



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

*Dimensionamiento de un banco de capacitores en 220kV
para el sistema de transmisión de la ANDE.*

Gabriel Baum

gabrielbaum_@hotmail.com

Javier Recalde

javierecaldee@yahoo.com.ar

Facultad Politécnica - Universidad Nacional de Asunción (FPUNA)

RESUMEN

En los últimos tiempos, nuestro país ha experimentado un aumento significativo en la demanda de energía eléctrica. Ante tal situación, el sector eléctrico encara importantes desafíos de expansión de modo a satisfacer los requerimientos de la carga. Como consecuencia, se torna cada vez más importante el uso eficiente de las instalaciones eléctricas de transmisión ya existentes.

Actualmente el sistema interconectado nacional opera con niveles degradados de tensión debido a la elevada demanda, ya no compatibles con las distancias existentes entre la generación y los diferentes puntos de consumos.

Es por eso que una compensación reactiva, mediante la instalación de un banco de capacitores, busca mejorar los niveles de tensión, aumentar los márgenes de operación de los compensadores estáticos de reactivos existentes, de tal forma a permitir un control fino de tensión, y disminuir los eventuales requerimientos de corte de carga principalmente ante contingencias.

El presente trabajo propone la instalación de un banco de capacitores instalado en el nivel de 220kV en el Sistema Interconectado Nacional. Se realiza un estudio de régimen permanente del sistema con el objetivo de tener una identificación de la potencia de compensación requerida, así como su ubicación a partir de un estudio de las zonas más afectadas. El estudio contempla una evaluación de los niveles de tensión en las sub-estaciones del sistema, carga en las líneas de transmisión, desempeño de los compensadores estáticos de reactivos y análisis de estabilidad de tensión. También se realiza una estimación de los costos de implementación del banco y de los beneficios obtenidos por la reducción de pérdidas por efecto Joule y reducción de requerimientos de cortes de cargas. Finalmente se realiza una evaluación de la factibilidad general del proyecto.

PALABRAS CLAVES

Banco de capacitores, líneas de transmisión, compensación capacitiva, estabilidad de tensión del sistema, perdidas de potencia.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

1. INTRODUCCIÓN

En el trabajo se desarrolla un estudio del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 220kV, a través de un modelo de flujo de potencia implementado en el programa Power World Simulator 8.0 en su versión académica.

El estudio apunta a verificar el comportamiento de la tensión en las barras de subestaciones, niveles de carga en las líneas de transmisión, desempeño de los compensadores estáticos de reactivos (CER) y la estabilidad de tensión de todo el sistema, tanto régimen normal y ante contingencias.

Se analiza exclusivamente el Subsistema 1, ya que el mismo representa la mayor parte del SIN, aproximadamente 85%. [1].

Actualmente, el SIN cuenta con dos CER, uno instalado en la subestación de San Lorenzo con una capacidad $-80/+150$ MVAR, y otro en la subestación de Limpio (LIM) con una capacidad de $-150/+250$ MVAR. De acuerdo al plan de expansión de la ANDE, está prevista la instalación de otro CER, con una capacidad de $-50/+100$ MVAR en San Lorenzo (SLO), en la subestación de Horqueta, de modo a satisfacer los requerimientos de reactivos.

De igual forma, el plan de expansión de la ANDE indico un crecimiento anual de 5,5%. Este dato y otras obras consignadas en el plan de la ANDE son consideradas en el estudio, de manera a simular los distintos años del SIN.

La Figura 1, corresponde al año base (2009), analizado en condiciones normales y horario de punta, los colores mostrados son representativos de los niveles de tensión.

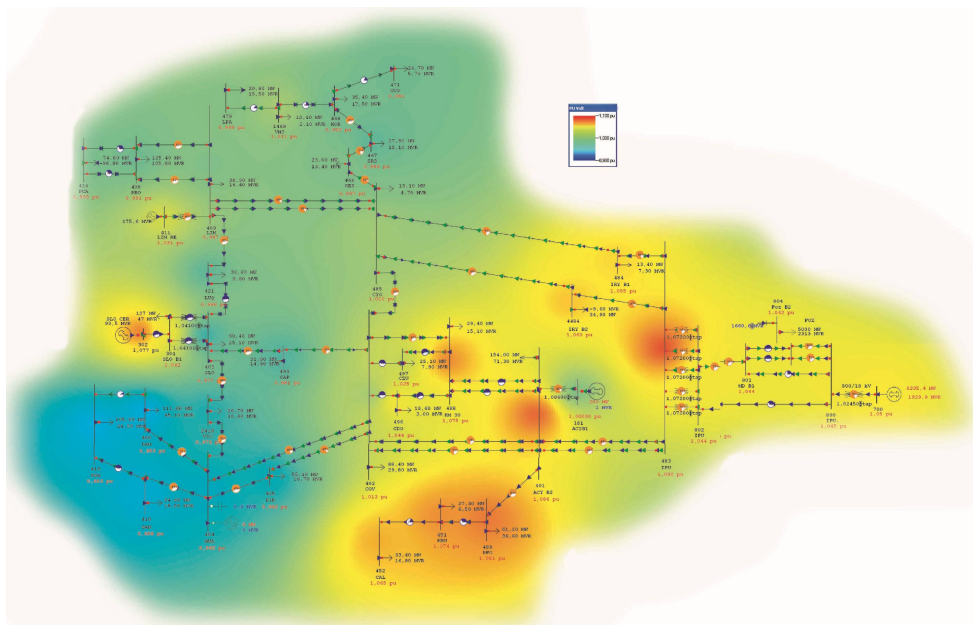


Figura 1. Modelado del SIN.

Una evaluación preliminar indica que la zona de Vitoria (VIC), Guarambaré (GUA), Lambaré (LAM), San Antonio (SAN), Puerto Sajonia (PSA), Pirayu (PIR), es una zona que presentó baja tensión y por lo tanto sería una zona adecuada para una compensación reactiva capacitiva, para elevar la tensión.

En la Figura 3, se puede confirmar que la zona más apropiada para instalar compensación reactiva es la zona metropolitana. En este sentido se propone la sub estación de GUA, debido entre otras cosas a la mayor interconexión entre las distintas barras del sistema.

2. ANÁLISIS DE SISTEMA

2.1 Dimensionamiento preliminar de requerimientos de compensación reactiva

Para determinar el déficit de reactivos, inicialmente se evalúa registros históricos del año 2008 de los CER de Limpio y San Lorenzo, como se puede observar en las Figura 2.

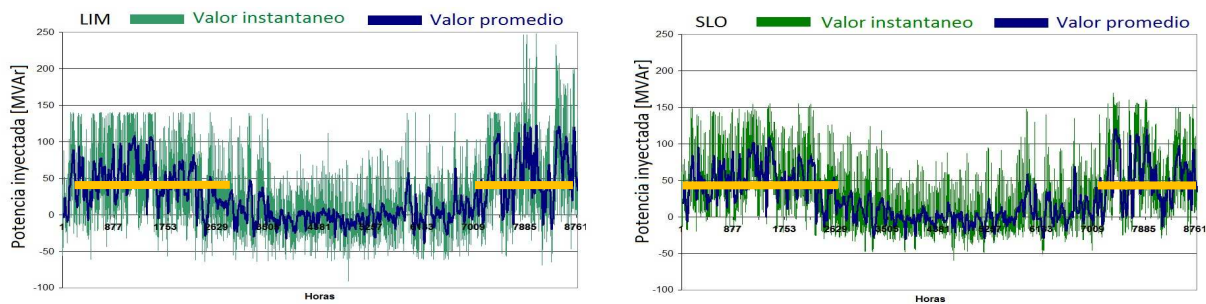


Figura 2. Operación del CER de LIM y SLO – 2008

En los meses de verano (punta del sistema), ambos arrojan en promedio 50 MVAR capacitivo, dando así una resultante de 100 MVAR, valor que será requerido de modo que, ambos CER's puedan trabajar en su punto neutral.

2.2 Violaciones de tensión ante distintas contingencias

Un sistema de potencia tiene que operar manteniendo los niveles de tensión en un rango especificado. En el sistema ANDE, se adopta que las tensiones deben estar entre 0,95 y 1,05 pu en operación normal y entre 0,90 y 1,10 en emergencia, o sea, ante fuera de servicio de algún dispositivo (líneas, transformadores, etc.).

La pérdida de un elemento de la red (contingencia simple) constituye en un evento de alta probabilidad en los sistemas eléctricos por lo tanto es normalmente evaluada.

Se analizan distintas contingencias de líneas, en diferentes años, obteniéndose diversos resultados de tensiones en las barras del sistema. En la Figura 3, se mostro para cada barra, el mínimo de contingencias en los cuales la tensión quedo fuera de rango permitido.

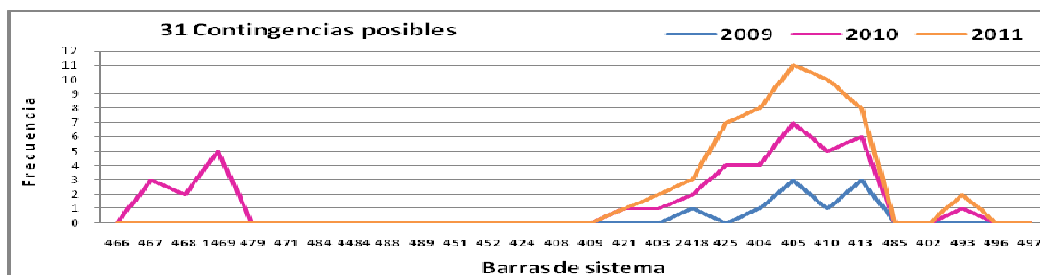


Figura 3. Violaciones en distintos años superpuestos.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

Con relación al desempeño del sistema con la instalación de un banco de capacitor de 100MVA_r en GUA no se observan violaciones tensión ante las distintas contingencias estudiadas.

2.3 Sobrecarga en líneas de transmisión

En la Figura 4 se muestra el valor máximo y promedio de sobrecarga verificada en líneas de 220kV en relación a su capacidad (térmica) nominal, con y sin el funcionamiento del banco de capacitor de 100MVA_r ante las distintas contingencias. [2] y [3]

Se puede apreciar que tanto el valor máximo como el promedio de sobrecarga de todas las líneas sobrepasan el 100% de su capacidad nominal de transporte de potencia. Pero aunque no se logra eliminar la sobre carga con la implementación del banco se disminuye considerablemente.

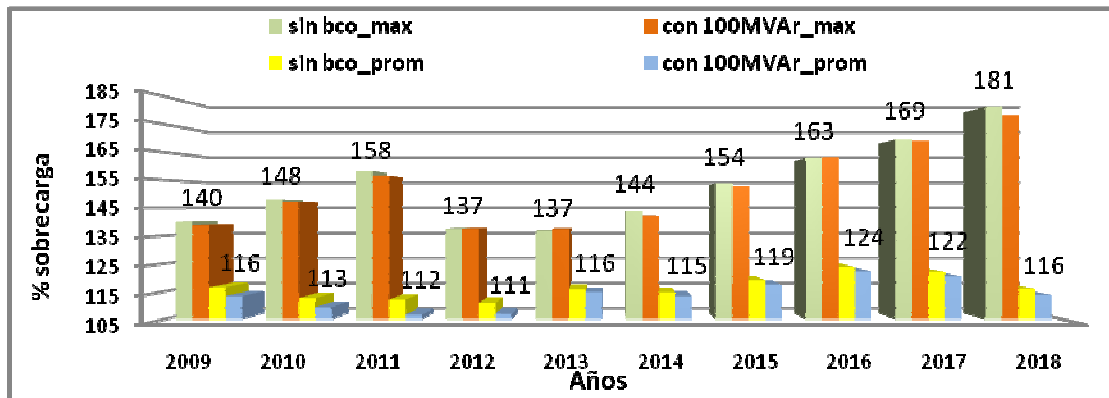


Figura 4. Valores máximos de sobrecarga de las líneas de transmisión ante contingencias.

2.4 Desempeño de los compensadores estáticos de reactivo de Limpio y San Lorenzo.

En el análisis de contingencias, se analizó también el margen de carga de los CER's. En este caso, la Figura 5 se observa los diversos valores de generación de reactivos proporcionados por los compensadores al sistema interconectado. Mostrándose los valores máximos de reactivos inyectados en forma conjunta por los CER's. [4]

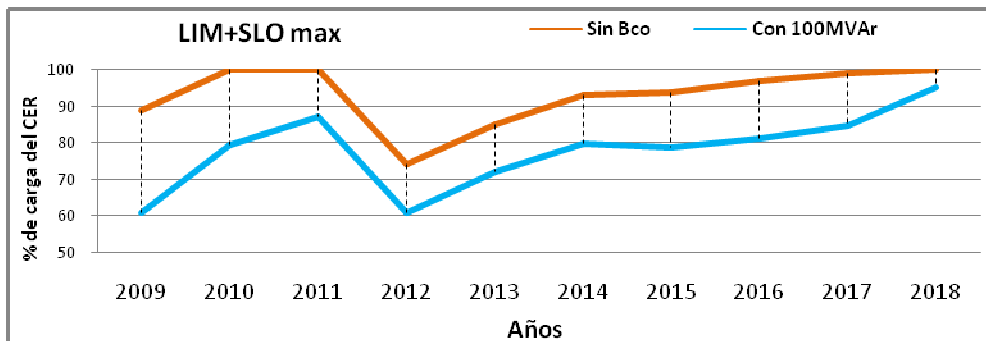


Figura 5. Valores máximos de compensación total Metropolitana

Se puede apreciar el efecto de inclusión del banco de 100MVA_r, observándose que sin el mismo el sistema queda muy expuesto.

Por otra parte, como se puede observar, el banco da un apreciable margen a los compensadores, lo cual resulta favorable, repercutiendo en una mejor calidad de servicio.

2.5 Estabilidad del sistema y requerimientos de cortes de carga

Cuando existen grandes perturbaciones en los sistemas de potencia, puede ocurrir problemas, tales como: violaciones de tensiones, sobrecarga en las líneas de transmisión y/o generadores, niveles máximos de reactivos alcanzados por los compensadores estáticos, entre otros. Existen además de contingencias muy severas que el sistema de potencia no esté en condiciones de la carga, no existiendo solución al problema de flujo de potencia cuando la capacidad máxima de transferencia de potencia haya sido superada. [5] [6]

Ante situaciones, para permitir que el sistema permanezca operativo, normalmente se implementa un esquema de corte de carga en las barras de estaciones o subestaciones.

Se evaluaron los requerimientos de carga requerida con y sin el banco, ante las siguientes contingencias representativas.

- Fuera de servicio de LT 220kV Metropolitano – Central. Zona 1
- Fuera de servicio de LT 220kV Este – Central. Zona 2
- Fuera de servicio del CER – Limpio.
- Fuera de servicio del CER – San Lorenzo.
- Fuera de servicio de LT 500kV.

En la Figura 6 se observa la reducción en el corte de carga requerido, proporcionado por el banco de capacitores en las 5 contingencias mencionadas anteriormente en los distintos años de nuestro análisis.

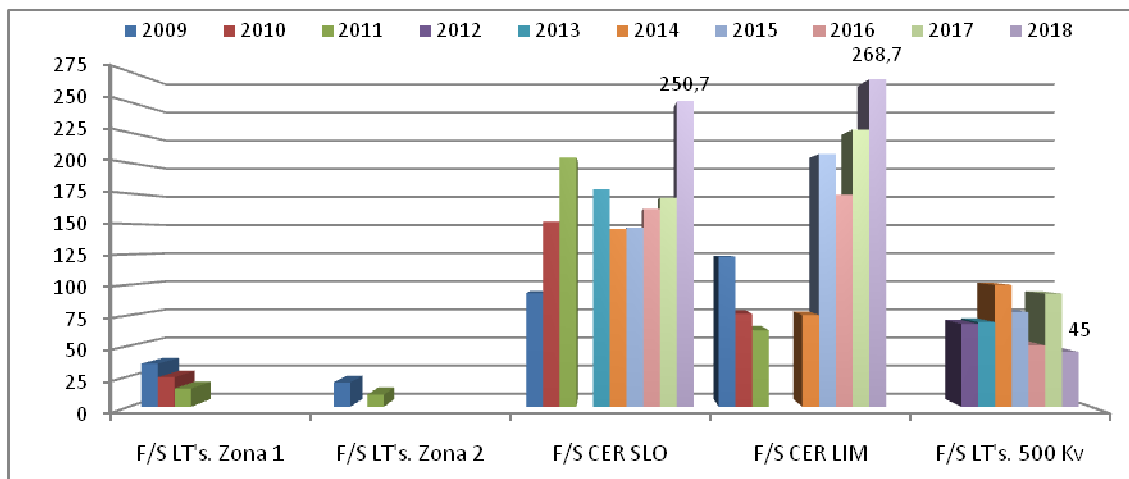


Figura. 6. Diferencia en requerimientos de cortes de cargas

Resumen del impacto técnico en la instalación del banco de 100MVAR en GUA.

Se solucionaron las violaciones de tensiones, aunque no se puedan evitar las sobrecargas en las líneas de transmisión, se redujeron considerablemente, se consiguió que los CER tengan mayor margen de respuesta ante contingencias, se disminuyeron los requerimientos de corte ante contingencias, demostrando así la factibilidad técnica.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

3. FACTIBILIDAD ECONÓMICA

3.1 Reducción de pérdidas.

La instalación del banco se traduce en un mejor perfil de tensiones que produce una reducción en las pérdidas de potencia activa del sistema.

La Tabla I muestra las diferencias de pérdidas para carga en punta y leve respectivamente que se consigue con el banco. Se estiman duraciones promedio de horas para las condiciones de punta y leve respectivamente de manera a estimar la energía ahorrada por año, para finalmente darle una valorización monetaria.

Tabla I. Reducciones de pérdidas y valoración

| Año | Punta (MW) | Leve (MW) | MWh/Día | USD Ahorrado |
|--------------|------------|-----------|---------|---------------------|
| 2.010 | 6,22 | 0,98 | 65,13 | 450.959 |
| 2.011 | 7,26 | 1,74 | 85,59 | 620.085 |
| 2.012 | 1,46 | 0,01 | 11,75 | 85.151 |
| 2.013 | 1,80 | 0,13 | 16,38 | 122.167 |
| 2.014 | 2,16 | 0,27 | 21,49 | 160.254 |
| 2.015 | 2,68 | 0,40 | 27,70 | 206.619 |
| 2.016 | 3,12 | 0,57 | 33,93 | 253.038 |
| 2.017 | 3,80 | 0,76 | 42,38 | 316.065 |
| 2.018 | 4,50 | 0,50 | 43,76 | 326.377 |
| 2.019 | 4,50 | 0,50 | 43,76 | 326.377 |
| 2.020 | 4,50 | 0,50 | 43,76 | 326.377 |
| 2.021 | 4,50 | 0,50 | 43,76 | 326.377 |
| 2.022 | 4,50 | 0,50 | 43,76 | 326.377 |
| 2.023 | 4,50 | 0,50 | 43,76 | 326.377 |
| Total | | | | 4.172.601,16 |

3.2 Reducción de energía no suministrada

Dado el carácter probabilístico de ocurrencia de una falla, para cuantificar la reducción de energía no suministrada asociado por el banco de capacitores, se verificó que sin el banco, al ocurrir una contingencia, se requiere cortar una carga mayor a lo requerido con el banco instalado. Esta diferencia puede apreciarse en la Tabla II. [1]

Tabla II. Reducción de energía no suministrada año 2010.

| Año | Zona - LT | Carga suministrada | | Diferencia (MW) |
|------|-------------|--------------------|----------------|-----------------|
| | | Con Banco (MW) | Sin Banco (MW) | |
| 2010 | Zona 1, LT1 | 1.423,80 | 1.399,50 | 24,30 |
| | Zona 2, LT2 | 1.281,80 | 1.281,80 | - |
| | CER SLO | 1.551,30 | 1.399,50 | 151,80 |
| | CER LIM | 1.453,20 | 1.376,80 | 76,40 |

Se realizaron estimaciones usando datos como ser probabilidad de falla de líneas y compensadores, tiempo medio de reparación de la falla y costo de la energía no suministrada para la sociedad como puede verse en la Tabla III.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

Tabla III Parámetros de líneas.

| | Long línea | Tasa falla/año (C/100Km) | Tasa falla/año | T medio reparación (Hs) | Probabilidad |
|---|------------|--------------------------|----------------|-------------------------|--------------|
| Zona 1, LT1 | 150 | 3,03 | 4,55 | 0,89 | 0,046% |
| Zona 2, LT2 | 200 | 3,03 | 6,06 | 0,89 | 0,062% |
| CER SLO | | | 14,60 | 14,30 | 2,383% |
| CER LIM | | | 5,00 | 7,00 | 0,400% |
| LT 500kV | 330 | 3,03 | 10,00 | 0,89 | 0,102% |
| Costo de perdida para la sociedad por energía no suministrada = 350 USD/MWh | | | | | |

La probabilidad de falla de las líneas y compensadores, con la diferencia de corte de carga, y estimando un 350 USD/MWh como el costo de pérdida para la sociedad por energía no suministrada, arroja un valor monetario por año. Lo cual se indica en la tabla IV.

Tabla IV. Expectativa de reducciones de energía no suministrada ante contingencias

| Año | Reducción de corte de carga en punta (MW) | Reduccion de corte de carga requerida. (MWh) | USD Ahorrado |
|--------------|---|--|------------------|
| 2.010 | 3,93 | 473,90 | 165.863 |
| 2.011 | 5,13 | 618,29 | 216.401 |
| 2.012 | 0,07 | 8,32 | 2.912 |
| 2.013 | 4,32 | 520,64 | 182.225 |
| 2.014 | 3,88 | 467,27 | 163.543 |
| 2.015 | 4,41 | 531,27 | 185.944 |
| 2.016 | 4,62 | 556,06 | 194.622 |
| 2.017 | 5,08 | 612,39 | 214.337 |
| 2.018 | 7,09 | 854,51 | 299.078 |
| 2.019 | 7,09 | 854,51 | 299.078 |
| 2.020 | 7,09 | 854,51 | 299.078 |
| 2.021 | 7,09 | 854,51 | 299.078 |
| 2.022 | 7,09 | 854,51 | 299.078 |
| 2.023 | 7,09 | 854,51 | 299.078 |
| Total | | | 3.120.314 |

3.3 Costos de banco de capacitores e instalación

En la tabla V se observa el valor total de inversión. En el valor del total banco + instalación mencionado también se encuentran incluidos accesorios como seccionadores, descargadores, transformador de potencial y corriente e interruptores trifásicos.

Tabla V. Total de instalación incluyendo imprevistos

| Costo de la instalación (20% costo del banco) | USD |
|---|------------------|
| Costo de la instalación | 400.000 |
| Total Banco + Instalación | 2.644.000 |
| Inprevisto 10% | 264.400 |
| Total Inversión | 2.908.400 |

3.4 Costos de mantenimiento

Se considera también un costo para el mantenimiento del banco de capacitores cuyo monto anual corresponde al 2% del costo del banco. Y un aumento del 5% a partir del segundo año.

3.5 Determinación de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

Desarrollando el flujo de caja, de las inversiones y beneficios previstos, para una proyección de 14 años, con la incorporación del Banco de Capacitores en la Subestación Guarambaré, para los valores en dólares obtenidos y utilizados en los cálculos se obtuvo una TIR de 14,65%.

3.6 Determinación del Valor Actual Neto (VAN)

Basándose en los valores de Flujo de Caja del ítem anterior considerando una tasa de descuento 10% para un periodo de 14 años se obtuvo el resultado de un VAN de USD: 630.045.

3.7 Análisis de Sensibilidad

Se procede a analizar una eventual disminución del 10 y 20% respectivamente en los siguientes parámetros: probabilidad de falla, tiempo medio de reparación y el costo de la energía no suministrado, como se puede observar en la tabla VI.

Como conclusión se puede notar que el proyecto sigue siendo rentable en la variación de los parámetros.

Tabla VI Comparativo del TIR y VAN con variación de parámetros.

| Parametro | Variación | TIR | VAN (USD) |
|----------------------------------|-----------|--------|-----------|
| Probabilidad de falla | -10% | 12,42% | 321.280 |
| Tiempo medio de reparación. | -10% | | |
| Costo de energía no suministrada | -10% | | |
| Probabilidad de falla | -20% | 10,35% | 45.479 |
| Tiempo medio de reparación. | -20% | | |
| Costo de energía no suministrada | -20% | | |

Por último, se considera el caso en que la ejecución de la LT's de 500KV se atrase en un año, para tal caso se obtuvo una TIR de 15,88% y un VAN de USD: 730.649.

4. CONCLUSIONES

El trabajo muestra que la instalación de un banco de capacitores de 100MVar provee soporte reactivo al sistema de transmisión mejorando las tensiones, disminuyendo el porcentaje de carga en las líneas, y aumentando la capacidad de transmisión del sistema.

Se observa también una reducción en las pérdidas de transmisión y un mayor margen de control de los CER's gracias a la inyección de potencia reactiva requerida por el sistema.

La instalación del banco de capacitores es satisfactoria, y se complementa con la implementación de la línea de transmisión de 500kV.

El análisis económico ha juzgado su factibilidad lo que avala su implementación.



5. RECOMENDACIONES

El estudio desarrollado se circunscribe en el análisis de estado permanente, por lo que se debería completar los siguientes estudios:

- Transitorio electromecánico: Para verificación del desempeño dinámico de los CER's.
- Transitorio electromagnético: Para evaluación de energización y desempeño ante cortocircuitos.
- Armónicos: Evaluación de impedancias armónicas del sistema y detección de posibles resonancias.
- Proyecto e ingeniería de detalles: dimensionamiento de unidades capacitivas, fusibles, descargadores, accesorios.

6. BIBLIOGRAFÍA

[1] <http://www.ande.gov.py/>

[2] J. DUNCAN GLOVER; MULUKUTLA S. SARMA. Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia. 3ra Edición. 2004

[3] WILLIAN D STEVENSON.. Análisis de Sistema de Potencia. 2da. Edición. McGRAW-HILL, S.A. 1985.

[4] FRANCISCO ECHAVARREN; ENRIQUE LOBATO; LUIS ROUCO; JUAN RODRÍGUEZ. El colapso de tensión: causas y soluciones (I/II). 2006.

[5] I.A ERINMEZ, Static Var Compensators. International conference on large high Voltage electric systems. Capítulo 4. 1986

[6] P. KUNDUR,. Power Systems Stability and control. 1994