

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE REFUERZO DEL PRINCIPAL TRONCO DE TRANSMISIÓN DEL S.I.N.

Ubaldo Fernández y José Vallejos

Administración Nacional de Electricidad - ANDE

PARAGUAY

RESUMEN

El trabajo presenta los estudios de planificación desarrollados con el fin de evaluar diferentes alternativas de refuerzo del sistema de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) atendiendo a los altos niveles de carga de las líneas que componen el tronco de transmisión de la ANDE. Se analizan básicamente las siguientes tres alternativas:

- Construcción de una LT en 500 kV Margen Derecha - SE Carayaó (incluida dentro del Plan Maestro de Transmisión anterior);
- Construcción de una nueva doble terna Acaray – Cnel. Oviedo – San Lorenzo en 220 kV;
- Construcción de una LT en 500 kV Margen Derecha – Limpio.

En el estudio se observa la atractibilidad de contar con la LT en 500 kV Margen Derecha – Limpio, la cual a pesar de implicar un mayor costo inicial, traería una reducción importante en pérdidas de transmisión que justificarían dicha inversión. .

PALABRAS CLAVES

Planificación de la expansión del sistema de transmisión, evaluación técnico-económica.

1 INTRODUCCION

Estudios de planificación y las condiciones verificadas actualmente en la operación de la red en 220 kV, muestran la necesidad de contar con un refuerzo del tronco de transmisión proveniente de los centros de generación del Este del país. En este sentido, el Plan Maestro de Transmisión [1-2] incluye la obra de construcción de una doble terna en 220 kV entre las subestaciones Acaray y Cnel. Oviedo en reemplazo del actual Circuito I, simple terna que interconecta a dichas subestaciones. El proyecto original contemplaba el desmontaje del Circuito I y la construcción de una nueva doble terna en su reemplazo y usando la misma franja de servidumbre.

Del análisis del trazado de los circuitos actuales, el Dpto. de Proyectos Electromecánicos de la Gerencia Técnica plantea como alternativa la construcción de una nueva doble terna en el espacio existente entre el Circuito I y la doble terna (Circuitos II y III), sin desmontar el actual Circuito I, indicando además que la construcción podría realizarse en el mismo tiempo, aspecto especialmente importante considerando la necesidad de disponer con la nueva línea para Diciembre 2008.

Para determinar la conveniencia de esta propuesta, y la posible necesidad de reformulación del Plan Maestro, se hace un análisis del largo plazo, intentando determinar cual es el número requerido de circuitos en 220 kV. En este estudio se analizan diferentes alternativas de refuerzos, con vistas a establecer orientaciones de largo plazo en el crecimiento del sistema de transmisión del SIN [3].

2 ALTERNATIVAS ESTUDIADAS

Las alternativas analizadas de crecimiento del tronco principal de transmisión analizadas son citadas a continuación, así como una figura esquemática de las mismas.

Alternativa 1: Crecimiento conforme Plan Maestro con obras adicionales de compensación reactiva. Las principales obras incluidas son:

- 2008: Acaray-Cnel. Oviedo reconstrucción en doble terna Circuito I (Circuito VIII);
- 2011: Cnel. Oviedo-San Lorenzo reconstrucción en doble terna Circuito I (Circuito VIII);
- 2012: Margen Derecha-Carayaó 500 kV, ampliación SE Carayaó y reconstrucción en doble terna del circuito Cnel. Oviedo-Carayaó;
- Después de 2015: 300 MVar compensación 220 kV en Guarambaré.

En la Figura 1 se muestra un esquema del tronco principal de transmisión, resaltándose las obras nuevas involucradas.

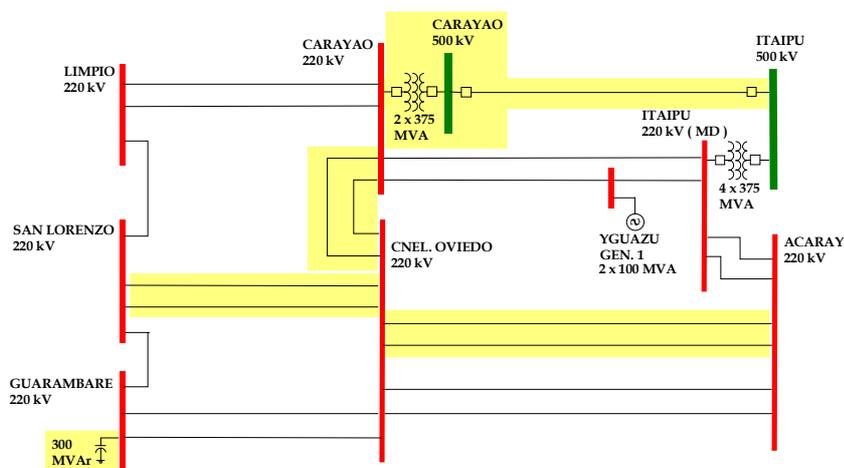


Figura 1: Alternativa 1: 220 kV y Margen Derecha – Carayaó 500 kV

Alternativa 2: Crecimiento exclusivo en 220 kV con nueva doble terna y refuerzos asociados.

- 2008: Acaray-Cnel. Oviedo construcción nueva doble terna (Circuitos VIII y IX);
- 2011: Cnel. Oviedo-San Lorenzo construcción nueva doble terna (Circuitos VIII y IX);
- Posterior a 2015: 300 MVar compensación 220 kV en Guarambaré.

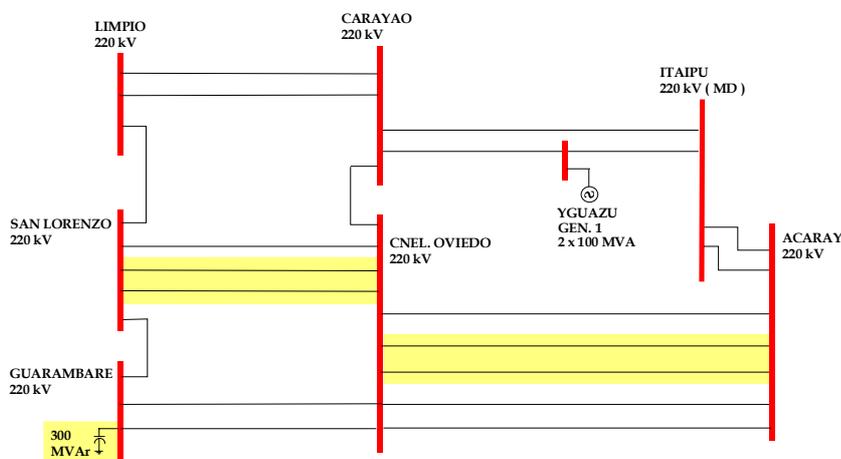


Figura 2: Alternativa 2 – Circuitos VIII y IX, exclusivo en 220 kV

Alternativa 3: Crecimiento en 500 kV directamente hasta Metropolitano y obras complementarias.

- 2008: Acaray-Cnel. Oviedo reconstrucción en doble terna Circuito I (Circuito VIII);
- 2012: Margen Derecha-Limpio 500 kV, ampliación Limpio y reconstrucción en doble terna Limpio-San Lorenzo;
- Posterior a 2015: 300 MVAr compensación 220 kV en Guarambaré.

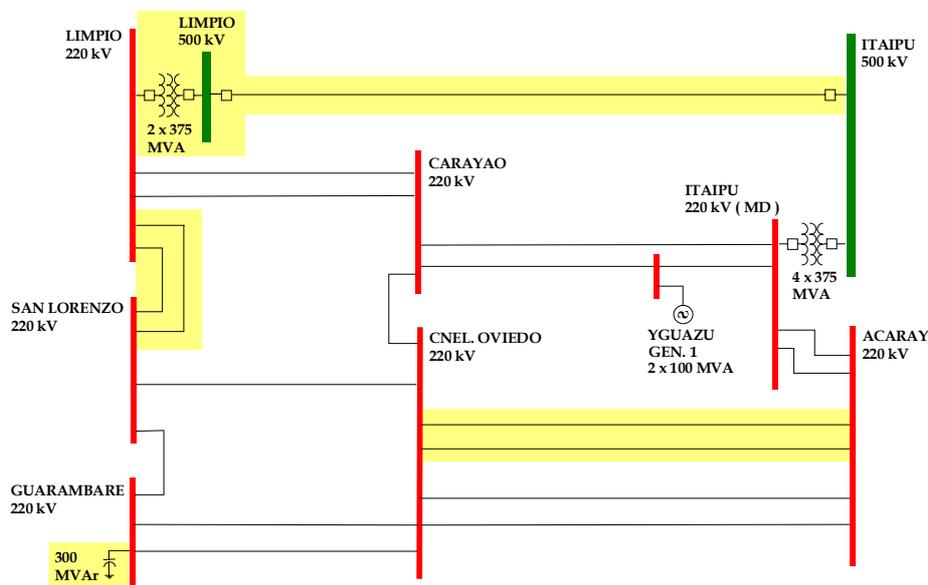


Figura 3: Alternativa 3 - 220 kV y Margen Derecha – Limpio 500 kV

3 PREMISAS CONSIDERADAS

El estudio es elaborado en base a análisis de flujo de potencia. Se adopta la configuración separada del SIN, con el sistema operando en dos subsistemas eléctricamente separados en las SEs de Acaray y Guarambaré (SS1 y SS2). Dicha configuración representa la configuración más exigente desde el punto de vista operativo y normalmente utilizada ante las dificultades técnicas existentes para la operación interconectada de las centrales de Itaipú y Yacyretá.

El estudio es realizado con vistas a satisfacer exclusivamente los requisitos del mercado nacional y las ventas tradicionales de la ANDE (en Clorinda, Carlos A. López y Copel). Se evalúa el desempeño del sistema en condiciones normales de operación, así como de contingencia empleando el criterio de planificación *N-I* para la determinación de refuerzos requeridos. El periodo de estudio considerado es 2008 – 2020 y tomándose la proyección de la demanda conforme a “Prospectiva 2004-2015 del Mercado Eléctrico Nacional” elaborado por el Dpto. de Estudios de Tarifas y Mercados [4].

4 ANÁLISIS TÉCNICO

4.1 Carga en las líneas de transmisión

En los siguientes gráficos se presenta la evolución con los años de la carga en la línea monitoreada (indicada en la parte superior del gráfico) para las tres alternativas consideradas. En la Figura 4 se muestra la carga de las líneas Acaray – Kilómetro 30 – Cnel. Oviedo y Margen Derecha – Itakyry – Carayaó en condiciones normales de operación. Puede verse que el eje de transmisión Este-Central en las Alternativas 1 y 3, que incluyen refuerzos en 500 kV, presentan una menor carga en el tronco de 220 kV, alcanzándose cargas inclusive por debajo del 50% de la capacidad térmica de las líneas. En la Alternativa 3 con la LT 500 kV hasta el Sistema Metropolitano se tendría la menor carga en el sistema de 220 kV.

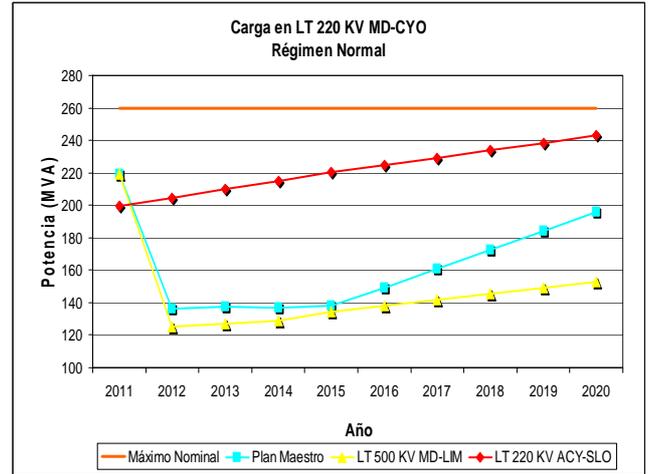
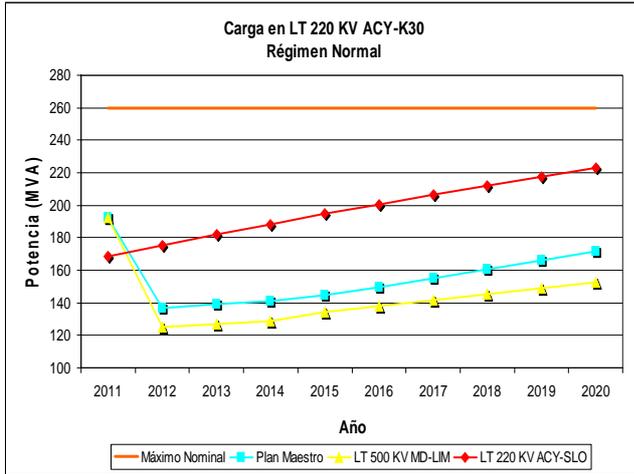


Figura 4 : Carga en líneas de transmisión 220 kV Este – Central: Cond. Normales

En la Figura 5 se muestran los resultados para el eje de transmisión Central-Metropolitano en 220 kV, en donde la Alternativa 3 produce una menor carga en general del sistema. En las Alternativas 1 y 2 se tiene valores prácticamente iguales, ya que la inyección de potencia en 500 kV de la Alternativa 1 es realizada al Sistema Central, y desde allí la transmisión al Sistema Metropolitano es básicamente la misma, con un sistema exclusivamente en 220 kV.

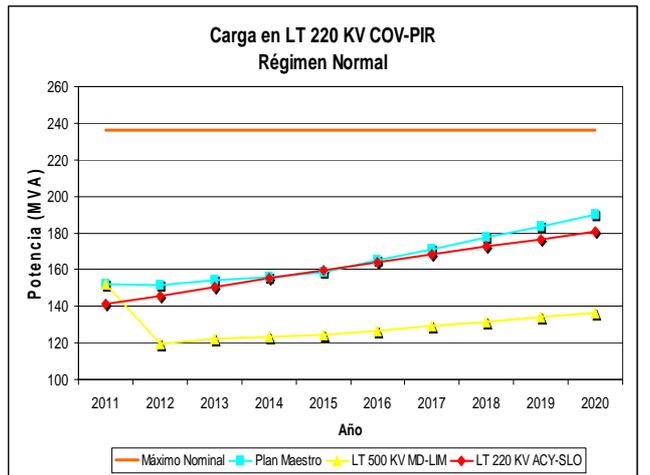
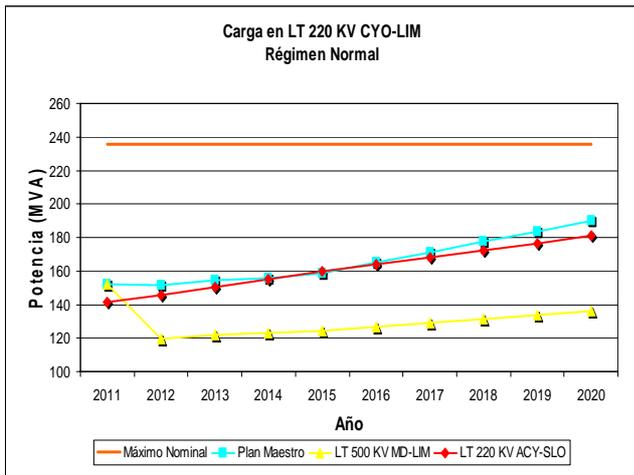


Figura 5 : Carga en líneas de transmisión 220 kV Central – Metropolitano: Cond. Normales

Para las Alternativas 1 y 3, el flujo transportado por la línea de 500 kV estaría entre 500 y 600 MVA.

De igual forma, el monitoreo de la carga de líneas ante contingencias es mostrado en las siguientes figuras. Cada gráfico muestra la máxima carga alcanzada por la línea monitoreada (indicada en la parte superior del gráfico), originada por alguna de todas las contingencias analizadas. Cabe resaltar, que la contingencia que produce la máxima carga en una línea no necesariamente coincide entre las alternativas analizadas, por ejemplo, en el caso con 500 kV, la peor contingencia generalmente constituye la pérdida de la línea de 500 kV, mientras que en la Alternativa 2, la peor contingencia generalmente constituye la pérdida de un circuito de las líneas en doble terna.

En la Figura 6 puede observarse el comportamiento del eje de transmisión Este-Central ante contingencias, observándose un comportamiento similar en todas las alternativas analizadas. Esto se debe fundamentalmente a que el sistema remanente ante la peor contingencia está constituido por un sistema exclusivamente en 220 kV con 6 circuitos entre los sistemas Este y Central.

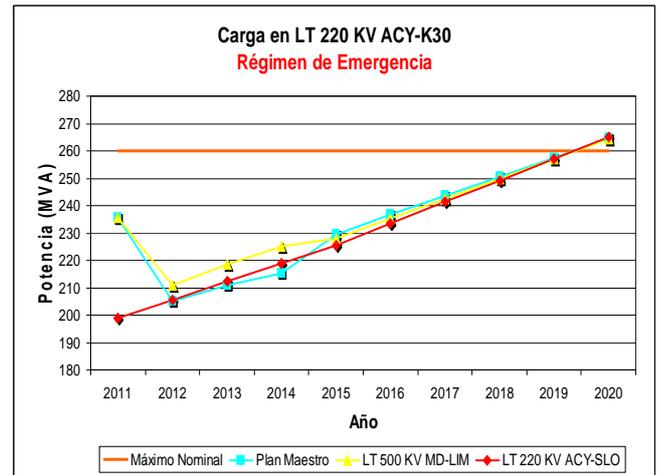
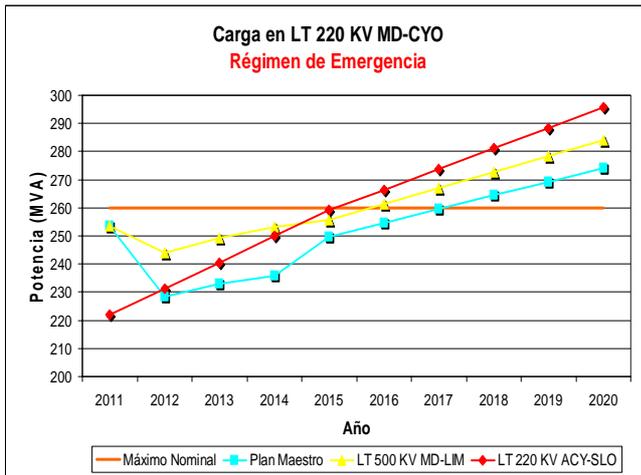


Figura 6 : Carga en líneas de transmisión 220 kV Este – Central: Cond. Emergencia

La mayor sobrecarga se registraría en la línea Margen Derecha-Itakyry-Carayaó, lo cual se debe en gran medida al efecto localizado que tiene la inyección de 200 MW de la CH Yguazú en la SE Itakyry. Se considera que dicha sobrecarga podría ser solucionada con trabajos de capacitación del tramo Itakyry-Carayaó.

En la Figura 7 se muestran las cargas en las líneas de transmisión entre los Sistemas Central y Metropolitano. Se puede apreciar que en la Alternativa 1 se tendría una sobrecarga en la línea Carayaó-Limpio por pérdida del circuito paralelo, originada por la fuerte inyección de potencia que se tiene en Carayaó en dicha alternativa.

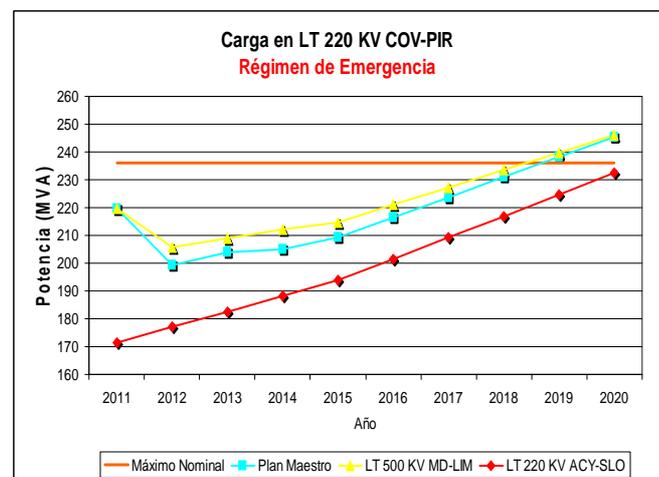
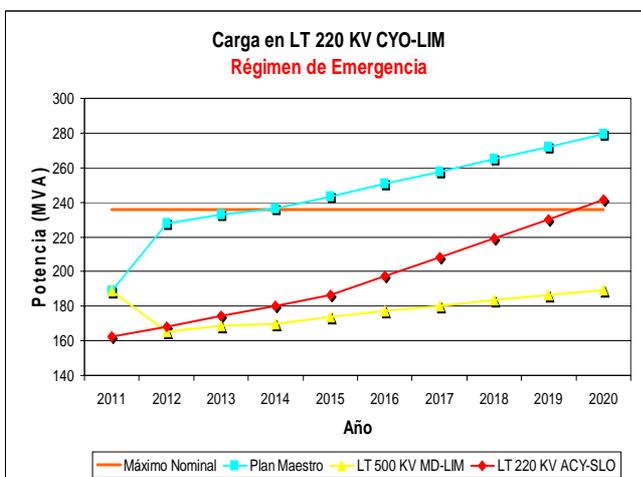


Figura 7 : Carga en líneas de transmisión 220 kV Central – Metropolitano: Cond. Emergencia

Se considera que las sobrecargas observadas podrán ser resueltas mediante trabajos de capacitación de las líneas mencionadas, y por lo tanto no se incluyen obras importantes para solucionar dichas sobrecargas. Esta consideración está basada en la capacidad de sobrecarga de corta duración consignada en memorias de cálculo de dichas líneas de transmisión.

Adicionalmente, se puede mencionar que las Alternativa 1 y 3 permiten soportar una contingencia en una de las líneas Margen Derecha – Acaray 220 kV, la cual sin embargo, produce un colapso del sistema en la Alternativa 2.

Desde el punto de vista de contingencia, todas las alternativas analizadas pueden ser consideradas similares, ya que todas requerirían trabajos de capacitación de líneas para finales del mediano plazo. El número de líneas afectadas por los trabajos de capacitación sería menor en el caso de las Alternativas 2 y 3. Entre éstas, nuevamente la Alternativa 3 presentaría la ventaja de permitir un mayor

número de fuera de servicio de líneas en 220 kV sin afectar la calidad del suministro, dando así mayor flexibilidad en la operación del sistema.

4.2 Soporte de Reactivos

Igualmente, se realiza una evaluación del perfil general de tensiones del sistema de transmisión y la compensación reactiva requerida por éste para operar dentro de las franjas de tensión aceptables técnicamente. A continuación, se muestra la suma del aporte de reactivos de los compensadores estáticos de Limpio y San Lorenzo, y en el caso que los requerimientos del sistema sean superiores a 400 MVAR de capacidad (150 MVAR en San Lorenzo y 250 MVAR en Limpio) de requerimientos adicionales, también se incluye la compensación adicional introducida en la barra de 220 kV de la SE Guarambaré. Dadas las características no lineales del sistema y sabiendo que la compensación reactiva aplicada en un lugar no necesariamente puede ser reemplazada por igual cantidad en otra barra del sistema, se estima que la suma directa de la generación de reactivo proveniente de los CERS puede ser utilizada como un indicador del desempeño de los refuerzos de transmisión introducidos al sistema.

En la Figura 8 se muestra la suma de generación de reactivos requerida en los CERS. Puede apreciarse que la Alternativa 2, indicada como LT 220 kV ACY-SLO, requiere de compensación reactiva adicional para finales periodo de estudio, ya que se supera la capacidad instalada actualmente. La Alternativa 3, permitiría inclusive la operación en regimen normal con solamente uno de los compensadores existentes.

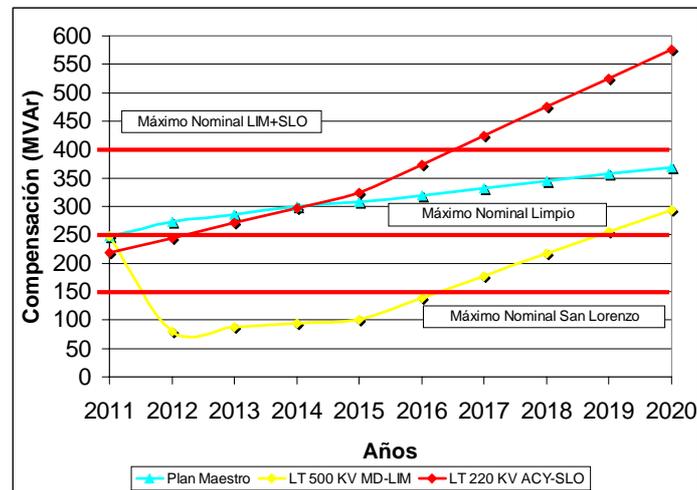


Figura 8 : Aporte de reactivos de compensadores estáticos de reactivos : Cond. Normal

En la Figura 9, se muestran los resultados para cada alternativa ante la peor contingencia. Ante las peores contingencias, el comportamiento de las alternativas estudiadas es similar en lo referente a la compensación reactiva requerida para la operación del sistema dentro de los criterios de niveles de tensión aceptables. Sin dicha compensación reactiva la operación del sistema sería imposible por problemas de colapso de tensión. La similitud observada en el comportamiento del sistema en todas las alternativas se debe básicamente a que el sistema remanente ante la peor contingencia es el mismo, con un sistema de transmisión exclusivamente en 220 kV, lo cual origina la necesidad de incluir grandes bloques de compensación adicional ante contingencias.

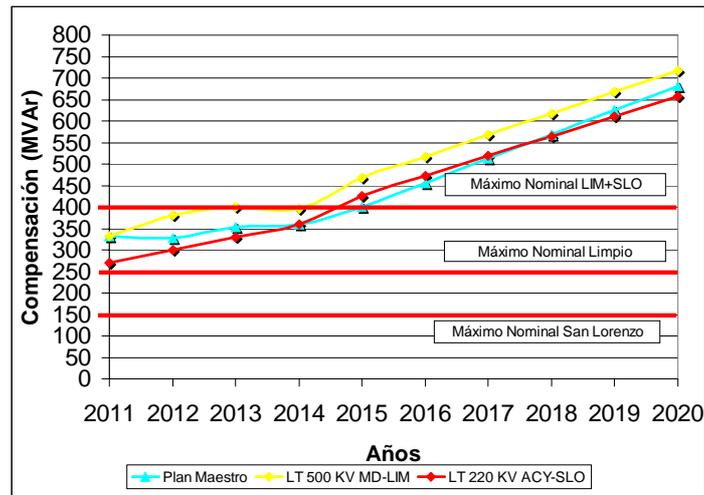


Figura 9 : Aporte de reactivos de compensadores estáticos de reactivos : Cond. Emergencia

4.3 Pérdidas

En la Figura 10, se muestran los valores de pérdidas promedio y en punta obtenidos para las diferentes alternativas. Las pérdidas promedio son utilizadas en el cálculo de pérdidas totales de transmisión en energía, valores importantes para cuantificar el valor económico de las pérdidas. Los valores de pérdidas promedio son estimados en base a una ponderación de las pérdidas obtenidas de los flujos de potencia para los periodos de carga de punta, media y leve.

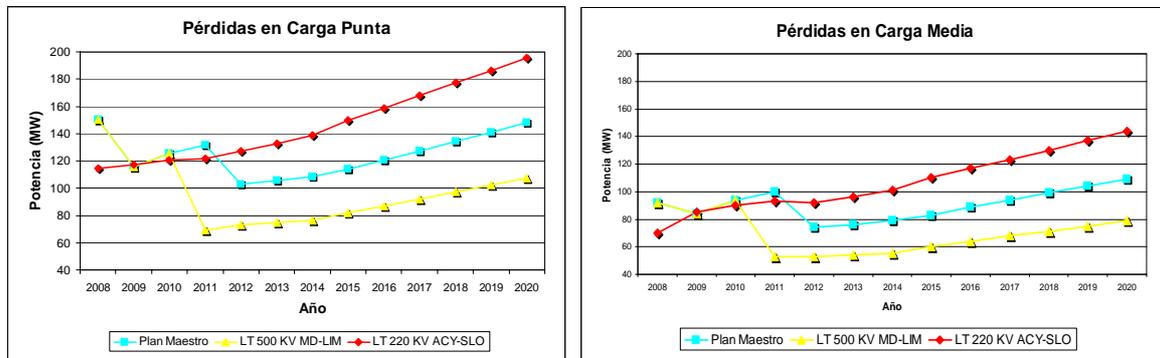


Figura 10 : Comparación de pérdidas de transmisión

La Alternativa 2 presenta menores pérdidas hasta el año 2011, ya que cuenta con una línea en 220 kV más que las otras alternativas. A partir del 2012 la Alternativa 3 presenta menor pérdidas que las demás alternativas, debido a que se tiene inyección de potencia en 500 kV directamente en el Sistema Metropolitano.

El valor de pérdidas promedio es multiplicado por 8760 horas para hallar una estimación de la pérdida anual en energía en el sistema de transmisión. Para hallar el valor de las pérdidas cuantificado en unidades monetarias, el cual es considerado en la evaluación económica, la pérdida anual es multiplicada por el costo de generación estimativo proyectado para los próximos años.

5 EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.1 Costos directos en obras de transmisión

Las tablas a continuación se presentan estimativas de los costos directos de las obras incluidas en cada alternativa

Costos asociados a la Alternativa 1

Item	Descripción	Año	Total (miles \$)
1	LT 220 kV ACY - COV (duplicación circuito I)	2008	30.282
2	Ampliación de la SE Coronel Oviedo	2008	1.263
3	LT 220 kV COV - SLO (duplicación circuito I)	2011	18.570
4	Ampliación de la SE San Lorenzo	2011	369
5	LT 220 kV COV - CYO (duplicación)	2012	8.519
6	Ampliación de la SE Carayaó (const. Patio 500 kV)	2012	15.248
7	LT 500 kV MD - CYO (construcción 210 km)	2012	49.214
8	Compensación reactiva en 220 kV	2016	2.718
9	Compensación reactiva en 220 kV	2018	2.718
Total de Obras			128.900

Costos asociados a la Alternativa 2

Item	Descripción	Año	Total (miles \$)
1	LT 220 kV ACY - COV (Doble terna - Circuitos 8 y 9)	2008	30.651
2	Ampliación de la SE Coronel Oviedo	2008	1.632
3	LT 220 kV COV - SLO (Doble terna - Circuitos 8 y 9)	2011	18.939
4	Ampliación de la SE San Lorenzo	2011	738
5	Compensación reactiva en 220 kV	2015	2.718
6	Ampliación SE Margen Derecha	2016	8.336
7	Compensación reactiva en 220 kV	2018	2.718
Total de Obras			65.731

Costos asociados a la Alternativa 3

Item	Descripción	Año	Total (miles \$)
1	LT 220 kV ACY - COV (duplicación circuito I)	2008	30.282
2	Ampliación de la SE Coronel Oviedo	2008	1.263
3	LT 220 kV LIM - LUQ - SLO (duplicación circuito)	2012	4.326
4	Ampliación de la SE San Lorenzo	2012	369
5	Ampliación de la SE Limpio (const. Patio 500 kV)	2012	15.327
6	LT 500 kV MD - LIM (construcción 325 km)	2012	74.756
7	Compensación reactiva en 220 kV	2015	2.718
8	Compensación reactiva en 220 kV	2018	2.718
Total de Obras			131.759

5.2 Valor Actualizado Neto de las Alternativas

Para la comparación económica, se busca la alternativa con menor costo total, es decir, no solamente se consideran las inversiones requeridas en las obras de refuerzo, sino también se suman las pérdidas obtenidas en cada alternativa. En la Figura 11 se puede apreciar el VAN al año 2008 de los costos totales de las alternativas, y para diferentes tasas de descuento.

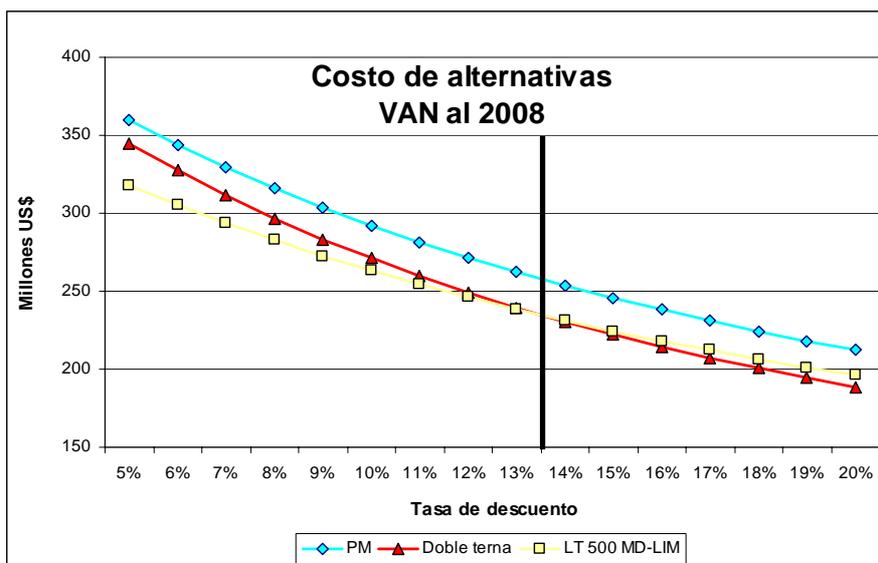


Figura 11 : Comparación económica de alternativas: VAN de costos totales (inversión + pérdidas)

Como puede verse, para tasas menores a 13,5% la Alternativa 3 es la que se muestra más ventajosa. Para tasas superiores, la Alternativa 2 sería la más conveniente, siendo la Alternativa 1 la más costosa en todos los casos. La mayor inversión que representa la Alternativa 3 (LT 500 kV hasta Limpio) en comparación con la Alternativa 2, es posteriormente compensada por la reducción de pérdidas.

Dado que la tasa de retorno depende del valor de las pérdidas, a modo de analizar la sensibilidad de los resultados se han modificado los costos de generación utilizados en la cuantificación monetaria de las pérdidas de transmisión. Así, si los costos de generación fueran 20% menor a los considerados, dicha tasa de equilibrio bajaría a 8,5%. En caso que los costos de generación fueran 20% mayor a los considerados, la misma sería de 18%.

El análisis muestra la conveniencia económica de contar en el sistema con una línea en 500 kV hasta el Sistema Metropolitano.

Por otro lado, al hacer un análisis de los costos de obras, se observa poca diferencia entre la reconstrucción en doble terna del actual Circuito I (incluida en la Alternativa 3), y la construcción de una nueva doble terna entre Acaray y Cnel. Oviedo (incluida en la Alternativa 2) para el mismo año. Por ello, sería más beneficioso contar con este último refuerzo en vez del primero, ya que por el mismo costo se estarían introduciendo al sistema dos nuevas líneas en vez de una. Cabe resaltar, que en los costos considerados no fueron incluidas indemnizaciones, que podrían generar alguna diferencia. También se asume que el actual Circuito I puede seguir operando con los trabajos de mantenimiento normales. Con esto, se tendría como mejor alternativa una combinación de las Alternativa 2 y 3.

6 CONCLUSIONES

El estudio realizado muestra la necesidad de reformular la obra de 500 kV Margen Derecha – Carayaó incluida en el Plan Maestro, la cual, si bien busca la introducción del nivel de transmisión de 500 kV dentro del sistema minimizando la inversión requerida, se ve superada económicamente por las otras alternativas analizadas.

En el corto plazo, atendiendo a la forma de operación del Sistema Nacional, donde se tiene una inyección de potencia desde la CH Itaipu muy importante para atender la demanda nacional, la red de transmisión requiere de una línea adicional en 220 kV adicional para el año 2008. Dado que el costo de reconstruir el actual Circuito I (Acaray - Cnel. Oviedo) sería similar al de construir una nueva doble terna entre dichas subestaciones, esta última tendría mayores beneficios ya que se estaría introduciendo dos nuevas líneas en vez de una. Esto está basado en las siguientes consideraciones:

- Que las indemnizaciones requeridas no serían un porcentaje importante en comparación con el costo total de la obra ya que se estaría utilizando mayormente el espacio disponible en franjas de servidumbre de los Circuitos I y II-III de las líneas existentes.
- Que el actual Circuito I pueda seguir operando con los trabajos de mantenimiento normales por un periodo suficientemente largo.
- Que es factible la finalización de la construcción de la nueva doble terna para el año 2008.

En el largo plazo, se observa la conveniencia de contar con una línea de transmisión en 500 kV directamente hasta el Sistema Metropolitano. Esta alternativa requiere una inversión importante, pero produce una reducción significativa en pérdidas que la harían económicamente viable. Técnicamente, la introducción de la línea de 500 kV Margen Derecha - Limpio permitirá operar el sistema con mayor confiabilidad y holgura, lo cual repercutiría positivamente en la calidad del servicio. Sin embargo, para satisfacer el criterio de planificación de contingencia *N-1*, la inclusión de dicha obra no evitaría la necesidad de realizar otros refuerzos, principalmente en lo que se refiere a compensación reactiva adicional, la cual estaría en torno a 300 MVAR. Dicha compensación estaría destinada exclusivamente a dar soporte al sistema en 220 kV ante la peor contingencia en el sistema, que sería justamente la pérdida de la línea en 500 kV. Este hecho y la diferencia en niveles de pérdidas, son indicadores que un sistema de transmisión exclusivamente en 220 kV sería inadecuado para los niveles de carga del largo plazo.

Atendiendo a lo expuesto, se recomienda incluir en la próxima revisión del Plan Maestro la construcción de una nueva doble terna en 220 kV entre Acaray y Cnel. Oviedo para el año 2008, y la construcción de la línea en 500 kV entre Margen Derecha y Limpio, así como obras de refuerzo local asociadas en el Sistema Metropolitano, para el año 2012.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Dpto. de Estudios de Transmisión e Impacto Ambiental (DEE/TI) – ANDE, *Plan Maestro de Transmisión de Corto Plazo 2006-2010*, Noviembre 2005.
- [2] Dpto. de Estudios de Transmisión e Impacto Ambiental (DEE/TI) – ANDE, *Plan Maestro de Transmisión de Mediano 2011-2015*, Noviembre 2005.
- [3] Dpto. de Estudios de Transmisión e Impacto Ambiental (DEE/TI) – ANDE, Informe DEE/TI1/02/06: *Alternativas de refuerzo del tronco principal de transmisión del S.I.N – Periodo 2008-2020*, Febrero 2006.
- [4] Dpto. de Estudios de Tarifas y Mercados (DEE/TM) – ANDE, Informe DEE/TM-029/04: *Mercado Eléctrico Nacional, Prospectiva 2004–2015*, Julio 2005.