



DIMENSIONAMIENTO Y UBICACIÓN DE UN COMPENSADOR ESTÁTICO DE REACTIVOS EN 220 kV PARA EL SISTEMA NORTE DE LA ANDE

Ing. Tito Ocariz Ing. Ubaldo Fernández Ing. Jose Vallejos

Administración Nacional de Electricidad

Paraguay

RESUMEN

El presente trabajo presenta los resultados de los estudios relacionados a la ubicación y el dimensionamiento de un compensador estático de reactivos (CER) en el nivel de tensión de 220 kV, como refuerzo de la transmisión, en lo que respecta a soporte de reactivos y control del perfil de tensión, a los Sistemas Norte y Oeste del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El Plan Maestro de Generación y Transmisión de Corto y Medio Plazo, Periodo 2009-2018, muestra la debilidad de los Sistemas Norte y Oeste al estar constituido de una sola línea de transmisión en 220 kV, de longitud considerable, identificándose un déficit de compensación reactiva. Por ello, la instalación de un CER en la zona se constituye en una alternativa técnica efectiva, que permitirá aumentar la capacidad de transmisión, así como de forma a paliar los problemas de regulación de tensión de forma a mejorar la calidad del servicio.

En el trabajo se presenta el análisis de estado permanente evaluándose el desempeño del sistema con la instalación de un CER en cuatro posibles subestaciones: Loma Plata, Vallemí, Horqueta y Cerro Corá. Dicho análisis muestra la conveniencia de instalación en la Subestación Horqueta.

El dimensionamiento básico resultante de los estudios se constituye en elemento básico de las especificaciones técnicas desarrolladas para la adquisición del mencionado equipamiento.

PALABRAS CLAVES

Compensador estático de reactivos – Margen de carga activa y reactiva – Desempeño estático y dinámico del sistema eléctrico.

1. PREMISAS

Para la realización de este estudio, fueron tomados como bases los casos de flujos de potencia del Plan Maestro de Generación y Transmisión de la ANDE, para el periodo 2009 – 2018.

Para el análisis, se tomaron los siguientes años de estudio:

- Año 2011: probable año de instalación del equipo, según los requerimientos identificados en el Plan Maestro vigente.
- Año 2014: año intermedio dentro del periodo del Plan Maestro y considerando ya la operación de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes.
- Año 2018: último año dentro del periodo del Plan Maestro y considerando ya la operación de la LT 220 kV Itakyry - Santo Domingo – Capitán Bado - Cerro Corá, la cual se constituye en una segunda alimentación al Sistema Norte del país.

Con relación a la proyección de la demanda utilizada, para el estudio se ha adoptado un *Escenario Alto con Plan BID de Reducción de Pérdida*, atendiendo a que el crecimiento experimentado en el año 2009, y la tendencia observada durante el periodo 2009/2010.

En la Tabla 1 siguiente, se consideran los siguientes valores de cargas en 23 kV del SIN y valores del SIN, que incluye las pérdidas:

Tabla 1: Cargas en 23 kV del SIN y valores de la carga del SIN, que incluye las pérdidas.

	Carga en 23 kV (MW)	SIN (MW)
2011	2012	2221
2014	2431	2612
2018	3067	3293

2. EVALUACIÓN TÉCNICA

De forma tal a analizar la mejor alternativa de ubicación del futuro CER 220 kV entre las subestaciones analizadas, se utilizó principalmente el impacto introducido por la compensación reactiva en la capacidad de transmisión del sistema, lo cual se analiza mediante el trazado de curva PV, de modo a determinar los márgenes de estabilidad de tensión. Adicionalmente, se analizaron las curvas QV de forma a poder dimensionar los requerimientos de soporte reactivo del sistema, que garanticen una operación segura y estable.

Los márgenes de carga obtenidos a partir de las curva PV son calculados tanto para un crecimiento global del sistema, como para un crecimiento exclusivamente de los Sistemas Norte y Oeste.

En cada caso, el CER es modelado como una barra PV conectada a la barra del sistema a través de una reactancia, que representa la pendiente característica del CER.

2.1 Impacto del CER en el margen de carga del sistema.

En la Figura 1 siguiente se muestran las curvas PV trazadas para un crecimiento global del sistema, para el año 2011 en condiciones normales, para las distintas ubicaciones posibles del CER. Se puede observar que la ubicación del CER no afecta al margen de carga global del SIN, ya que las barras críticas que limitan el crecimiento de la demanda del SIN se encontrarían ahora en otras zonas del país, por ello, el CER propuesto para el Sistema Norte del SIN, no influiría de forma significativa en la condición de dichas barras.

AÑO 2011: NORMAL - Crecimiento Global del Sistema

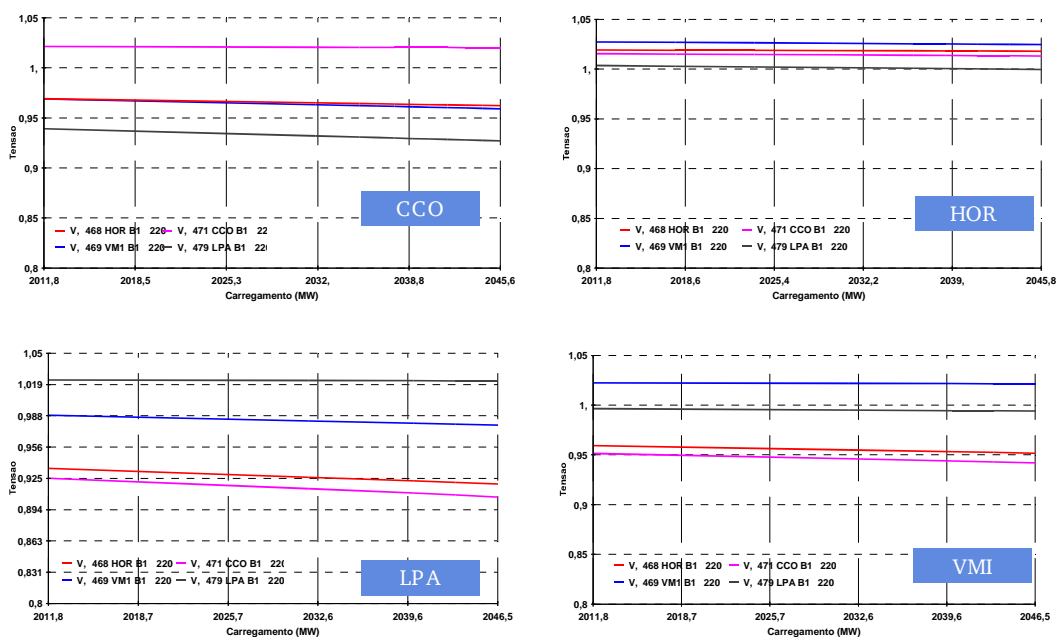
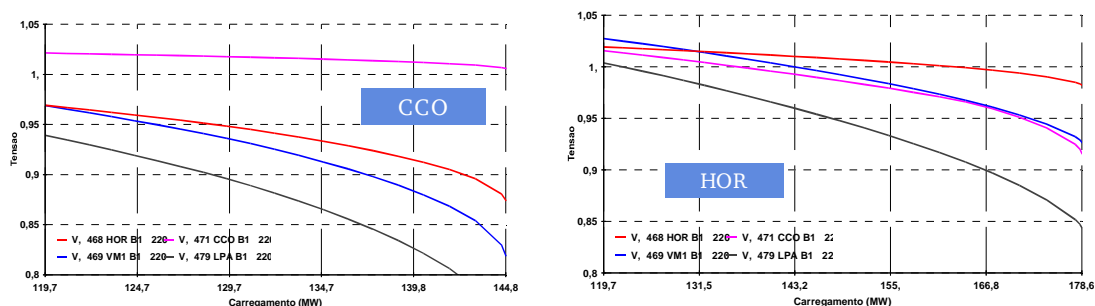


Figura 1: Curvas PV en barras 220 kV para las subestaciones de HOR, VMI, LPA y CCO considerando el CER instalado en la subestación indicada en el cuadro azul y con crecimiento global del SIN.

En la Figura 2 dada a continuación se muestran las curvas PV para un crecimiento regional de los Sistemas Norte y Oeste, para el año 2011 en condiciones normales, para las distintas ubicaciones del CER. Se puede observar con el CER ubicado en la Subestación Horqueta se obtienen mejores márgenes de carga, en comparación con los otros locales posibles.

AÑO 2011: NORMAL - Crecimiento Regional Norte y Oeste



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

AÑO 2011: NORMAL - Crecimiento Regional Norte y Oeste CONT.

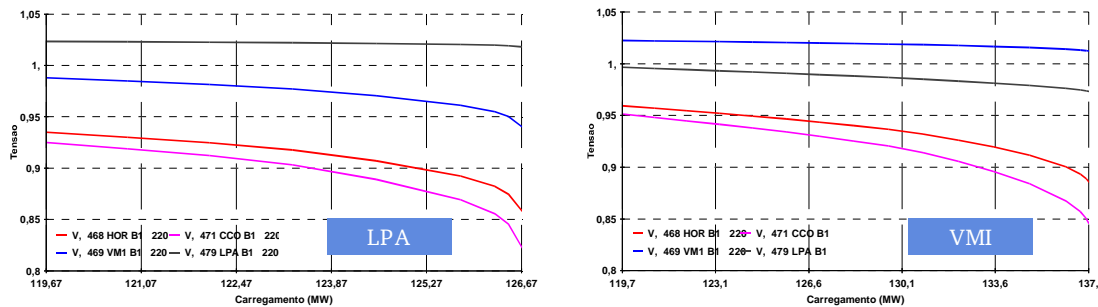


Figura 2: Curvas PV en barras 220 kV para las subestaciones de HOR, VMI, LPA y CCO considerando el CER instalado en la subestación indicada en el cuadro azul y con crecimiento solamente en zona Norte y Oeste del país.

En la Figura 3 siguiente se muestran las curvas PV para un crecimiento global del sistema, para el año 2014 en condiciones normales, para las distintas ubicaciones del CER. Nuevamente, se puede observar que la ubicación del CER no afecta al margen de carga global del SIN, ya que las barras críticas que limitan el crecimiento se encuentran en otras zonas del país, por ello, la escasa influencia del CER ubicado en el Sistema Norte del país.

AÑO 2014: NORMAL - Crecimiento Global del Sistema

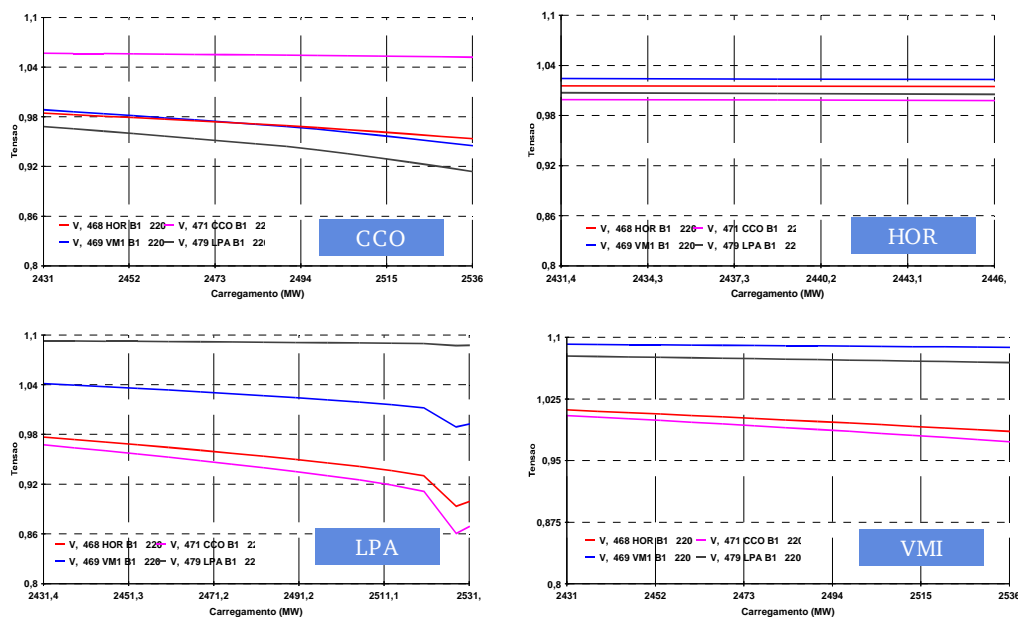


Figura 3: Curvas PV en barras 220 kV para las subestaciones de HOR, VMI, LPA y CCO considerando el CER instalado en la subestación indicada en el cuadro azul y con crecimiento global del sistema.

En la Figura 4 siguiente se muestran las curvas PV para un crecimiento regional de los Sistemas Norte y Oeste, para el año 2014 en condiciones normales, para las distintas ubicaciones del CER. Nuevamente se puede observar con el CER ubicado en la Subestación Horqueta se obtienen mejores márgenes de carga, mejores perfiles de tensión, requiriéndose de una menor tensión de referencia para obtener un punto operativo aceptable.

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

AÑO 2014: NORMAL - Crecimiento Regional Norte y Oeste

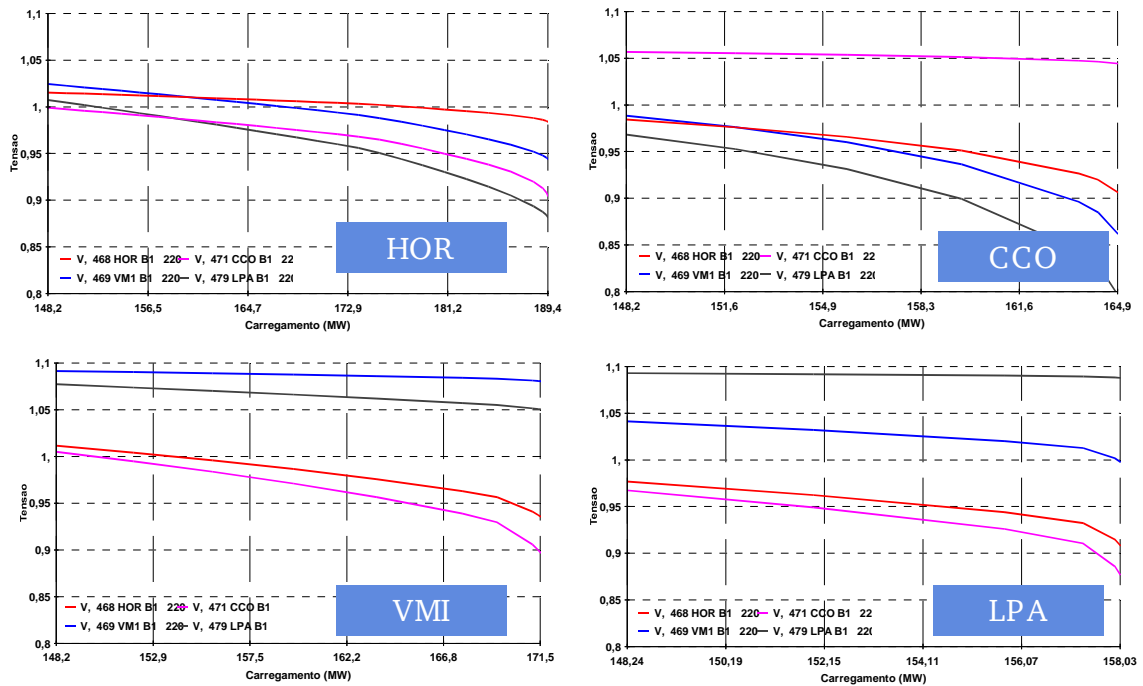
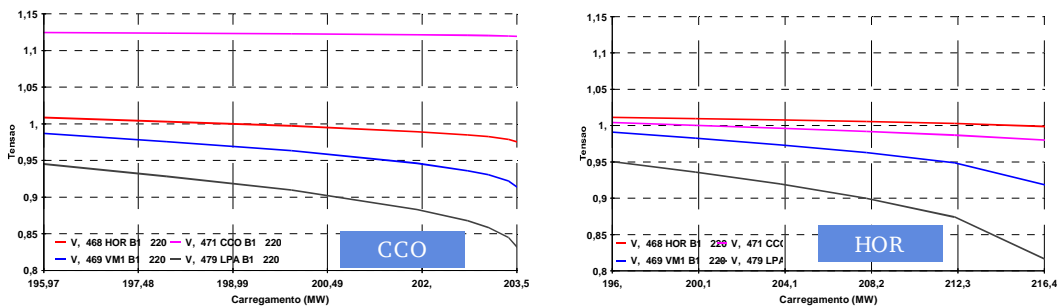


Figura 4: Curvas PV en barras 220 kV para las subestaciones de HOR, VMI, LPA y CCO considerando el CER instalado en la subestación indicada en el cuadro azul y con crecimiento solamente en zona Norte y Oeste del país.

En la Figura 5 siguiente se muestran las curvas PV para un crecimiento regional de los Sistemas Norte y Oeste, para el año 2018 con en condiciones normales, para las distintas ubicaciones del CER. Nuevamente se puede observar con el CER ubicado en la Subestación Horqueta se obtienen mejores márgenes de carga, mejores perfiles de tensión, y mejores condiciones operativas en general.

AÑO 2018: NORMAL - Crecimiento Regional Norte y Oeste



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

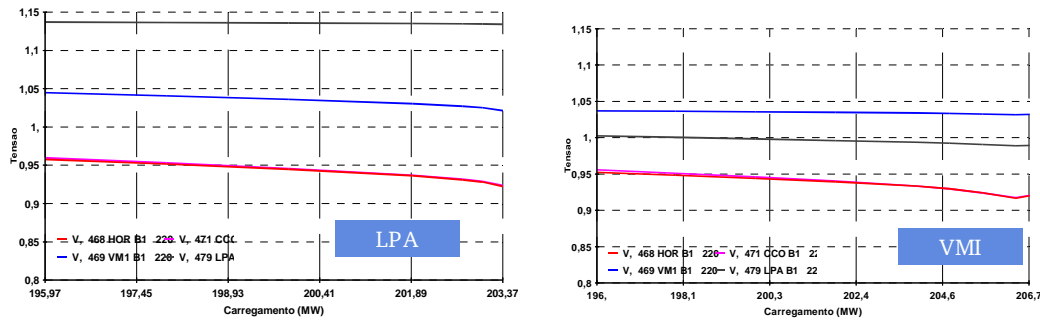


Figura 5: Curvas PV en barras 220 kV para las subestaciones de HOR, VMI, LPA y CCO considerando el CER instalado en la subestación indicada en el cuadro azul y con crecimiento solo en el sistema Norte y Oeste.

2.2 Requerimientos de reactivos del sistema en punta

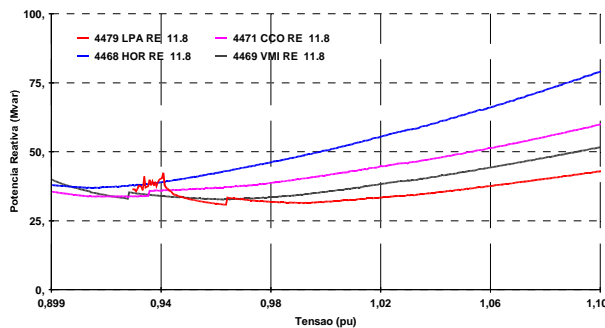
Como el desempeño del sistema es mejor con el CER ubicado en la Subestación Horqueta, según indicado en la sección anterior, en la Tabla 2 se resume la generación reactiva capacitiva requerida en dicho local, para los años de estudios considerados.

Tabla 2: Generación reactiva capacitiva requerida por el CER de la SE HOR.

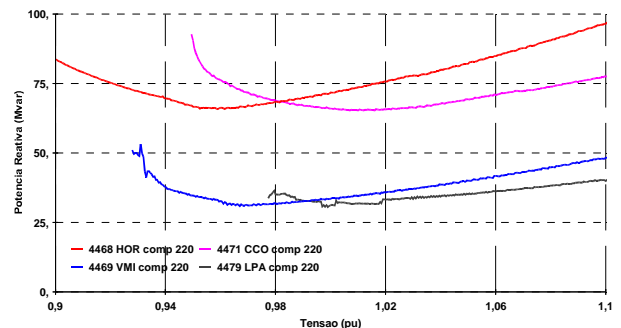
2011	2014	2018
55 MVar	75 MVar	100 MVar

Atendiendo a la posibilidad de ocurrencia de contingencias, principalmente fuera de servicio de líneas de transmisión, se requiere contar con margen de reactivos para una respuesta adecuada. Por ello, se recomienda especificar el CER con un valor de 150 MVar de máxima de generación reactiva capacitiva. Estos valores son obtenidos a partir de las curvas QV mostradas a continuación, para el sistema operando en régimen de carga de punta.

AÑO 2011: NORMAL



AÑO 2014: NORMAL



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

AÑO 2018: NORMAL

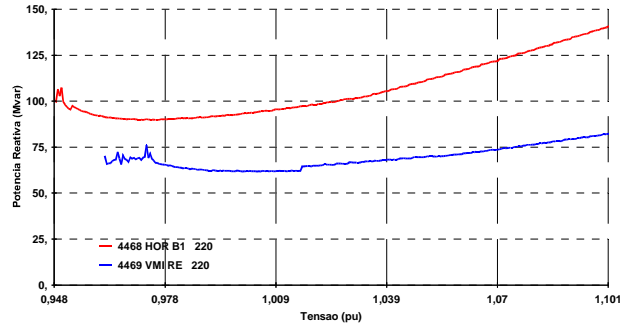
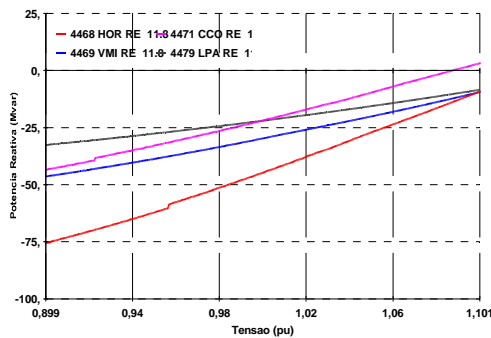


Figura 6: Curvas QV en barras 220 kV para las subestaciones de HOR, VMI, LPA y CCO – Régimen Normal.

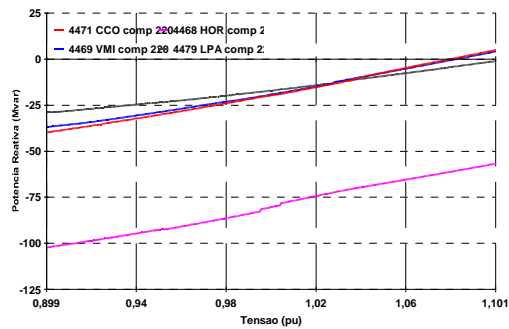
2.3 Requerimientos de reactivos del sistema en carga leve

Las siguientes curvas QV muestran los requerimientos de soporte reactivo del sistema operando en régimen de carga leve. Cabe aclarar, que en el estudio se ha considerado en operación solamente los reactores de 20 MVar en la Subestación Loma Plata y en la Subestación Vallemi I, respectivamente, por lo tanto, los requerimientos aquí mostrados cuentan con suficiente margen de seguridad, ya que se tienen disponibles en el Sistema Norte otros dos reactores de 20 MVar cada uno, en las subestaciones Vallemi y Horqueta respectivamente.

AÑO 2011: LEVE



AÑO 2014: LEVE



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

AÑO 2018: LEVE

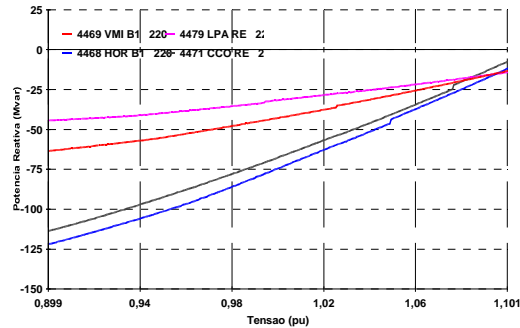


Figura 7: Curvas QV en barras 220 kV para las subestaciones de HOR, VMI, LPA y CCO – Carga leve.

Como el desempeño del sistema es mejor con el CER ubicado en la Subestación de Horqueta, según indicado en la sección anterior, en la Tabla 3 se resume la generación reactiva inductiva requerida en dicho local, para los años de estudios considerados.

Tabla 3: Generación reactiva inductiva requerida por el CER de la SE HOR.

2011	2014	2018
-40 MVar	-75 MVar	-60 MVar

A partir de estos valores, se recomienda especificar el valor de -80 MVar como máxima de generación reactiva inductiva. No se visualiza la necesidad de márgenes mayores de compensación inductiva, atendiendo a que estos resultados fueron obtenidos sin utilizar 40 MVar disponibles actualmente en reactores, ni tampoco un eventual reactor de línea a ser especificado con la línea 220 kV Itakyry – Santo Domingo – Capitán Bado – Cerro Corá.

3. CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos, y habiendo comparado a las subestaciones de Horqueta, Vallemí, Loma Plata y Cerro Corá como ubicación posible para la instalación un compensador estático de reactivos, requerido como soporte de reactivo, aumento de capacidad de transmisión y mejor regulación de tensión, a partir del desempeño eléctrico del sistema se recomienda la instalación de un compensador en el nivel de 220 kV en la Subestación Horqueta.

De acuerdo a los requerimientos constatados, dicho compensador debería tener un rango de absorción/generación de reactivo -80 a + 150 MVar, inductivo y capacitivo respectivamente.

Atendiendo a la debilidad del sistema de transmisión en la zona, y teniendo en cuenta la importancia de una fuente de soporte reactivo, se cree conveniente contar con un equipo con suficiente flexibilidad, de manera a que pueda operar aún en condiciones degradadas ante eventuales averías en el mismo. Por ello se recomienda adoptar la siguiente configuración: 1 TCR (thyristor controlled reactor) + 2 TSC (thyristor switched capacitor), la cual entendemos cuenta con mayor flexibilidad que la otorgada por una configuración 1 TCR + 1 TSC.