

Influencia de la LI 500kV MD-VHA 1 en el desempeño del Sistema de Potencia de la ANDE, considerando las máximas demandas registradas en febrero de 2014

Elisandro E. Rodríguez B.
elisandro_rodriguez @ande.gov.py

Rodney D. Fariña M
rodney_farina@ande.gov.py

Administración Nacional de Electricidad – ANDE
Asuncion – Paraguay

RESUMEN

Considerando la influencia de la línea de transmisión en 500kV entre Itaipu y la Estación Villa Hayes, este trabajo tiene como principal objetivo evaluar el desempeño -en régimen permanente- del Sistema de Potencia de la ANDE, durante los periodos en los que se registraron las máximas demandas del mes de febrero de 2.014, a fin de presentar un diagnóstico general sobre el comportamiento de los componentes del SI.

Así también, se presentan resultados de simulaciones en régimen estacionario, considerando el impacto que tendría la ausencia de obras inherentes a la interconexión entre la ANDE e Itaipu en 500kV.

PALABRAS CLAVES

Línea de Interconexión (LI), Sistema Interconectado (SI), Sistema Interconectado Nacional (SIN), Administración Nacional de Electricidad (ANDE), Central Hidroeléctrica Itaipu (CH-IPU), Central Hidroeléctrica Yacyreta (CH-YAC), Central Hidroeléctrica Acaray (CH-ACY), Régimen Permanente.

1. INTRODUCCIÓN

El día 7 de febrero de 2014, en el intervalo de tiempo comprendido entre las 14:00h y 15:00h, fue registrada la máxima demanda (hasta la fecha) del Sistema Interconectado Nacional de la ANDE (SIN), correspondiente a una potencia de aproximadamente 2.537MW. A su vez, la máxima carga de la noche, con un SIN en el orden de 2.534MW, ocurrió el día 6 de febrero de 2014, entre las 21:30h y 22:00h.

Si bien cada periodo de alta demanda cuenta con características particulares, los montos de SIN correspondientes a las máximas del mes de febrero de 2014 (picos de la noche y de la tarde), registraron niveles de potencias activas prácticamente iguales.

Siendo así, este trabajo pretende mostrar el desempeño -en régimen permanente- de los principales componentes del Sistema de Potencia de la ANDE, considerando las máximas demandas registradas durante los picos de la noche y de la tarde.

En este sentido, a fin de observar la relevancia de obras inherentes a la interconexión ANDE/IPU 500kV, también se realizaron evaluaciones de escenarios hipotéticos considerando la ausencia de dichas obras.

2. ANÁLISIS DE RÉGIMEN PERMANENTE CONSIDERANDO LAS MÁXIMAS DEMANDAS REGISTRADAS

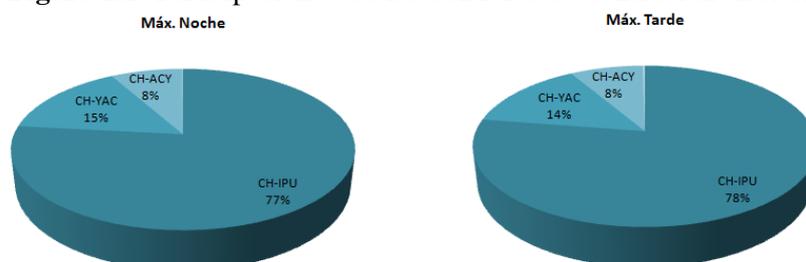
2.1 Máximas demandas registradas

Como fue mencionado anteriormente, este trabajo presenta resultados de simulaciones de régimen permanente con valores de SIN alrededor de:

- Máxima de la noche: SIN \approx 2.534MW, valor en el orden del registrado el día 6 de febrero de 2014 entre las 21:30h y 22:00h.
- Máxima de la tarde: SIN \approx 2.537MW, monto aproximado al asentado el día 7 de febrero de 2014 entre las 14:00h y 15:00h.

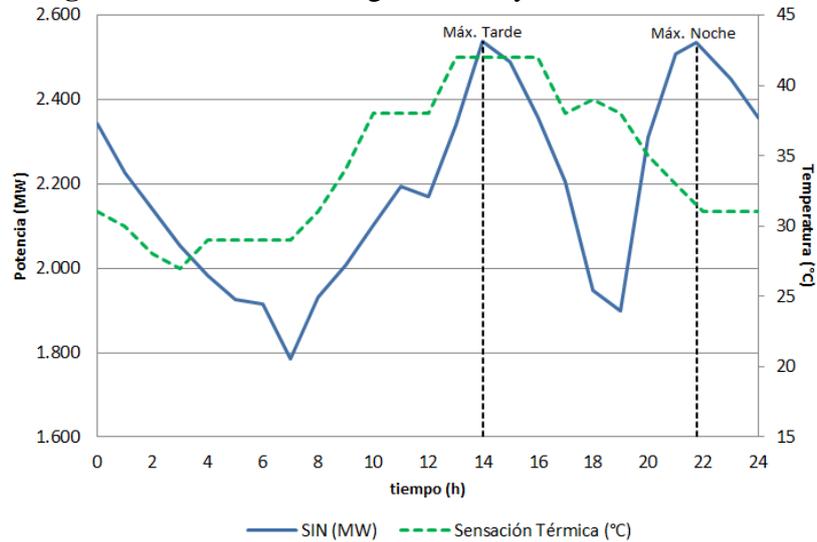
En la figura abajo, se presentan los aportes de cada fuente de generación, resaltando que la Central Hidroeléctrica de Itaipu (CH-IPU) tuvo una participación de aproximadamente 78% en la demanda total del Sistema Interconectado (SI).

Figura 2.1: Participación % de las Centrales de Generación en el SI.



Por otro lado, considerando que la temperatura es uno de los factores más influyentes en las variaciones de la carga, en la siguiente figura se presentan las demandas horarias del SIN, sobrepuestas con los diversos valores de sensaciones térmicas registrados entre los días 6 y 7 de febrero de 2014. En la misma se observa que las “máximas de la tarde” coinciden con las mayores temperaturas registradas.

Figura 2.2: Curva de Carga del SIN y Sensación Térmica.



2.2 Configuración

El día de la máxima demanda, el Sistema Interconectado (SI) se encontraba operando en dos sistemas:

- **Subsistema 1 (SS1)- CH-IPU//CH-ACY:** Sistemas Metropolitano, Centro, Norte, Oeste, Este y EMSA (ES-CAL), operando con el Sistema Brasileño (HVDC).
- **Subsistema 2 (SS2)- CH-YAC:** Sistemas Metropolitano, Centro y Sur, operando con el Sistema Argentino de Interconexión.

Figura 2.3: Subsistema 2 (SS2).

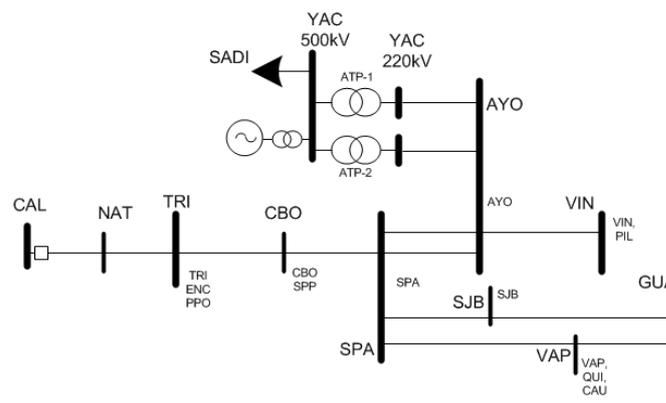
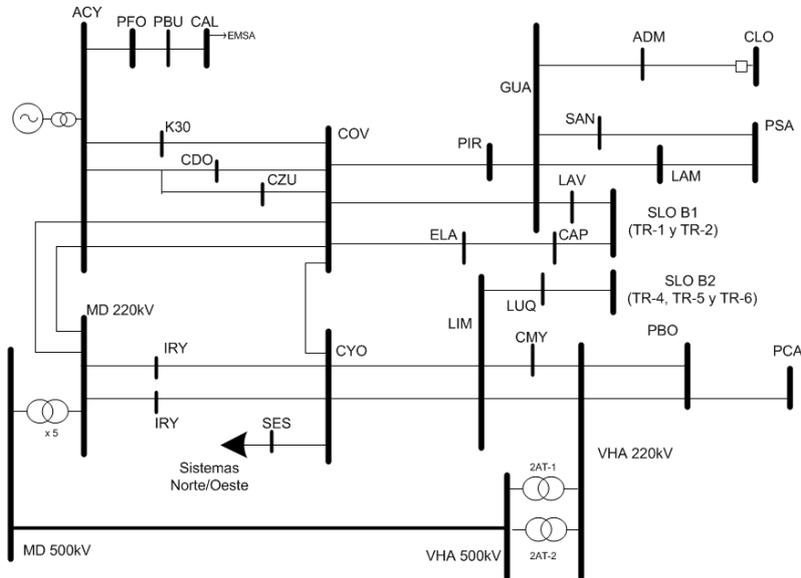


Figura 2.4: Subsistema 1 (SS1).



2.3 Resultados de Simulaciones

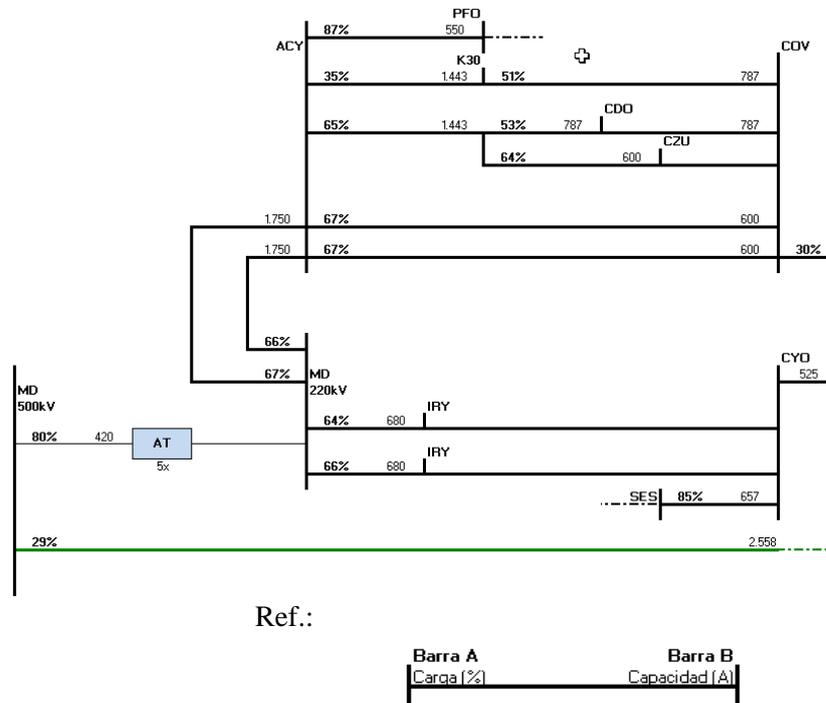
En los siguientes apartados se presentan los principales resultados obtenidos en las simulaciones de régimen permanente.

- **Interconexiones y Líneas de Transmisión 220kV**

En los autotransformadores de las Centrales Hidroeléctricas (interconexión ANDE/IPU e interconexión ANDE/YAC), así como, en los principales vínculos de 220kV del sistema ANDE, no se observaron cargas superiores a sus respectivas capacidades nominales.

A modo de ejemplo, en el siguiente gráfico se muestra un resumen de cargas en los vínculos más representativos del tronco principal de transmisión (Subsistema 1), referentes al periodo de máxima de la noche.

Figura 2.5: Máxima de la noche - Tronco Principal- Subsistema 1.



- Principales dispositivos de compensación reactiva**

Los compensadores estáticos de reactivos se encontraban operando dentro de rangos aceptables, los altos requerimientos de potencias reactivas exigieron la puesta en servicio de los bancos de capacitores en 220kV y 23kV.

Tabla 2.1: Compensadores estáticos de reactivos.

Local	Capacidad (Mvar)	Inyección (Mvar)	
		Máx. Noche	Máx. Tarde
San Lorenzo	- 80 / 150	126	115
Limpio	- 150 / 250	-22	70
Horqueta	- 80 / 150	46	57

Tabla 2.2: Banco de capacitores de 220kV.

Local	Capacidad (Mvar)	Pot. Reactiva (Mvar)	
		Máx. Noche	Máx. Tarde
Guarambare	2x80	160	160
San Lorenzo	2x80	80	160

- Perfiles de tensión del sistema.**

En términos generales, los perfiles de tensión en 220kV estaban dentro de los rangos admisibles en régimen permanente. Las siguientes figuras presentan los respectivos acumulados de las tensiones en pu por barras de 220kV.

Figura 2.6: Máxima de la noche.

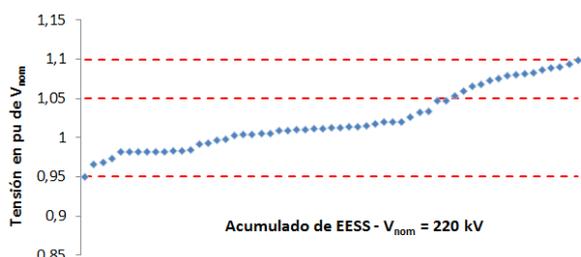
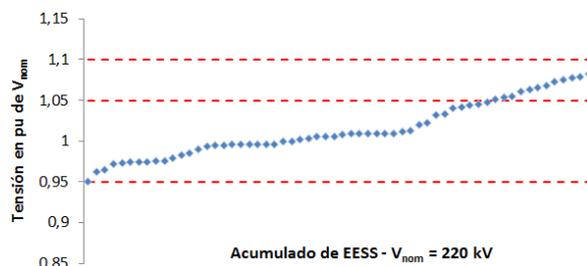


Figura 2.7: Máxima de la tarde.



3. IMPORTANCIA DE LA LI 500KV MD-VHA 1 EN EL DESEMPEÑO DEL SI

Considerando el impacto que tendría la ausencia de obras inherentes a la interconexión ANDE/IPU 500kV, fueron realizadas simulaciones de régimen permanente (casos bases) sin la presencia de dichas obras, a partir de los registros de mediciones obtenidos los días máxima demanda del mes de febrero de 2014.

3.1 Configuraciones

- **Escenario 1 (E1):** configuración operativa de los días 6 y 7 de febrero de 2014.
- **Escenario 2 (E2):** configuración análoga a la del Escenario 1, con las siguientes variaciones:
 - Ausencia de la LI 500kV MD-VHA 1.
 - En servicio seis conjuntos autotransformadores/reguladores de la SE-MD.
 - Compensaciones capacitivas adicionales.
- **Escenario 3 (E3):** condiciones similares al Escenario 2, con la salvedad de que mayores cargas del Sistema Metropolitano ($\approx 100\text{MW}$) fueron “transferidas” sobre la CH-YAC (SS2).

3.2 Resultados de Simulaciones

En los siguientes apartados se presentan los resultados obtenidos en las simulaciones de régimen permanente.

- **Pérdidas totales en transmisión**

Ante la ausencia de la LI 500kV MD-VHA, las pérdidas totales en transmisión sufrirían incrementos como los mostrados en la tabla abajo, es decir, las centrales de generación se verían obligadas a inyectar potencias adicionales al caso original.

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

Tabla 3.1: Resumen de Pérdidas.

Máxima de la Noche					
Escenario	SI (MW)	SIN (MW)	Cargas (MW)	Pérdidas (MW) (%)	
E1	2.558,9	2.533,9	2.381,0	177,9	7,0%
E2	2.698,7	2.673,7	2.381,0	317,7	11,8%
E3	2.673,8	2.648,8	2.381,0	292,8	11,0%

Máxima de la Tarde					
Escenario	SI (MW)	SIN (MW)	Cargas (MW)	Pérdidas (MW) (%)	
E1	2.567,1	2.537,1	2.382,9	184,2	7,2%
E2	2.710,4	2.680,4	2.382,9	327,5	12,1%
E3	2.680,8	2.650,8	2.382,9	297,9	11,1%

- Interconexiones**

Los conjuntos autotransformadores reguladores de la SEMD, así como, los autotransformadores de la CH-YAC, se verían obligados a operar fuera de sus límites nominales.

Tabla 3.2: Autotransformadores de las CH.

Máxima de la Noche						
Local	Equipo	Tensión (kV)	Corriente (A)	E1 Cargas (%)	E2 Cargas (%)	E3 Cargas (%)
SE-MD	T4/R4	500	420	80%	105%	96%
CH-YAC	ATP1	500	303	78%	77%	103%

Máxima de la Tarde						
Local	Equipo	Tensión (kV)	Corriente (A)	E1 Cargas (%)	E2 Cargas (%)	E3 Cargas (%)
SE-MD	T4/R4	500	420	79%	109%	99%
CH-YAC	ATP1	500	303	73%	73%	91%

- Compensación reactiva adicional**

Además de los compensadores estáticos de reactivos y bancos de capacitores en 220kV existentes, serían necesarios los siguientes valores capacitivos:

Tabla 3.3: Reactivos adiciones.

Máxima de la Noche			
Sistema	E1 (Mvar)	E2 (Mvar)	E3 (Mvar)
Metropolitano	-	170	70

Máxima de la Tarde			
Sistema	E1 (Mvar)	E2 (Mvar)	E3 (Mvar)
Metropolitano	-	235	180

- Líneas de Transmisión de 220kV**

Los principales vínculos de transmisión de 220kV se verían obligados a transportar demandas próximas o superiores a sus respectivas capacidades nominales.

Tabla 3.4: Cargas en líneas de 220kV.

Máxima de la Noche				
Equipo	Límite (A)	E1 Cargas (%)	E2 Cargas (%)	E3 Cargas (%)
LI 220kV MD-ACY 1	1750	67%	100%	93%
LI 220kV MD-IRY-CYO 1	680	64%	120%	113%
LI 220kV MD-IRY-CYO 2	680	66%	120%	112%
LT 220kV ACY-K30 1	1443	55%	85%	79%
LT 220kV ACY-COV 1	600	67%	106%	98%
LT 220kV COV-PIR	800	77%	100%	89%
LT 220kV COV-GUA	690	85%	111%	98%
LT 220kV COV-SLO	800	70%	95%	87%
LT 220kV COV-CYO	525	29%	77%	78%
LT 220kV CYO-LIM 1	603	12%	95%	87%
LT 220kV GUA-SLO	630	24%	88%	95%

Máxima de la Tarde				
Equipo	Límite (A)	E1 Cargas (%)	E2 Cargas (%)	E3 Cargas (%)
LI 220kV MD-ACY 1	1750	68%	102%	95%
LI 220kV MD-IRY-CYO 1	680	66%	124%	115%
LI 220kV MD-IRY-CYO 2	680	66%	120%	113%
LT 220kV ACY-K30 1	1443	56%	87%	80%
LT 220kV ACY-COV 1	600	68%	108%	100%
LT 220kV COV-PIR	800	77%	102%	92%
LT 220kV COV-GUA	690	85%	116%	102%
LT 220kV COV-SLO	800	70%	98%	90%
LT 220kV COV-CYO	525	25%	81%	81%
LT 220kV CYO-LIM 1	603	13%	101%	94%
LT 220kV GUA-SLO	630	32%	100%	109%

4. CONCLUSIONES

La máxima demanda del Sistema de Potencia correspondiente a un SIN de aproximadamente 2.537MW, fue registrada el día 7 de febrero de 2.014, en el horario comprendido entre las 14:00h y 15:00h.

El pico de la tarde -que adquiere mayor relevancia en los periodos estivales- podría ser atribuido a la sobreposición de factores como: elevada sensación térmica, considerable participación de clientes comerciales, industriales y gubernamentales, además de coincidir con la etapa final de vacaciones de la mayoría de los usuarios residenciales.

La máxima demanda de la noche, con un SIN de aproximadamente 2.534MW, ocurrió el día 6 de febrero de 2.014, entre las 21:30h y 22:00h. Este pico se daría principalmente como consecuencia del uso masivo de los equipos de refrigeración e iluminación de los clientes residenciales.

Si bien cada periodo de alta demanda cuenta con características particulares, los montos de SIN correspondientes a las máximas del mes de febrero de 2.014 (picos de la noche y de la tarde), registraron niveles de potencias activas prácticamente iguales.

Desde el punto de vista del desempeño sistémico, la puesta en servicio de las obras inherentes a la LI 500kV MD-VHA 1 y la operación de los bancos de capacitores de 220kV, contribuyeron en gran medida a que los principales componentes del Sistema de Potencia de la ANDE operaran dentro de los niveles de admisibles de régimen permanente.

En lo que se refiere a la contribución de cada fuente de generación en la demanda del SI, la CH-IPU con aportes de aproximadamente 78%, continua siendo la fuente de mayor relevancia para Sistema de la ANDE.

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

En este sentido, cabe señalar que la LI 500kV MD-VHA 1 tuvo una participación de aproximadamente 25% en la demanda total del Sistema Interconectado, así también, es importante resaltar que las cargas sobre cada autotransformador de la ES-VHA (500/220kV–600MVA), eran de aproximadamente 50% de sus capacidades nominales, evidenciando la importancia de contar con ambos equipos.

Por su parte, en los autotransformadores de las Centrales Hidroeléctricas (interconexión ANDE/IPU e interconexión ANDE/YAC), así como, en los principales vínculos de 220kV del sistema ANDE, no se observaron cargas superiores a sus respectivas capacidades nominales.

Si bien los compensadores estáticos de reactivos se encontraban operando dentro de rangos aceptables, los altos requerimientos de potencias reactivas exigieron la puesta en servicio de los bancos de capacitores en 220kV y 23kV. En este orden, se sigue apreciando que es fundamental el aporte de reactivos que inyecta el CER de la ES-SLO al sistema de subtransmisión.

En términos generales, los perfiles de tensión se encontraban dentro de los rangos admisibles en régimen permanente.

Dependiendo de la configuración y del periodo de carga, la ausencia de las obras inherentes a la interconexión ANDE/IPU 500kV, implicaría que:

- Las pérdidas totales en transmisión sufrirían incrementos entre 4% y 5%, es decir, las centrales de generación se verían obligadas a inyectar potencias adicionales entre 113MW y 145MW, aproximadamente.
- Los principales vínculos de transmisión de 220kV se verían obligados a transportar demandas próximas o superiores a sus respectivas capacidades nominales.
- Los conjuntos autotransformadores reguladores de la SEMD, así como, los autotransformadores de la CH-YAC, se verían obligados a operar fuera de sus límites nominales.
- A pesar de la utilización de todas compensaciones reactivas del Sistema de la ANDE, se observaría déficit entre 70Mvar y 235Mvar de reactivos capacitivos.
- A fin de que los equipos más relevantes del Sistema de Potencia operen dentro de sus rangos permitidos, serían necesarios cortes de cargas entre 250MW y 450MW, aproximadamente.

5. BIBLIOGRAFIA

- [1] CEPTEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Programa ANAREDE – Programa de Análise de Redes. Manual de Usuário, Rio de Janeiro – Brasil.
- [2] Desempeño del Sistema de Potencia de la ANDE. Análisis de régimen permanente considerando las máximas demandas registradas en el mes de febrero de 2.014, ANDE GT/DEL.
- [3] Importancia de la LI 500kV MD-VHA 1 en el desempeño del SI. Comportamiento del Sistema Interconectado de la ANDE considerando la máxima demanda registrada en febrero de 2.014, ANDE GT/DEL.
- [4] Plan Maestro de Generación y Transmisión, Periodo 2012 – 2021, ANDE.