuário. V10.04.05.