

Utilización de los PSS de las Unidades Generadoras de Itaipu 50 Hz para Estabilización y Mejora del Desempeño Dinámico del Sistema Interconectado Paraguay-Argentino-Uruguayo

Manuel L. Sosa Ríos, Jonas Roberto Pesente

ITAIPU Binacional

Paraguay, Brasil

RESUMEN

La integración energética de América Latina es un proyecto de gran extensión, discutido desde hace varios años, y requiere grandes esfuerzos en diferentes ámbitos políticos, económicos y técnicos, abarcando casi la totalidad de los países que la componen. Una de las piedras angulares para la consecución de este objetivo consiste en el sincronismo entre las centrales Itaipu 50 Hz y Yacyretá, complementando la interconexión energética entre los sistemas de Paraguay y Argentina, tanto por el potencial generador de Yacyretá con de su centro consumidor, como también por el aumento de la seguridad energética y el fortalecimiento de las prácticas operacionales.

Esta interconexión consiste en un proyecto que viene siendo madurado a más de una década y, entre otros desafíos, depende de la solución de diversos problemas de índole técnico, como aspectos de regulación de frecuencia, ajuste de controladores y concepción de acciones de control de emergencia de forma a garantizar una operación interconectada segura. Entre tales desafíos, el ajuste y puesta en servicio de los estabilizadores de sistemas de potencia (*Power System Stabilizers – PSS*) de las unidades generadoras de Itaipu 50 Hz constituyen asuntos fundamentales para la viabilidad operacional y seguridad del sistema con tales centrales interconectadas. Desde el inicio de las actividades referentes al planeamiento y operación de esta interconexión eléctrica, los estudios realizados demostraban la existencia de un modo electromecánico inestable y oscilatorio entre Itaipu 50 Hz y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), originado por los montantes de generación y carga asociados a redes de transmisión limitadas. Adicionalmente, una de las propiedades de este modo de oscilación indica que los generadores de Itaipu 50 Hz son los que poseen mayores factores de participación, siendo, por lo tanto, los generadores candidatos para su control y estabilización.

Aunque el ajuste, implantación y ensayos de estabilizadores sean actividades consolidadas en la comunidad académica y en las rutinas de las empresas del sector eléctrico de cada país, las particularidades de este trabajo traen aspectos que pueden ser agregados a la experiencia de los profesionales del sector. Entre esos aspectos, se destacan: (a) la limitación topológica del estabilizador de Itaipu, que imposibilita el ajuste independiente de fase y ganancia, para el cual se desarrollarán prácticas para auxiliar la determinación del ajuste y (b) las trayectorias cerradas, semejantes a ciclos límites, identificadas en simulaciones y causadas por la acción concurrente de controladores y limitadores dinámicos, que presentan acciones de llaveamiento en el sistema eléctrico.

Ante estos escenarios, el presente artículo contempla cuestiones teóricas y prácticas del ajuste y de la puesta en servicio de los estabilizadores de los generadores de Itaipu 50 Hz y sistematiza esas informaciones para que puedan también promover la discusión y auxiliar actividades de otras empresas del sector eléctrico.

PALABRAS CLAVE

Estabilizadores de Sistemas de Potencia, Transitorios Adversos de Tensión, Ciclo Limite, Interacción entre Controladores, Operación Interconectada.

1 INTRODUCCIÓN

Actualmente la carga del sistema eléctrico paraguayo (SIN-PY) es atendida por dos subsistemas; el primero interconectada a Itaipu 50 Hz, denominado de subsistema 1 (SS1), que suministra energía a las regiones Central, Norte y parte del Sur, correspondiente a cerca de 85% de la demanda del sistema; el segundo interconectado a la central Yacyretá y al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), que alimenta parcialmente la región Sur, correspondiente a aproximadamente 15% de la carga del sistema y denominado subsistema 2 (SS2).

Con el objetivo de mejorar el aprovechamiento de los recursos hidroenergéticos suministrados por el río Paraná para atender la demanda del país, fortalecer la red de transmisión y facilitar el intercambio de potencia entre ambos subsistemas, la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) construyó una línea de transmisión para interconectar las estaciones de Ayolas y Villa Hayes (LT 500 kV AYO-VHA), con 347 km de longitud y 2.215 MVA de capacidad [1], así como ambos subsistemas. Esta línea es resaltada por una línea de trazos¹ en la Figura 1.

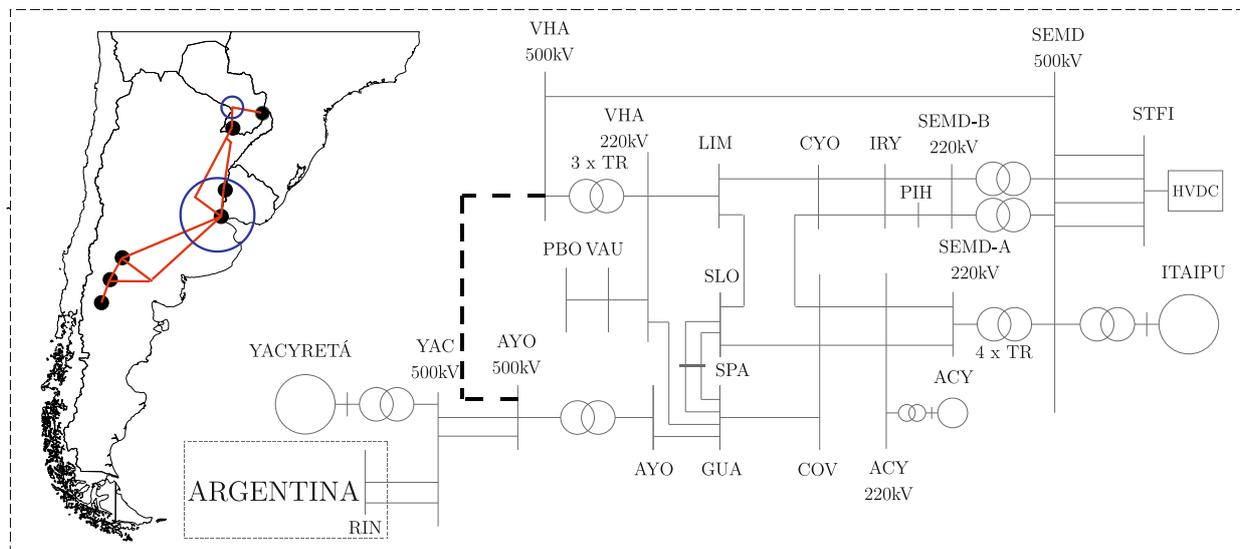


Figura 1 – Diagrama esquemático y geográfico del sistema interconectado

La Figura 1 ilustra, además, de manera simplificada, la disposición geográfica de los principales generadores: Itaipu 50 Hz (7.000 MW), Yacyretá (3.000 MW), Salto Grande (1.890 MW), Piedra del Águila (1.400 MW), El Chocón (1.328 MW), Atucha 1 y 2 (745 MW y 362 MW), Alicurá (1.050 MW) y Embalse (683 MW), indicados por los puntos negros, así como los centros de carga del

¹ Estos sistemas poseen otro punto de interconexión a través de dos líneas de transmisión de 220 kV entre las subestaciones de Guarambaré (GUA) y San Patricio (SPA), sin embargo, esa interconexión no viabiliza una operación segura entre los sistemas debido a su limitada capacidad de transmisión (2 x 238 MVA) y elevada impedancia (cerca de 5 veces superior a la de la línea de 500 kV).

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

SIN-PY (máxima histórica de 4.101 MW) y del SADI (máxima histórica de 28.231 MW [2]) señalados por los círculos azules. Adicionalmente, el diagrama unifilar de la Figura 1 presenta las principales subestaciones del SIN-PY.

La configuración ilustrada presenta los centros de carga eléctricamente distantes de los centros de generación en el SADI, hecho que implica en la existencia de tres modos interárea ([3], [4]). Igualmente, estudios de estabilidad a pequeñas señales indican que la interconexión de Itaipu 50 Hz con el SADI origina un modo interárea adicional, débilmente amortiguado. El análisis realizado es descrito a continuación.

2 DINÁMICA A PEQUEÑAS SEÑALES DE LA INTERCONEXIÓN DE ITAIPU 50HZ Y EL SADI

La seguridad operativa de los sistemas interconectados prevé mínimamente considerar la combinación de las condiciones de carga del SIN-PY y del SADI y el intercambio entre ambos. En Itaipu, los estudios consideraron adicionalmente variaciones del número de generadores (de 5 a 10) y de su despacho (de 500 MW a 750 MW), totalizando 1.536 casos de régimen permanente. Entre ellos, siete casos limítrofes serán utilizados en este trabajo para ilustrar análisis y resultados. Estos casos, así como el modo interárea originado de la interconexión y el modo intraplanta de Itaipu, para la condición de generadores en Itaipu sin PSS (condición operativa para el sistema no interconectado) son presentados en la Tabla 1. Los modos presentados en la Tabla 1 muestran que el modo interárea presenta una frecuencia natural que varía entre 0,33 Hz y 0,41 Hz, con amortiguamientos entre -1,65% y 5,01%. Análogamente, el modo intraplanta en Itaipu 50 Hz varía entre 1,24 Hz y 1,31 Hz, con amortiguamientos entre 8,9% y 13,8%.

Tabla 1 – Casos limítrofes de régimen permanente y autovalor asociado al modo interárea originado de la interconexión en malla abierta (sin PSS en los generadores de Itaipu 50 Hz)

#	Caso	Carga SADI	Carga SIN-PY	Intercambio YAC/ANDE	N° Gen. Itaipu	MW. Gen. Itaipu	Autovalor interárea Autovalor intraplanta
1	Bajo despacho de generadores	26.581MW (NOCHE)	3.825MW	1.350MW	5	500MW	-0,128 ± j2,553, 0,406Hz/5,01% -1,119 ± j8,039, 1,279Hz/13,8%
2	Número mínimo de generadores	26.581MW	3.825MW	1.350MW	5	700MW	-0,096 ± j2,553, 0,406Hz/3,74% -1,242 ± j8,905, 1,242Hz/8,90%
3	Base (máximo en todos)	26.581MW	3.825MW	1.350MW	10	700MW	-0,046 ± j2,163, 0,344Hz/2,14% -0,737 ± j8,262, 1,315Hz/8,89%
4	Bajo intercambio PY-AR	26.581MW	3.825MW	540MW	10	700MW	0,031 ± j1,892, 0,301Hz/-1,65% -0,734 ± j8,252, 1,313Hz/8,89%
5	Baja carga del SIN-PY	26.581MW	1.490MW	1.260MW	10	700MW	-0,065 ± j2,163, 0,344Hz/3,02% -0,794 ± j8,257, 1,314Hz/9,58%
6	Carga SIN-PY e intercamb. bajos	26.581MW	3.825MW	0MW	10	700MW	-0,018 ± j2,095, 0,333Hz/0,87% -0,732 ± j8,158, 1,298Hz/8,93%
7	Baja carga del SADI	16.964MW (VALLE)	3.825MW	1.350MW	10	700MW	-0,081 ± j2,373, 0,370Hz/3,49% -0,737 ± j8,258, 1,314Hz/8,89%

El análisis a pequeñas señales relativo al modo interárea indica que los generadores de Itaipu son los únicos capaces de proveer amortiguamiento al sistema, como ilustrado en la Tabla 2, lo que puede ser verificado por la magnitud superior del residuo de la función de transferencia $\Delta\omega/V_{REF}$ (s) cuando comparado con los demás generadores. Esta conclusión es reforzada por la participación superior de Itaipu en la composición del modo, como presentado en el formato de modo (*mode shape*) de la Figura 2.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Tabla 2 – Residuos de la función de transferencia $\Delta\omega/V_{REF}$ (s) en el modo interárea (caso base)

Generador	Residuo
Itaipu	1 / +171,8°
El Chocón	0,087 / -175,9°
Piedra del Águila	0,055 / -166,4°
Alicurá	0,030 / -151,3°
Embalse	0,024 / -152,7°
Yacyretá	0,017 / +140,6°
Atucha	0,008 / -136,4°
Salto Grande	0,004 / -173,0°

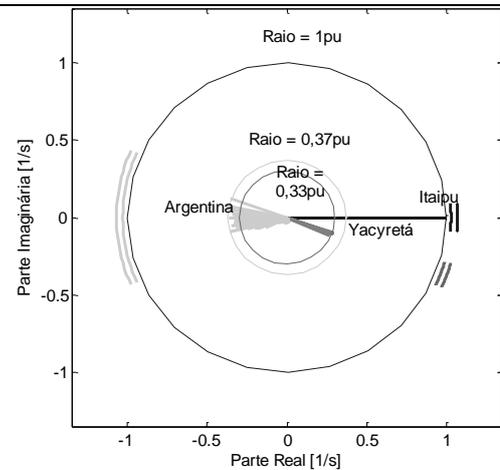


Figura 2 – Formato del modo interárea

3 ESTABILIZACIÓN DEL MODO INTERÁREA DOMINANTE MEDIANTE AJUSTE DE LOS PSS DE ITAIPU 50 HZ

Considerando los modos presentados en la Tabla 1, los PSS de Itaipu 50 Hz deben presentar un amortiguamiento principalmente para el modo interárea, resultante de la nueva interconexión y que presenta menor amortiguamiento, así como no degradar el modo intraplanta, que presenta un amortiguamiento de al menos 8,8% en los casos analizados. El amortiguamiento de estos modos requiere compensación de fase en lazo $\Delta\omega(s)/V_{REF}(s)$ entre -5° y 12° para el modo interárea y entre 92° y 111° para el modo intraplanta, como presenta la Figura 3, considerando los casos evaluados. En la Figura 3 la región de ambos modos está ilustrada por los rectángulos en los gráficos de magnitud y fase del GEP de Itaipu 50 Hz.

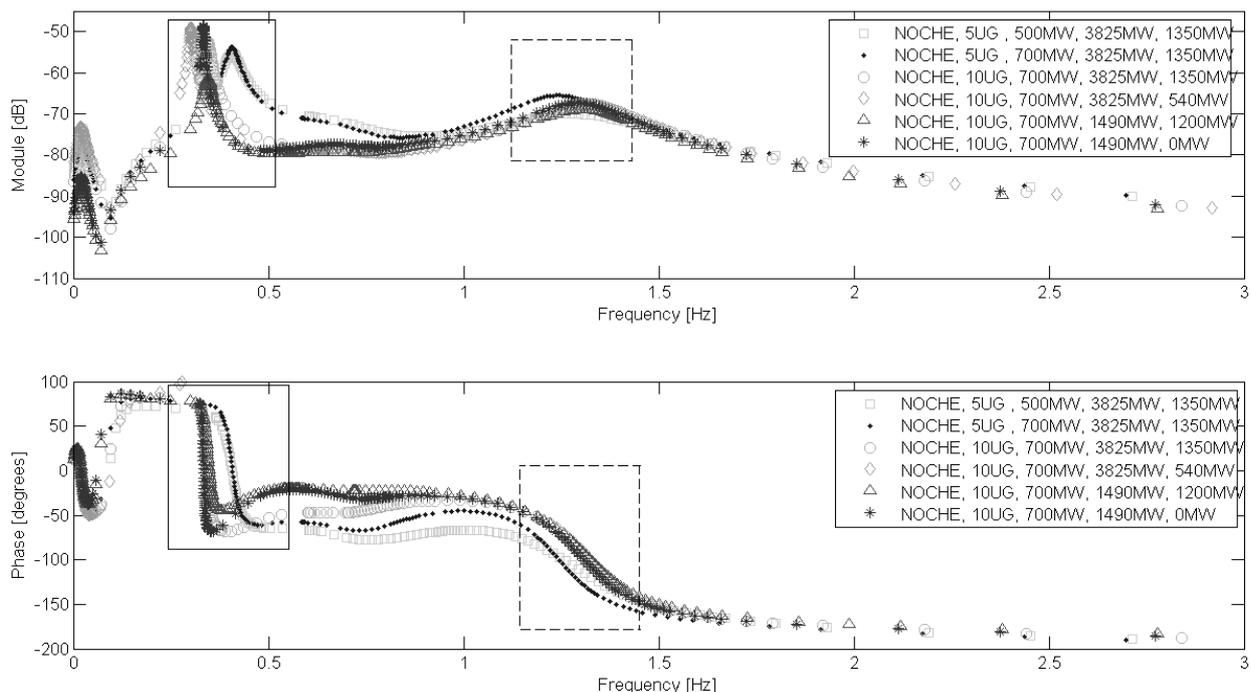


Figura 3 – Magnitud y fase de la respuesta en frecuencia de los generadores de Itaipu 50 Hz

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Compensaciones de fase tan distintas como las indicadas anteriormente implican desafíos para la compensación de la fase de los PSS. Además, el PSS de Itaipu posee dos lazos de compensación ($\Delta\omega/V_{PSS}$ y P_E/V_{PSS}) como presentado en la Figura 4 y no posee un componente específico para avanza-atraso de la fase del PSS. De esta forma, la fase del PSS es modulada por la amplitud diferencial de las señales de los canales, a través de las ganancias ajustables K_P y K_F . La Figura 5 presenta los amortiguamientos obtenidos para los modos intermáquinas e interárea en función a diferentes ajustes de los PSS de Itaipu, calculados en función a respuestas no lineales en el tiempo, obtenidas utilizando el método de Prony [5].

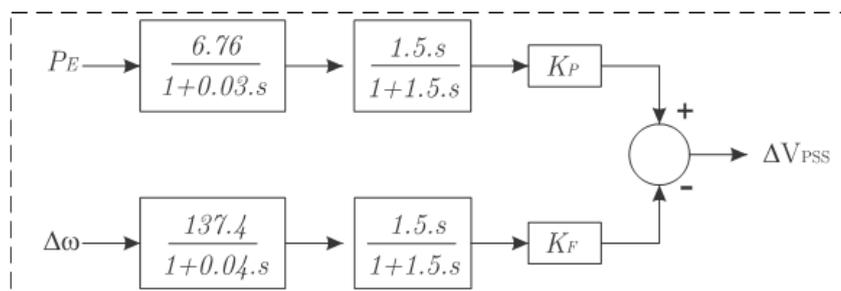


Figura 4 – Estructura de control del PSS de Itaipu

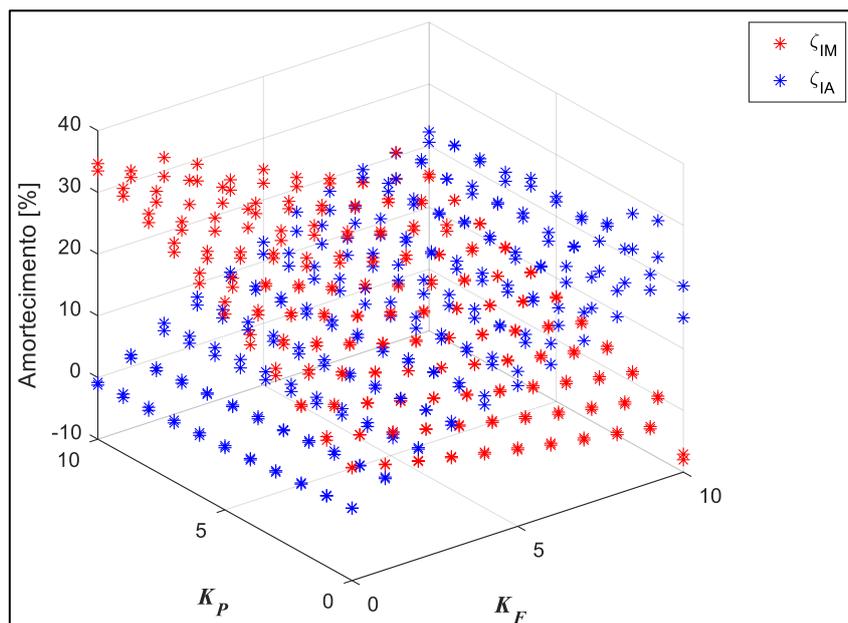


Figura 5 – Amortiguamientos de los modos intermáquinas e interárea en función a ajustes del PSS

Considerando la faja de ganancias posibles (0 a 6,4 pu para K_P y 0 a 29 pu para K_F), sus combinaciones permiten una compensación mínima en la frecuencia media del modo interárea de cerca de 13° para uso exclusivo del ramo K_F ($K_P = 0$) hasta una compensación máxima de cerca de 105° para uso exclusivo del ramo K_P ($K_F = 0$). Valores intermedios de compensación puede ser obtenidos manteniéndose razones entre las ganancias constantes, como ilustrado en la Figura 6 para los casos extremos y para la relación de $K_P/K_F = 0,5$ (compensación de fase igual a 40°).

El efecto de la adopción de combinaciones diferentes de compensaciones sobre los modos interárea e intraplanta presentados en la Tabla 1 es ilustrado en la Figura 7 de donde se percibe que optar por una combinación de ganancias que efectúan el amortiguamiento eficiente de un modo corresponde a

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

sacrificar el amortiguamiento del modo remanente. De esta manera, se adoptó una combinación de ganancias que proveen fase suficiente para el aumento de las ganancias manteniéndose su razón, hecho que implica en el desplazamiento de ambos modos para el semiplano izquierdo. En ese sentido, fue propuesto el uso de la ganancia que maximiza el amortiguamiento conjunto de los modos para los casos considerados.

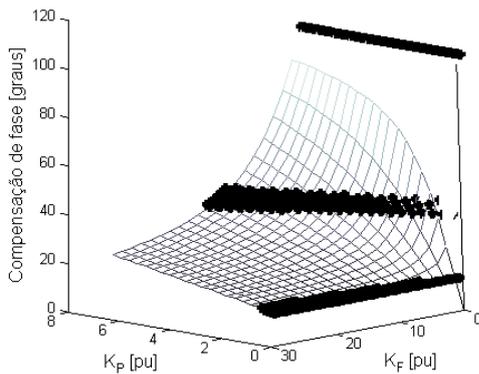


Figura 6 – Compensaciones de fase del PSS

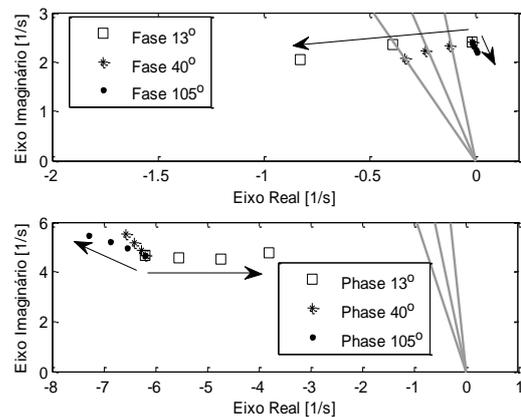


Figura 7 – Efecto de cada compensación de fase

Una visión de la región alcanzada por el modo interárea considerando los generadores de Itaipu sin PSS y con dos ajustes (amortiguamientos intermedio y máximo) es presentado en la Figura 8 para los casos definidos para los estudios de planeamiento de la operación interconectada.

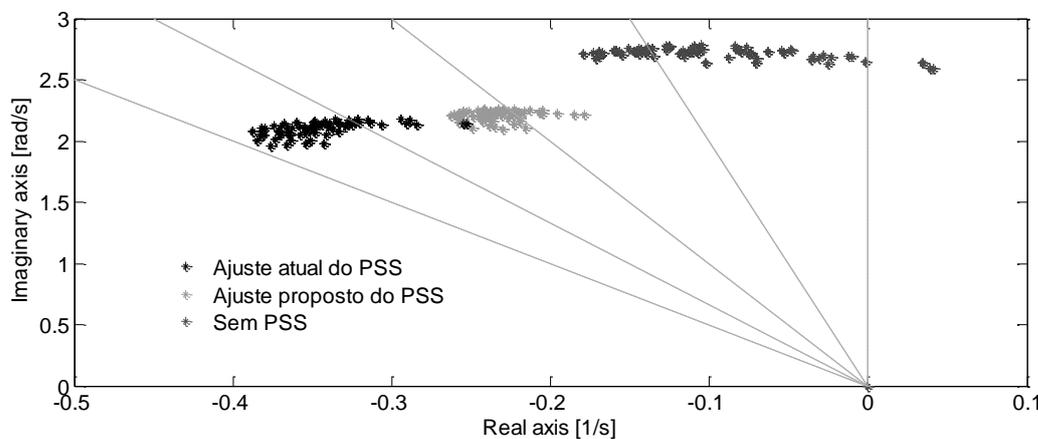


Figura 8 – Polos del modo interárea para los casos de la base de datos

4 EFECTO DEL PSS SOBRE OTROS MODOS DE OSCILACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO

Es deseable que el PSS sea mínimamente invasivo en los demás modos de oscilación del sistema eléctrico al que se conecta. Por lo tanto, fue evaluada la sensibilidad de los principales modos asociados a equipos de control (generadores, RATs, RVs, CER, etc.) con la alteración de los parámetros del PSS de donde fueron verificadas pequeñas variaciones, conforme presentado en la Figura 9 por el lugar geométrico de los modos electromecánicos para variaciones del ajuste del PSS. La Figura 9 presenta, además de las variaciones del modo interárea para variaciones del ajuste del PSS, las variaciones de los modos asociadas a las principales centrales del SADI: Atucha, Salto Grande, Alicura y Embalse.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

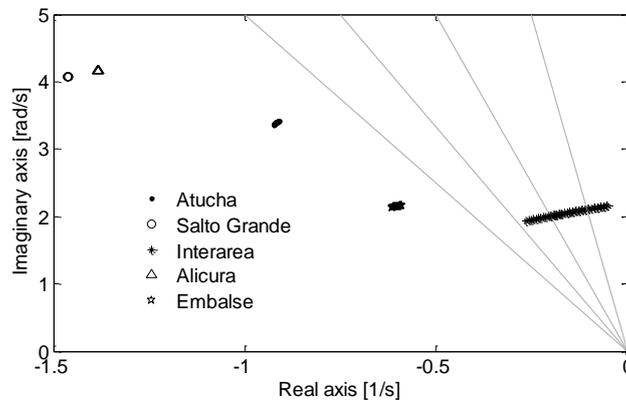


Figura 9 – Sensibilidad de los modos del sistema interconectado a variaciones en la parametrización de los PSS de Itaipu

5 TRANSITORIOS ADVERSOS DE TENSION

Los transitorios de tensión que pueden ser intensificados por el PSS de los generadores de Itaipu son un punto de particular interés debido a la potencial pérdida súbita de carga de los generadores en caso de bloqueo de polo o bipolo del HVDC de Furnas. De la serie de simulaciones realizadas, se verificaron transitorios significativos de tensión para eventos severos, pudiendo resultar en variaciones de hasta 10% de la tensión terminal de Itaipu, como ilustrado en la Figura 10. Por otro lado, estas variaciones de tensión no son suavizadas de forma significativa por la alteración de la constante de tiempo del bloque *washout*, inclusive afectando la fase compensada en el proyecto original del PSS y deteriorando la estabilidad del sistema para constantes bajas, como presentado en la Figura 11. Por lo tanto, se consideró que los valores de la constante del bloque *washout* está adecuada para los PSS de Itaipu 50 Hz.

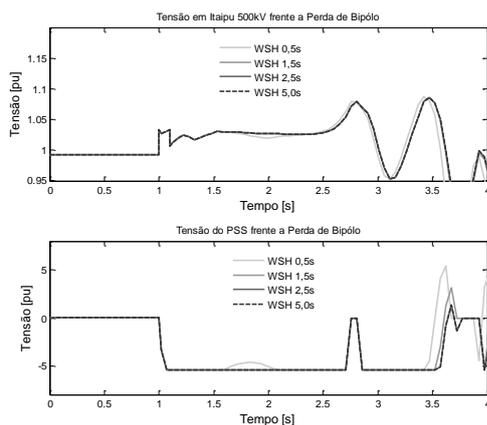


Figura 10 – Tensión en Itaipu y señal del PSS

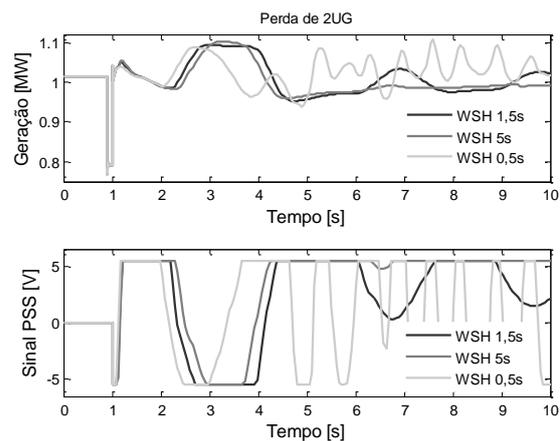


Figura 11 – Generación de Itaipu y señal del PSS

6 LIMITES DE LA SEÑAL DE CONTROL DEL PSS

Las simulaciones realizadas variándose los límites de la señal de control del PSS de los generadores de Itaipu mostró que aún en casos severos el aumento de los límites provee leve mejora y su reducción puede ser determinante en el desempeño dinámico del sistema eléctrico conectado a Itaipu 50 Hz,

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

como presentado en la Figura 12. De esta forma, se consideró también que los límites del PSS de están adecuados y ajustados en 5,41 pu.

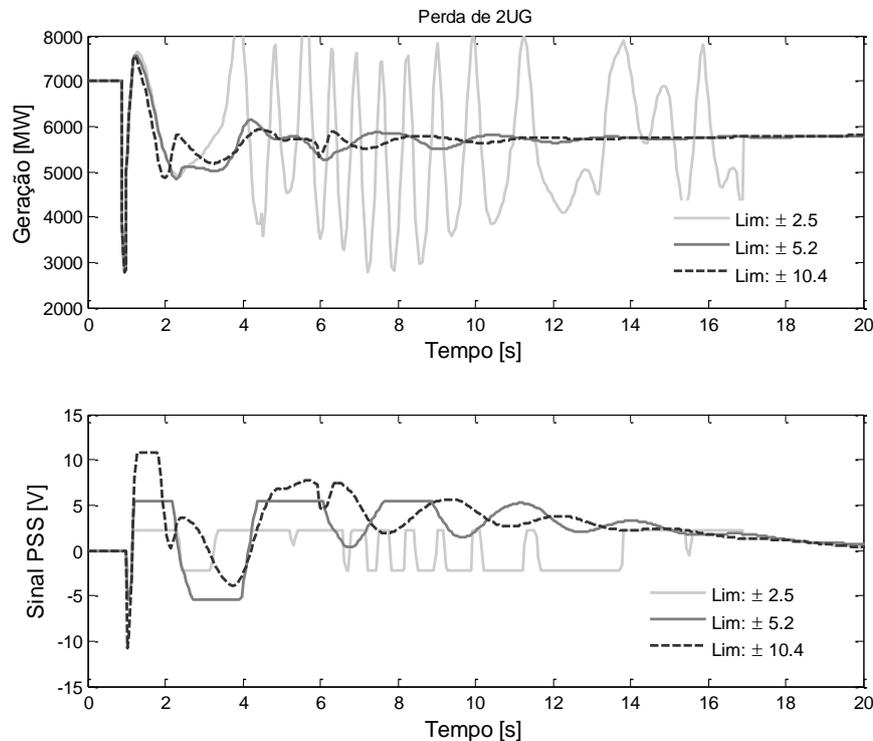


Figura 12 – Ilustración de las variaciones de los límites del PSS sobre la dinámica del sistema

7 CICLO LIMITE

La interacción de los controladores de la malla de regulación de tensión de Itaipu y del HVDC de Furnas fueron identificados al inicio de los estudios preoperacionales de la interconexión de Itaipu a Yacretá. La investigación de este fenómeno mostró que grandes perturbaciones pueden originar un ciclo limite causado por la acción concurrente del PSS de Itaipu y del Limitador del Ángulo de Disparo Mínimo del Rectificador (Rectifier Alpha Minimum Limiter – RAML) y que esta condición de oscilación indeseada puede ser superada por el ajuste coordinado del PSS y del RAML [6].

La ilustración del mecanismo es efectuada mediante una simulación de abertura de la línea LI 500 kV MD-VHA. La tasa de variación de frecuencia (*Rate of Change of Frequency* – ROCOF) negativa implica en la actuación del PSS en el sentido de reducir la tensión terminal del generador de Itaipu. En condiciones de tensiones CA transitoriamente bajas, el limitador RAML es activado para aumentar el ángulo de disparo del rectificador y reducir la potencia transmitida por el HVDC, con el objetivo de restablecer las condiciones normales de tensión en sus terminales [7]. Esas acciones concurrentes (del PSS y RAML) causa activación y desactivación del RAML por tiempo indefinido, como ilustrado en la Figura 13, que presenta la trayectoria formada por la generación de Itaipu 50 Hz y por la señal de control del PSS (figura superior) y la variación del ángulo de disparo del HVDC (figura inferior).

**XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022**

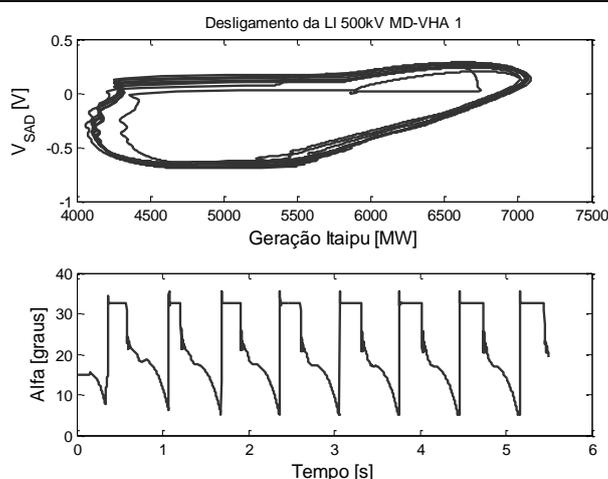


Figura 13 – Trayectoria de la señal de control del PSS y de la generación de Itaipu y variación temporal del ángulo de rectificador del HVDC

8 GRANDES PERTURBACIONES CON RED ALTERADA Y PSS INDISPONIBLES

El análisis dinámico del sistema fue efectuado en conjunto con los estudios de planeamiento eléctrico, empleando simulaciones en lote considerando 18 perturbaciones y 1.536 casos de régimen permanente, totalizando 26.680 casos (varios casos no factibles fueron excluidos de la base de simulación). Los resultados obtenidos refuerzan el buen desempeño que los PSS agregan al sistema original, presentando excelente contribución para mejorar la estabilidad transitoria, así como contribuir a la estabilidad a pequeñas señales.

De la misma manera, fueron evaluados sus efectos en red alterada, mostrando mantener los beneficios verificados para la red completa. Adicionalmente, fueron analizados impactos operacionales de pérdidas individuales de PSSs, de donde se verificó que el sistema mantiene desempeño equivalente al sistema original considerando sólo un PSS indisponible, hecho que motivó la elaboración de procedimientos operacionales para la futura operación interconectada en caso de desconexión de PSSs de generadores de Itaipu 50 Hz.

9 ENSAYOS DE CAMPO

Para la colocación en servicio de los PSS, fueron realizados ensayos en todos los cartones electrónicos con las unidades generadoras conectadas y alimentando el sistema eléctrico. En esos ensayos fue verificado ruido en la salida del estabilizador, que afectaba la regulación de tensión de Itaipu, como presentado en la Figura 14 (izquierda). Así, como medida inicial, el punto de conexión del PSS fue alterado del punto de suma junto a la referencia de tensión V_{REF} para un punto de suma en la salida del Regulador Automático de Tensión (RAT). Esa alteración ayudó a reducir el ruido, sin embargo, no mitigó totalmente, y es un proceso que se encuentra en mejora continua.

El ajuste del PSS de los generadores de Itaipu pudo ser evaluado durante el ensayo principal del principal sistema especial de protección asociado a esta interconexión. En este ensayo fue realizado el sincronismo entre los dos sistemas y se verificó una oscilación de potencia de 0,39 Hz y 14,9 % de amortiguamiento como presentado en la Figura 14 (derecha), correspondiente al modo interárea y con amortiguamiento del orden previsto.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

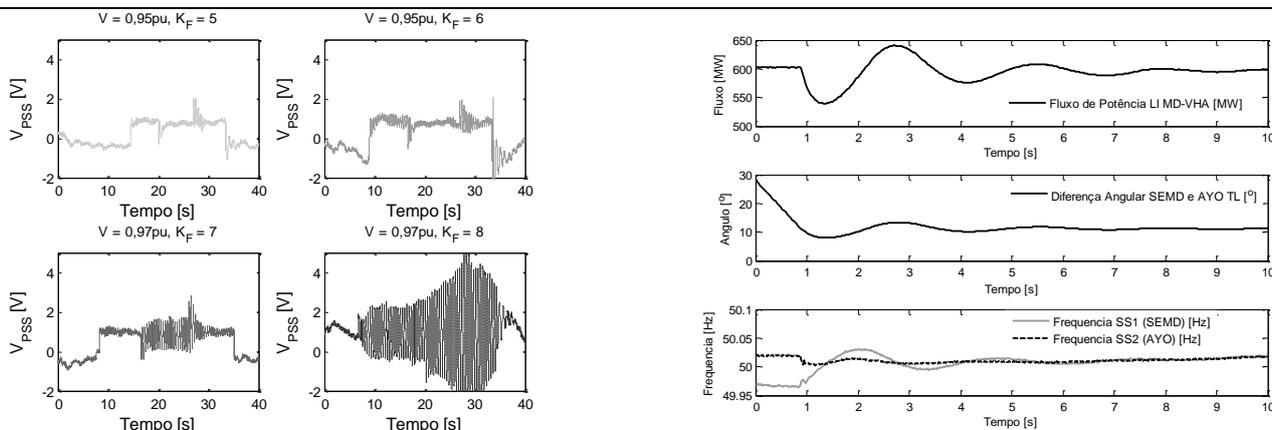


Figura 14 – Ruidos verificados en campo y oscilación de potencia verificada en ensayo de interconexión de los sistemas SS1 y SS2

10 CONCLUSIONES

En este informe técnico las actividades principales de la puesta en servicio de los PSS de los generadores de Itaipu 50 Hz fueron descritas. La colocación en operación de los PSS de Itaipu 50 Hz es imperativa para permitir la operación estable de los sistemas paraguayo, argentino y uruguayo interconectados. La etapa inicial trató del ajuste del PSS, investigando la naturaleza del modo interárea asociado al sistema interconectado, verificándose que Itaipu es el local más adecuado para su estabilización y amortiguamiento.

Por lo tanto, el trabajo determinó los parámetros del PSS de Itaipu 50 Hz utilizando técnicas de estabilidad a pequeñas perturbaciones. Aunque en esa tarea, métodos en el espacio de estados también fueron utilizados, los métodos basados en el dominio de la frecuencia proporcionaron resultados en términos de ganancias del canal de potencia y de frecuencia de los PSS de Itaipu, permitiendo realizar la compensación de fase que provea el amortiguamiento deseado. Los ajustes del PSS también fueron obtenidos utilizando simulaciones en el tiempo y el método de Prony para obtener amortiguamientos deseados en la condición interconectada, verificándose resultados coherentes con métodos de estabilidad a pequeñas perturbaciones.

Además de la terminación de las fases de compensación en la frecuencia media natural de los modos interárea e intraplanta, mediante los ajustes de las ganancias de los canales de potencia y frecuencia, también fueron analizados los ajustes de la constante de tiempo del filtro *washout* y de los límites de la señal de control de los PSS, resultante en un conjunto completo de ajustes para los estabilizadores de Itaipu. Del punto de vista de grandes perturbaciones, los análisis consideraron simulaciones en lote de 18 perturbaciones y 1.536 casos de régimen permanente, ilustrando excelente contribución de los PSS en la estabilidad del sistema interconectado.

En la investigación de los fenómenos dinámicos asociados a las perturbaciones en el sistema interconectado, se verificó el riesgo de la ocurrencia de ciclos límites debido a la acción concurrente del PSS con el limitador de ángulo mínimo de disparo del rectificador del HVDC.

Todos los PSS fueron ensayados en campo, para verificar el estado de los cartones electrónicos y de sus componentes, verificándose su capacidad de efectuar la funcionalidad demandada. En estos ensayos fueron verificados ruidos que interfieren en la regulación de tensión y, en este sentido, trabajos adicionales están siendo desarrollados para mejorar esta cuestión específica.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

BIBLIOGRAFIA

- [1] Plan Maestro de Generación y Transmisión – Periodo: 2014-2023. **Administración Nacional de Electricidad (ANDE)**, Paraguay, 2014.
- [2] Máximos Históricos de Energía y Potencia. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). Accedido el 09/04/2022. Enlace: <https://cammesaweb.cammesa.com/2021/07/03/maximos-historicos-de-energia-y-potencia-estacionales/>
- [3] N. Martins, P. Quintão, H. Pinto, A. Castro, S. Gomes, J. Ferraz. “A small-signal stability program incorporating advanced graphical user interface,” VII SEPOPE, 2000.
- [4] J. Soares, F. Neves, N. Zeni. “Implantação de Estabilizadores de Sistemas de Potência na Argentina: Usinas dotadas de controles conjuntos de ações rápidas,” Revista Eletroevolução do CIGRE. CIGRE 1997.
- [5] Manuel L. Sosa Ríos. “Identificación de los Modos de Oscilación de Itaipu Utilizando el Método de Prony”. XII Seminario del Sector Eléctrico Paraguayo (SESEP), Agosto, 2016.
- [6] Manuel L. Sosa Ríos et al. “Stable Limit Cycles Induced by the Interaction of HVDC Limiters and PSSs,” IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). IEEE, 2020. p. 1-5.
- [7] A.R. Carvalho, L.P. Almeida, L.O. Daniel, e J.G.C. Barros. “Princípios de Controle Aplicados a Elos HVDC,” XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE, Marzo, 2009.