
Análisis en Régimen Permanente de la Operación Interconectada del Sistema Eléctrico Paraguayo, considerando la interconexión en 500 kV entre Itaipú y Yacyretá

Willians Panadero¹, Wilder Mereles²

^{1,2}Universidad Nacional del Este.

¹wpanadero@fpune.edu.py,²wilder.mereles@gmail.com

Resumen

La puesta en servicio de la línea de transmisión en 500 kV, entre la Subestación Margen Derecha de Itaipú y la Subestación Villa Hayes, da una respuesta favorable al problema de la inestabilidad de tensiones que afecta al sistema eléctrico paraguayo, el cual hasta el año 2015, opera en dos subsistemas aislados. No obstante, la alta tasa crecimiento de la demanda obliga a la entrada en servicio, en el año 2016, de una segunda línea en 500 kV, uniendo la Subestación Villa Hayes y la Central Yacyretá a través de la Subestación Ayolas. Esto completará uno de los principales requisitos para la interconexión en 500 kV de todo el sistema paraguayo. Este trabajo describe la comparación de los parámetros eléctricos del sistema mediante ejecución del flujo de potencia, considerando dos configuraciones: 1) subsistemas 1 y 2 operando separadamente y, 2) subsistemas 1 y 2 interconectados, sometidos a carga máxima simultánea correspondiente al año 2015. Los resultados muestran que, con la operación interconectada, disminuyen las pérdidas de potencia y las tensiones de las barras principales del sistema eléctrico se mantienen dentro de límites aceptables.

Palabras Claves. flujo de carga, interconexión, sistemas eléctricos.

Abstract

The entry into service of the transmission line in 500 kV, between Margen Derecha Substation and Villa Hayes Substation, gives an aid solution to the voltage instability problem affecting Paraguay's power system. Until 2015, it operates in two isolated subsystems. However, the high rate of demand growth requires the entry into service in 2016, of a second line at 500 kV joining Villa Hayes Substation and the Yacyretá hydroelectric plant through Ayolas Substation. This completes one of the main requirements for the Paraguayan power system's interconnection at 500 kV. This paper describes the comparison of the electrical parameters of the Paraguayan power system by power flow execution, considering two configurations: 1) subsystems 1 and 2 in separate operation and, 2) interconnected subsystems 1 and 2, subjected to 2015's maximum simultaneous load. The results show that, with the interconnected operation, power losses are reduced and voltages of the main bars of the electrical system are kept within acceptable limits.

Keywords. load flow, interconnection, electrical systems.

1. Introducción

Actualmente, el Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SINP) está dividido en dos subsistemas que operan de manera asíncrona: uno de ellos, denominado Subsistema 1 (SS1), es alimentado por las Centrales Hidroeléctricas Acaray e Itaipú; interconectado mediante esta última con el Sistema Eléctrico Brasileiro (SEB) a través del extremo rectificador de transmisión de energía al Alto Voltaje en Corriente Continua (HVDC) y el otro subsistema, denominado Subsistema 2 (SS2), es alimentado por la Central Hidroeléctrica de Yacyretá, a través de la cual se encuentra interconectado con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) [2].

La Figura 1 presenta, esquemáticamente, al SS1, año 2015, donde el color rojo indica tensión de 500 kV, y el azul indica 220 kV. Las líneas de 66 kV y 23 kV no están representadas en el esquema.

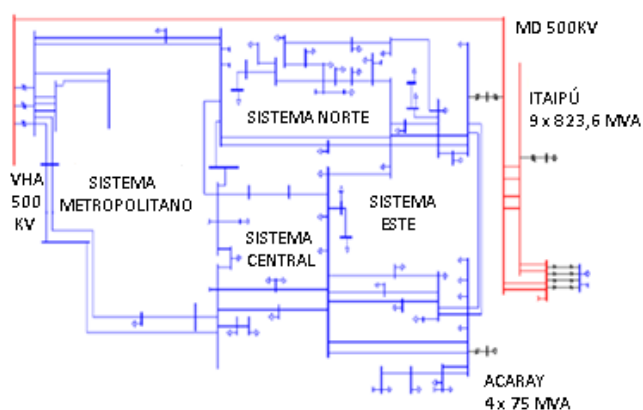


Figura 1. Representación esquemática del SS1, año 2015

El SS2, está representado en la Figura 2, considerando el mismo código de colores descrito para la figura anterior. Las líneas de 66 kV y 23 kV no están incluidas en el esquema. Tanto el SS1 como SS2, fueron modelados tomando como base el escenario de operación previsto para el año 2015.

En los últimos 10 años, la demanda anual de energía eléctrica en el Paraguay ha presentado un crecimiento tendencial de 7,1% y en los últimos 5 años, de 9,4%. Considerando la inclusión de futuras Industrias Electro Intensas (IEI), las cuales ya poseen contrato firmado con la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) y con plazos de aumentos graduales en sus potencias contratadas, el crecimiento de la demanda corresponde a 9,84% [1].

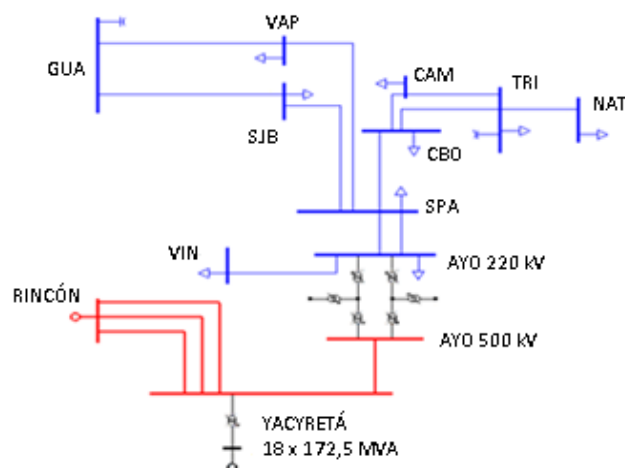


Figura 2. Representación esquemática del SS2, año 2015

Como consecuencia del crecimiento de la demanda de energía, el SINP se encuentra vulnerable a problemas de inestabilidad de tensiones, confiabilidad y disponibilidad del suministro de energía eléctrica. Esta vulnerabilidad sirvió de motor a la puesta en servicio de la línea de transmisión en 500 kV entre la Subestación Margen Derecha y la Subestación Villa Hayes. Esta línea de transmisión da una respuesta favorable al problema de la inestabilidad de tensiones que afecta al sistema paraguayo. No obstante, el gran crecimiento del consumo de energía eléctrica que se está produciendo en el Paraguay, debido tanto al aumento demográfico como al crecimiento del sector productivo del país, está generando una saturación acentuada en forma creciente, de la capacidad de los sistemas de transmisión eléctrica con que se cuenta en la actualidad, siendo la demanda de energía eléctrica cada vez mayor. Este déficit de disponibilidad de energía puede desacelerar el actual crecimiento económico del país.

Con el sistema eléctrico actual, incluida la línea de transmisión en 500 kV, Margen Derecha – Villa Hayes, se observa una dependencia del orden de 75% de una única fuente de provisión de energía, la Central Hidroeléctrica de Itaipú [4]. En caso de ocurrencia de fallas, éstas tendrían consecuencias graves para el sostenimiento del servicio.

Si bien el Paraguay cuenta con una capacidad de 1.550 MW de generación disponible en la Central Hidroeléctrica de Yacyretá, la infraestructura de transmisión existente, incluyendo sus ampliaciones, no permiten una plena utilización de dicha disponibilidad de potencia.

Para contar con una importante inyección de potencia desde la Central de Yacyretá hacia el sistema

metropolitano, principal centro de carga del SINP, y reducir el riesgo de depender muy fuertemente de la fuente de generación de Itaipú y su corredor de transmisión, resulta necesaria la construcción de la línea en 500 kV Ayolas – Villa Hayes y sus obras complementarias.

El trazado de la LT 500 kV Yacyretá – Ayolas – Villa Hayes se inicia en la Central Hidroeléctrica de Yacyretá, pasando por los departamentos de: Misiones, Paraguarí, Cordillera hasta llegar finalmente al Departamento de Presidente Hayes. Este corredor se desplazará en forma paralela a la línea de 220 kV ya existente, desde Ayolas hasta aproximadamente Paraguarí, y a partir de ese punto cambia de dirección para evitar atravesar zonas de gran densidad poblacional del área metropolitana de Asunción, minimizándose así los impactos sociales en las zonas de influencia. El último tramo de la línea se desplazará en paralelo con la traza de la línea de transmisión en 500 kV Itaipú – Villa Hayes [8].

De acuerdo con [1], la construcción de la segunda línea de 500 kV está prevista para el año 2016 y una vez concluida, se tendrá completo uno de los principales requisitos necesarios para la interconexión en 500 kV de todo el SINP, lo que permitirá una mejor complementación de los recursos de generación disponibles, y una optimización del uso del sistema de transmisión para tener más calidad y confiabilidad del suministro eléctrico [3].

Esta configuración en la que ambos subsistemas operan de manera conjunta, se conoce como operación síncrona del sistema eléctrico y la operación interconectada de todas las centrales hidráulicas con que cuenta el país permitirá atender una de las premisas fundamentales de la operación de sistemas eléctricos, que es la de contar con diferentes fuentes de alimentación, de forma tal que al perder una de ellas, queden otras que permitan la continuidad del servicio eléctrico, evitándose de esta manera las costosas interrupciones, que constituyen hoy una de las características negativas del SINP. La Figura 3 representa esquemáticamente la interconexión entre el SS1 y el SS2, prevista para el escenario 2016 del Plan Maestro de la ANDE.

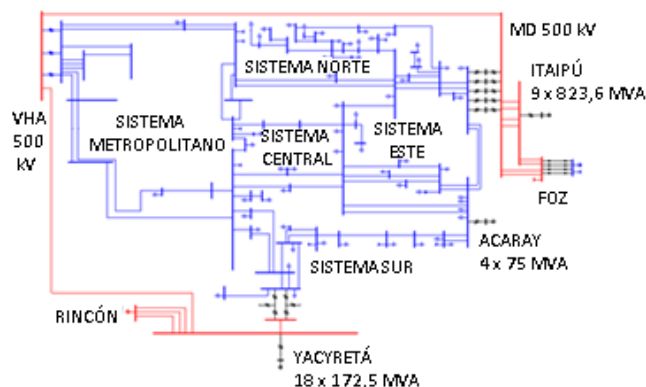


Figura 3. Esquema del SINP, año 2016

Los estudios de flujo de potencia son importantes en la planificación y diseño de la expansión futura de los sistemas de energía eléctrica, así como en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La principal información que se obtiene de un estudio de flujo de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea [6].

2. Objetivos

El presente trabajo tiene los siguientes objetivos:

1. Realizar una comparación entre los módulos de las tensiones en las barras principales del SINP, considerando los escenarios de operación síncrona y asíncrona;
2. Cuantificar las pérdidas de transformación y transmisión del sistema eléctrico de potencia, resultantes de la operación de SS1 y SS2, en condición separada e interconectada.
3. Consolidar un modelo base, para la realización de los futuros estudios de estabilidad transitoria del SINP.

El análisis es efectuado mediante simulaciones por ordenador de los flujos de potencia considerando dos modos de operación: uno de ellos, vigente en el año 2015, es la operación del SS1 de forma aislada del SS2 y el otro modo consiste en la interconexión de los subsistemas SS1 y SS2. Por lo tanto en adelante se adopta la demanda máxima simultánea prevista en el escenario 2015 para los análisis de operación, a fin de poder visualizar las mejoras de la operación interconectada con relación a la actual condición del SINP.

3. Materiales y Métodos

El modelo matemático utilizado para resolver el flujo de carga es el de Newton Raphson, método iterativo que resuelve las ecuaciones de flujo de potencia hasta que los errores ΔP y ΔQ (variaciones de potencia activa y reactiva) en todas las barras caen dentro de límites preestablecidos [6].

Las ecuaciones de flujo de potencia, en forma polar son:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (1)$$

$$Q_i = -\sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2)$$

Donde:

P_i : Potencia activa que entra a la red a través de una barra típica i [p.u.];

Q_i : Potencia reactiva que entra a la red a través de una barra típica i [p.u.];

Y_{in} : Admitancia entre la barra i y la barra n [p.u.];

V_i : Voltaje en la barra i [p.u.];

V_n : Voltaje en la barra n [p.u.];

θ_{in} : Ángulo de admitancia entre la barra i y la barra n [°];

δ_n : Ángulo de la tensión en la barra n [°];

δ_i : Ángulo de la tensión en la barra i [°];

Estas ecuaciones proporcionan valores calculados para las potencias activa y reactiva totales que entran a la red a través de una barra típica i [6].

Las simulaciones de flujo de potencia, considerando las dos configuraciones citadas, se realizaron mediante el paquete de software Power System Simulator for Engineering (PSS/E).

El PSS/E permite efectuar estudios, en régimen estacionario y dinámico, del comportamiento de sistemas de energía eléctrica [5].

Este paquete de software comprende un amplio conjunto de programas para realizar análisis de sistemas de energía eléctrica, redes de transmisión y comportamiento de generadores en condiciones de régimen permanente y dinámico. Posee dos simuladores primarios, uno para análisis en régimen de estado estable y otro para realizar simulaciones

dinámicas. Estos simuladores facilitan los cálculos para una variedad de análisis que incluye [7]:

- Flujo de Potencia Óptimo;
- Flujo de potencia y funciones de red relacionadas;
- Fallas balanceadas y desbalanceadas;
- Construcción de redes equivalentes;
- Simulación dinámica.

3.1. Representación del SINP

Para la representación del SINP, se ha utilizado el mencionado software de simulación y para esto se ha modelado el sistema eléctrico paraguayo con las principales centrales de generación, que son ITAIPÚ; YACYRETÁ y ACARAY, también se ha representado el circuito en 220 kV, con las nuevas interconexiones existentes y previstas para el año 2016 en 500 kV, las principales subestaciones en 220 kV y en 66 kV. Se ha incluido elementos del SINP hasta obtener un grado de detalle que represente coherentemente el sistema eléctrico paraguayo. Cuanto mayor sea el número de elementos a incluir, más realista será el modelo de flujo de carga y tanto más complejo resulta el análisis y la simulación del mismo; para ello se plantea un modelo que busca el equilibrio entre ambos aspectos. Los detalles del modelo estudiado se presentan más adelante.

Como se ha indicado anteriormente, considerando demanda máxima simultánea del SINP para el escenario 2015, se ha simulado el flujo de potencia del SS1 en forma aislada del SS2, y luego se ha simulado el flujo de carga para ambos subsistemas interconectados sometidos a la misma demanda del 2015.

3.2. Modelos de los generadores

La Central Hidroeléctrica de Itaipú, sector 50 Hz, ha sido representada por un conjunto de 9 generadores de polos salientes, suponiendo que 1 de los 10 generadores disponibles se encuentra en mantenimiento. La potencia máxima de cada generador se ha ajustado en 700 MW, es decir, 823,6 MVA a factor de potencia 0,85.

Un conjunto de 18 generadores de polos salientes se ha utilizado para representar a la Central Yacyretá, ya que 2 del total de 20 se han supuesto en mantenimiento. Para cada generador de Yacyretá se ha ajustado una potencia máxima de 155 MW, es decir, 172,5 MVA a factor de potencia 0,90.

Para representar a la Central Acaray se ha utilizado 4 generadores de polos salientes, cuya potencia máxima unitaria se ha ajustado en 67 MW, es decir, 75 MVA a factor de potencia 0,90. La Tabla 1 presenta datos de los generadores de las centrales involucradas en este estudio, considerando que todas las unidades se encuentran en funcionamiento.

Tabla 1. Resumen de las Centrales hidroeléctricas del SINP.

Central Hidroeléctrica	Nº Unidades	Pot. Máx p/Unid. (MW)	Pot. Máx Central (MW)	Pot. Máx. Paraguay (MW)
Itaipú	20	700	14.000	7.000
Yacyretá	20	155	3.100	1.550
Acaray	4	67	268	268
Total MW			17.368	8.818

3.3. Tipos de Barras

Barra de carga: Es aquella que no posee generación de energía. Con frecuencia sólo se conoce la potencia real (P) y la potencia reactiva (Q) se basa en un factor de potencia supuesto tal como 0,9 o mayor. A la barra de carga también se denomina barra P-Q porque los valores programados de P y Q son conocidos y los errores ΔP y ΔQ pueden definirse. La magnitud de la tensión V y el ángulo α deben ser calculados.

Barra de voltaje controlado: Aquella en la cual se mantiene constante la magnitud del voltaje. Es denominada también barra de generación o barra PV. En las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación de MW por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlada al ajustar la excitación del generador. Por lo tanto, en cada barra de generación se pueden especificar apropiadamente P y el módulo de V . Deben ser calculados el ángulo α y la potencia reactiva Q .

Barra de compensación: También denominada barra swing, o slack. En esta barra son especificados el módulo de la tensión V y el ángulo α . Deben ser calculadas las potencias activa P y reactiva Q [6].

El número de barras utilizadas para representar el SS1, en el escenario de operación aislada, es de 145, de las cuales 2 representan la estación Foz y subestación Ibiuna (Brasil).

Con relación al SS2, en el mismo escenario, el número de barras utilizadas para representarlo es de 56, de las cuales 1 representa la estación Rincón de Santa

María (Argentina). Para representar el SINP, escenario interconectado, se han utilizado 194 barras, de las cuales 2 representan la estación Foz y subestación Ibiuna (Brasil) y 1 representa la estación Rincón de Santa María.

Para el sistema Metropolitano de la ANDE, se han considerado las principales subestaciones en 220 kV, con una representación de los trafos de mayor potencia como por ejemplo: Puerto Botánico, Parque Caballero, Puerto Sajonia, Lambaré, San Lorenzo, Guarambare, Luque, Limpio, entre otros. Las interconexiones en 66 kV, se han implementado a fin de dar una mejor aproximación al modelo de flujo de carga planteado en este estudio, considerando que el centro de la carga del SINP pertenece a esta zona.

3.4. Modelos equivalentes para el SEB y el SADI

En [9] se realiza un estudio del impacto de una representación dinámica más apropiada del SEB y del SADI en el desempeño dinámico de la operación interconectada de Itaipú y Yacyretá, reduciendo el SADI a un modelo equivalente basado en la coherencia de generadores y reducción de barras de carga por el método de Ward y representando el SEB mediante un modelo equivalente.

El sistema eléctrico brasileiro ha sido representado por un modelo equivalente de transmisión HVDC que alimenta la subestación de Ibiuna con energía de Itaipú, sector 50 Hz.

Se representó el sistema eléctrico argentino mediante el modelo de barra infinita en la Estación Rincón de Santa María en 500 kV, siendo que para el mismo se ha considerado la potencia de cortocircuito trifásica.

En los escenarios simulados, la carga atendida es la máxima simultánea, según [1].

4. Resultados

4.1. Escenario 1: Subsistemas 1 y 2 asíncronos

Son presentados en la Tabla 2 los módulos y ángulos de las tensiones en 500 kV y 220 kV de las principales barras del SS1, resultados de la simulación de flujo de potencia, considerando que el SS1 y el SS2 operan de manera asíncrona. Este escenario

corresponde al año 2015, según [1]. Se considera la máxima carga simultánea en barras.

En las Tablas 2, 3 y 4, la columna 1 representa el número de barra, la columna 2, el nombre de la barra, la columna 3, el módulo del voltaje en por unidad y, finalmente, el ángulo, en grados sexagesimales, se representa en la columna 4.

4.2. Subsistema 1

Tabla 2. Módulos y ángulos de las tensiones en las barras principales del SS1. Carga Máxima Simultánea. Año 2015

Nº de barra	Nombre	Voltaje [p.u.]	Angulo[°]
10522	MD500kV	1,041	-6,8
10117	MD220kV	1,087	-14,0
10000	VHA500kV	1,015	-25,0
10115	ACY220kV	1,085	-14,7
10088	PBO220kV	1,002	-36,6
10070	PCA220kV	0,998	-37,2
10060	PSA220kV	1,009	-37,1
10050	LAM220kV	1,008	-37,6
10005	GUA220kV	1,014	-37,2
10004	SLO220kV	1,012	-37,9
10002	LIM220kV	1,025	-35,5
10200	CYO220kV	1,040	-26,2
10250	COV220kV	1,034	-28,9
10116	K30220kV	1,076	-17,3

4.3. Subsistema 2

Los módulos y ángulos de las tensiones en 500 kV y 220 kV, de las barras principales del SS2, escenario 2015, son presentados en la Tabla 3.

Tabla 3. Módulos y ángulos de las tensiones en las barras principales del SS2. Carga Máxima simultánea. Año 2015

Nº de barra	Nombre	Voltaje [p.u.]	Ángulo[°]
10005	GUA220kV	1,018	-21,8
10087	VAP220kV	1,023	-18,9
10300	NAT220kV	1,003	-19,4
10301	TRI220kV	1,009	-18,4
10303	CBO220kV	1,012	-17,0
10304	SPA220kV	1,033	-12,0
10305	AYO220kV	1,051	-7,7
10306	VIN220kV	1,045	-9,4
10310	AYO500kV	1,024	-4,0
10312	SJB220kV	1,030	-14,0
10350	YAC500kV	1,025	-3,5

4.4. Escenario 2: Subsistemas 1 y 2 interconectados

En la Tabla 4 son presentados los módulos y ángulos de las tensiones en las principales barras del

SINP, resultados de la simulación de flujo de potencia considerando que el SS1 y el SS2 se encuentran interconectados. Según [1], este escenario corresponde al año 2016. Se considera la máxima carga simultánea en barras correspondiente al año 2015.

Tabla 4. Módulos y ángulos de las tensiones en las barras principales del Sistema Interconectado Nacional. Carga Máxima Simultánea correspondiente al año 2015.

Nº de barra	Nombre	Voltaje [p.u.]	Ángulo[°]
10522	MD500kV	1,041	-6,4
10000	VHA500kV	1,022	-18,2
10115	ACY220kV	1,096	-12,7
10088	PBO220kV	1,104	-26,3
10070	PCA220kV	1,102	-26,6
10060	PSA220kV	1,102	-27,4
10050	LAM220kV	1,101	-27,8
10005	GUA220kV	1,103	-27,4
10004	SLO220kV	1,106	-28,2
10002	LIM220kV	1,115	-26,9
10200	CYO220kV	1,102	-24,1
10250	COV220kV	1,096	-25,1
10116	K30220kV	1,096	-14,8
10303	CBO220kV	1,071	-13,1
10304	SPA220kV	1,068	-12,7
10310	AYO500kV	1,026	-4,7

4.5. Comparación de los escenarios de operación aislada e interconectada

En la Tabla 5 se realiza una comparación de los módulos de las tensiones en las barras principales del SINP, antes y después de la interconexión del SS1 con el SS2, considerando la carga máxima simultánea correspondiente al año 2015.

Tabla 5. Comparación de los escenarios: operación aislada e interconectada, en cuanto a tensiones en las barras principales del SINP.

Nº de barra	Nombre	SS1-SS2	SS1-SS2
		Aislados Tensión (pu)	Interconect. Tensión (pu)
10115	ACY220kV	1,085	1,096
10305	AYO220kV	1,051	1,068
10310	AYO500kV	1,025	1,026
10303	CBO220kV	1,061	1,071
10250	COV220kV	1,065	1,096
10200	CYO220kV	1,073	1,102
10005	GUA220kV	1,064	1,103
10116	K30220kV	1,082	1,096
10002	LIM220kV	1,076	1,115
10522	MD500kV	1,041	1,041
10088	PBO220kV	1,063	1,104
10070	PCA220kV	1,061	1,102
10060	PSA220kV	1,061	1,102
10004	SLO220kV	1,066	1,106
10304	SPA220kV	1,056	1,068
10000	VHA500kV	0,995	1,022

4.6. Flujos de carga en líneas representativas del SINP

Los flujos de potencia para algunas líneas de transmisión representativas del SINP, considerando los escenarios de operación aislada e interconectada, con carga máxima simultánea correspondiente al año 2015, son representados en la Tabla 6. El signo negativo indica que el flujo de potencia tiene sentido contrario al supuesto en la tabla.

Tabla 6. Comparación de los escenarios de operación aislada e interconectada en cuanto a flujo de carga en líneas representativas del SINP. Carga Máxima Simultánea 2015.

Desde	Hasta	SS1-SS2	SS1-SS2
		Aislados Flujo-Potencia (MW)	Interconect. Flujo- Potencia (MW)
ACY220kV	COV220kV	354,4	267,0
AYO220kV	SPA220kV	320,4	413,6
AYO500kV	VHA500kV	0,0	609,8
CYO220kV	LIM220kV	117,9	57,6
GUA220kV	SJB220kV	-101,7	-171,0
IRY220kV	CYO220kV	299,8	222,6
LIM220kV	VHA220kV	-41,6	-129,7
MD220kV	ACY220kV	1068,4	850,8
MD220kV	IRY220kV	447,0	376,0
MD500kV	VHA500kV	927,0	563,6
SPA220kV	VAP220kV	111,9	179,9
VHA220kV	PBO220kV	401,6	324,0

4.7. Inyecciones de potencia al SINP

Las potencias en MW inyectadas al SINP por las centrales hidroeléctricas de Itaipú, Yacyretá y Acaray son ilustradas en la Tabla 7, considerando los escenarios de operación aislada e interconectada, con carga máxima simultánea.

Tabla 7. Inyecciones de potencia en MW al SINP. Carga Máxima Simultánea 2015. Operación aislada e interconectada.

Central Hidroeléctrica	SS1-SS2	SS1-SS2
	Aislados F. Potencia (MW)	Interconect. F. Potencia (MW)
Itaipú	2725	2033
Yacyretá	510	1203
Acaray	236	236
Total MW	3472	3472

4.8. Pérdidas

Se resume en la Tabla 8, una comparación de pérdidas totales porcentuales, correspondientes a los escenarios de operación aislada e interconectada. A fin de comparar con mayor nitidez el porcentaje de pérdidas en ambos escenarios, se utilizó como referencia la carga total correspondiente al año 2015, aumentándola hasta que la inyección total de potencia al SINP coincidiera para ambos modos de operación.

Tabla 8. Comparación de las pérdidas totales para los escenarios aislado e interconectado, tomando como base la carga máxima simultánea 2015

Detalles	Operación Aislada	Operación Interconectada
Carga total [MW]	3273	3281
Inyección total de potencia [MW]	3472	3472
Pérdidas del Sistema de Transmisión[%]	5,73	5,50

5. Anexo

En la Figura 4 se presenta un esquema simplificado de la representación del SINP, el cual resume los resultados obtenidos para la operación interconectada del mismo.

6. Conclusiones

Los resultados presentados en cuanto al análisis en régimen permanente son preliminares y servirán como base para realizar un análisis más complejo que consiste en el estudio de estabilidad transitoria del SINP, involucrando estudios dinámicos que serán presentados más adelante.

De acuerdo con las simulaciones realizadas y analizadas para las configuraciones mencionadas de operación del SINP se puede concluir que:

- La interconexión de los subsistemas 1 y 2 permitirá contar con diferentes fuentes de alimentación. De esta manera aumentará la confiabilidad del SINP.
- En el escenario de operación interconectada, con carga máxima simultánea 2015, la inyección de potencia de la Central Yacyretá al SINP aumenta en 136% con relación al escenario de operación aislada. Esto será factible con la puesta en servicio

de la línea de transmisión en 500 kV Ayolas - Villa Hayes. En contrapartida, la inyección de potencia de la Central Itaipú disminuye en 25% considerando los mismos escenarios de operación.

- En cuanto a las pérdidas totales de potencia, con la interconexión del SS1 con el SS2, considerando carga máxima simultánea 2015, se obtiene 0,23% menos pérdidas que en el escenario de operación aislada. Con esto también es posible reducir los inconvenientes relativos a la compensación de reactivos debidos a los bancos de capacitores instalados en las subestaciones.
- En la simulación del flujo de potencia para ambos escenarios, considerando carga máxima simultánea 2015, los módulos de las tensiones en las principales barras del SINP están dentro de los límites 1.0 p.u. \pm 10%.
- Desde el punto de vista de régimen permanente, el escenario de operación interconectada presenta un mejor perfil en cuanto a la estabilidad de tensión.

7. Referencias

[1] *Plan Maestro de Generación y Transmisión*, Periodo: 2014 – 2023. Enero de 2011. Administración Nacional de Electricidad (ANDE).

[2] Do Bomfim, A.; Quintão, P.; Medina Lizárraga, M.; De Almeida P.; Román, O.; Barúa, J. M.; Gimenez, G.; Gomes Jr, S. *Estudos de Estabilidade do Sistema Interligado Brasileiro, Paraguai e Argentino*. XI SEPOPE. Marzo de 2009. Realizado no âmbito do acordo de cooperação técnica ANDE e ELETROBRÁS 2006.

[3] *INFORME AMBIENTAL. LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 kV CH YACYRETA – AYOLAS - VILLA HAYES*. Administración Nacional de Electricidad (ANDE).

[4] *Modelo de optimización de contratos de potencia para el suministro al sistema eléctrico paraguayo desde Itaipú*. Arce, Paulo E. B., Arce Encina, Anastacio S. y Carneiro, Adriano A. F. M.

[5] *Folhas de Apoio ao programa PSS/E da Siemens – PTI*. Módulos "Powerflow" e "Dynamics". ISEL – DEEA. Outubro – 2009.

[6] Grainger, J., Stevenson Jr., W. D. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill / Interamericana de México, S.A.

[7] Power Technologies, Inc. *Manual de usuario – PSS/E v. 29*. Estados Unidos, 2002.

[8] *Proyecto de Construcción de la Línea de Transmisión de 500 kV Yacyretá – Ayolas - Villa Hayes*. Administración Nacional de Electricidad (ANDE).

[9] Alcaraz Funes, E.G.; Martínez Yegros, A.C.E.; Fernandez Krekeler, U.; Chaparro Viveros, E.R. *Impacto del modelado de los sistemas eléctricos brasileño y argentino en los estudios de estabilidad electromecánica en la operación interconectada de Itaipú y Yacyretá*. XVI ERIAC. Mayo de 2015.

