

APÉNDICE III

Análisis de requerimientos de reactivos del sistema de transmisión

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

22 de diciembre de 2020

www.coordinador.cl

1. INTRODUCCIÓN

La naturaleza del requerimiento de reactivos en el sistema de transmisión es de carácter local, es por ello que su análisis se aborda en dos etapas. La primera de ellas corresponde a un análisis de instalaciones (tensión menor o igual a 23 kV), con el fin de identificar los máximos requerimientos de reactivos asociados a la demanda y la transformación AT/MT en subestaciones zonales. Posteriormente, se analiza la necesidad de reactivos para niveles de tensión de transmisión (sobre 23 kV), considerando las exigencias que impone la demanda, con el fin de identificar los máximos requerimientos y realizar una propuesta tal que se cumpla con los niveles de tensión de barra indicados en la NTSyCS.

El análisis se focalizará en los requerimientos de reactivos de la Región Metropolitana, y la estructura general de trabajo se presenta en la Figura 1.

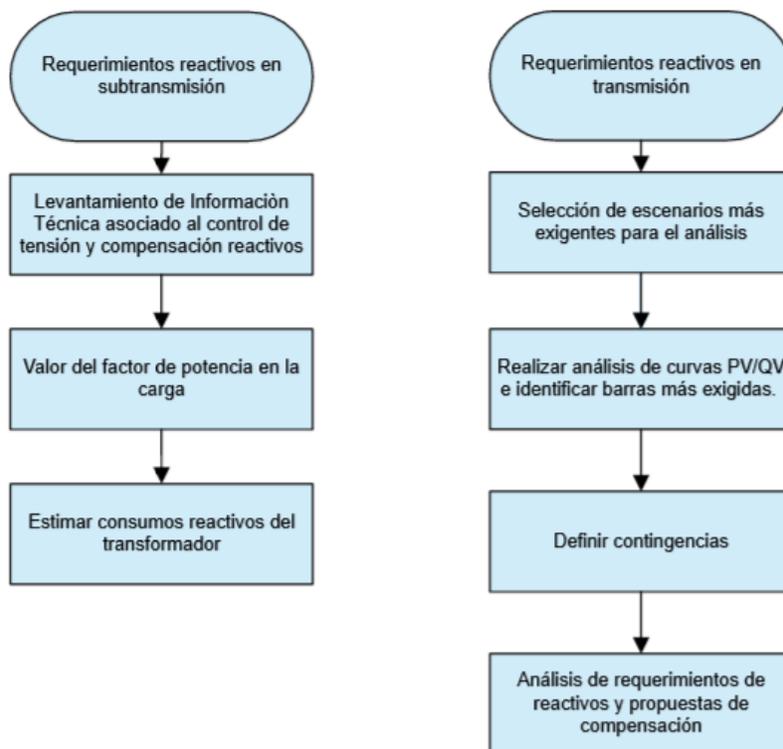


Figura 1. Estructura de trabajo para el análisis de requerimientos de reactivos.

2. ZONA DE ANÁLISIS

La Región Metropolitana corresponde a un sistema de transmisión en semi anillo en 220 kV y un anillo de 110 kV, desde el cual se abastecen las distintas subestaciones de transmisión zonal.

Es una zona de alta demanda, cuyas subestaciones se encuentran diseñadas en configuración de barra tipo H, con barras desacopladas en media tensión.

En caso de ocurrir una falla en uno de los dos circuitos que abastecen a la subestación, se transfiere de forma automática la carga a las barras no falladas, manteniendo el abastecimiento de la demanda ante la salida de un circuito.

La zona de análisis se compone de 45 subestaciones. Para abastecer la demanda, se utilizan alrededor de 190 transformadores de bajada. En la Figura 2 se muestra la zona bajo análisis.

3. ANÁLISIS DE SUBESTACIONES EN SUBTRANSMISIÓN

El levantamiento de reactivos instalados en la zona de análisis alcanza los 779,24 MVAR, los que se distribuyen de acuerdo con lo indicado en la Tabla 1.

Tabla 1. Compensación reactiva disponible en la Zona de Análisis

Subestación	Capacidad instalada en MVAR
Alonso de Córdova	19,2
Altamirano	12
Andes (ENEL DISTRIBUCIÓN)	9,6
Apoquindo	14,4
Bernardo	4,8
Brasil	19,2
Buín	80
Carrascal	9,6
Chacabuco	14,4
Chena	80
Club Hípico	13,2
El Salto	80
La Cisterna	9,6
La Reina	19,2
Lo Boza	14,4
Lo Valledor	12
Lord Cochrane	21,6
Macul	19,2
Maipú	16,8
Mariscal	10
Ochagavía	87,2
Pajaritos	14,4
Puente Alto	1,5
Punta Peuco	10,8
Quilicura	12
Recoleta	9,6
San Cristóbal	28,8
San Joaquín	24,2
San José	7,2
San Pablo	7,2
Santa Elena	12
Santa Marta	9,6
Santa Raquel	4,8
Tap Off Punta Peuco	40,74
Vitacura	30
Total	779,24

Del total, 407 MVAR corresponde a bancos conectados en media tensión entre 12 kV a 23 kV, y los restantes 371 MW corresponde a bancos conectados en 110 kV.

Como parte del análisis, se realiza el levantamiento de información de demandas de la Región Metropolitana, y se realiza una estimación del valor de factor¹ de potencia, para la condición de mayor exigencia cuando la demanda alcanza su máximo valor en el periodo de un año. Se incluye en esta evaluación el efecto de la compensación reactiva en operación, con la finalidad obtener la característica de la demanda pura. Los resultados muestran que las demandas alcanzan un valor promedio de factor de potencia $\text{Cos}(\Phi)=0,97$, sin embargo, se observa en algunas subestaciones periodos en los que el valor de factor de potencia baja de 0,9, lo que se puede observar en la Figura 3.

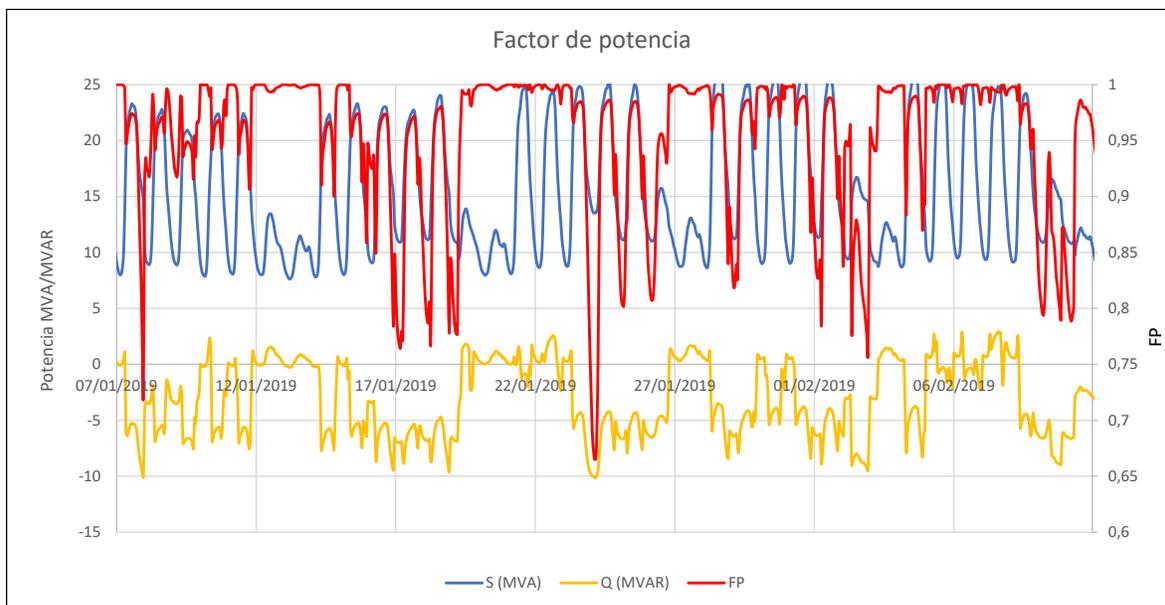


Figura 3. Subestaciones con bajo factor de potencia.

En la figura, se observa que el valor de factor de potencia baja, junto con la demanda, y a su vez, aumenta el valor de reactivos que inyecta la subestación hacia el sistema de transmisión (valor negativo). Esta condición se produce al mantener conectada la compensación reactiva en media tensión, sin seguir los requerimientos del sistema. Dicha situación se repite en subestaciones en la zona de análisis, lo que puede provocar sobretensiones.

3.1 CONSUMO DE REACTIVOS EN TRANSFORMADORES DE LA REGIÓN METROPOLITANA

El análisis de consumo de reactivos en transformadores tiene como finalidad identificar las instalaciones que presentan un consumo propio relevante de reactivos, y que requiere incluir compensación, con la finalidad de reducir dicho requerimiento hacia el sistema de transmisión. El consumo de reactivos de los transformadores depende de su capacidad (MVA) y de su nivel de carga, es por ello que para esta evaluación se considera analizar los transformadores que no cuentan con compensación conectada en su barra de media

¹ El análisis se realiza con información de los medidores de facturación, los que se pueden obtener en: <https://medidas.coordinador.cl/>

tensión, y que tengan una capacidad mayor a 40 MVA². De acuerdo con lo anterior, se analizan 37 transformadores, de estos, 23 no cuentan con registros para estimar su consumo de reactivos, o su consumo es bajo debido a que tienen una baja cargabilidad.

La estimación de consumo de reactivos se realiza para los periodos de máxima demanda durante un año calendario, considerando condiciones nominales de tensión. Para cada transformador se construye la curva horaria de carga, tal como se observa en la Figura 4, para el transformador San Cristóbal 110/12,5 kV N°3, y los requerimientos máximos de reactivos de cada uno de los transformadores, se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Consumo propio de reactivos de Transformadores de la región Metropolitana.

Transformador	Máx. consumo reactivos (MVAR)
Transformador Alonso de Córdova 110/12,5 kV N°2	5
Transformador Batuco 110/23,5 kV N°2	12
Transformador Chacabuco 110/23,5 kV N°3	2,75
Transformador Chacabuco 110/23,5 kV N°8	3,25
Transformador Los Boza 110/23,5 kV N°3	5
Transformador Los Dominicos 110/12,5 kV N°3	7
Transformador Recoleta 110/12,5 kV N°3	5
Transformador San Bernardo 110/12,5 kV N°3	10
Transformador San Cristóbal 110/13,9 kV N°3	7
Transformador San Cristóbal 110/12,5 kV N°5	9
Transformador Santa Elena 110/12,5 kV N°3	6
Transformador Santa Marta 110/12,5 kV N°2	4
Transformador Santa Raquel 110/12,5 kV N°1	10
Transformador Vitacura 110/12,5 kV N°2	4

² Para transformadores de 50 MVA, el consumo de reactivos considerando operando a su potencia y tensión nominal, alcanza los 10 MVAR aproximadamente.

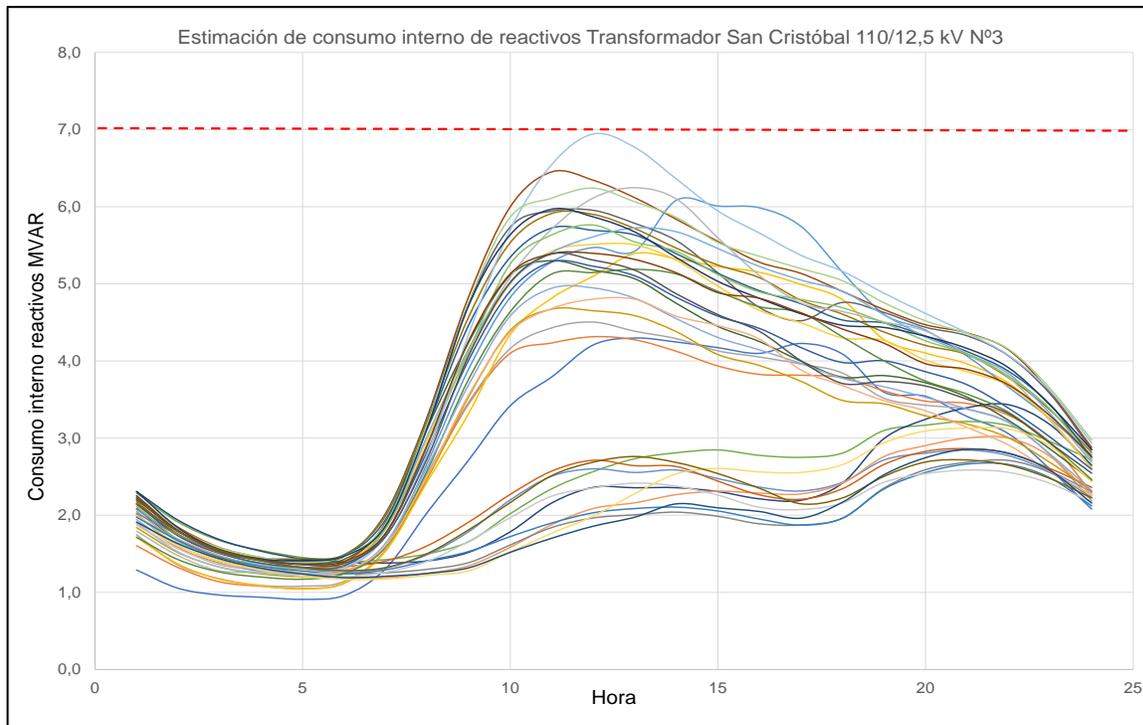


Figura 4. Estimación de consumos de reactivos en transformadores

El análisis del desempeño de esta compensación en un horizonte de 5 años, y la evaluación de pasos de compensación, será incluida en el informe final.

4. REQUERIMIENTOS DE REACTIVOS EN TRANSMISIÓN

Para este análisis se verifica el cumplimiento de las exigencias de tensión para estado Normal y Alerta³ indicados en la NTSyCS. Se consideran las siguientes contingencias:

- Salida de un Transformador de Poder 220/110 kV, en subestación Chena.
- Salida de un Transformador de Poder 220/110 kV, en subestación Cerro Navia.
- Salida del Transformador de Poder 220/110 kV en subestación Los Almendros.
- Salida del Transformador de Poder 220/110 kV en subestación Buin.
- Salida de un BBCC de 110 kV en S/E: Chena, Buin, El Salto, Ochagavía.
- Salida de una línea de transmisión del anillo de 110 kV, considerando el traspaso de carga al circuito sano.

Para el análisis se seleccionan dos escenarios:

- Verano día año 2021.
- Invierno Noche años 2021.

El análisis del desempeño del sistema de transmisión para un horizonte de 5 años, será incluido en el informe final.

4.1 ANÁLISIS DE CURVAS PV

El análisis de curvas PV permite identificar aquellas barras más débiles del sistema, con la finalidad de orientar los esfuerzos a dichas instalaciones. Considerando que la zona Metropolitana se comporta como una demanda en bloque y que comparte el sistema de transmisión para su abastecimiento, se aumenta en forma proporcional la carga en toda la zona hasta encontrar el punto de colapso de tensión, se identifica las barras más débiles, obteniéndose así el margen de estabilidad de la zona.

³ Artículos 5-24 y 5-28 de la NTSyCS.

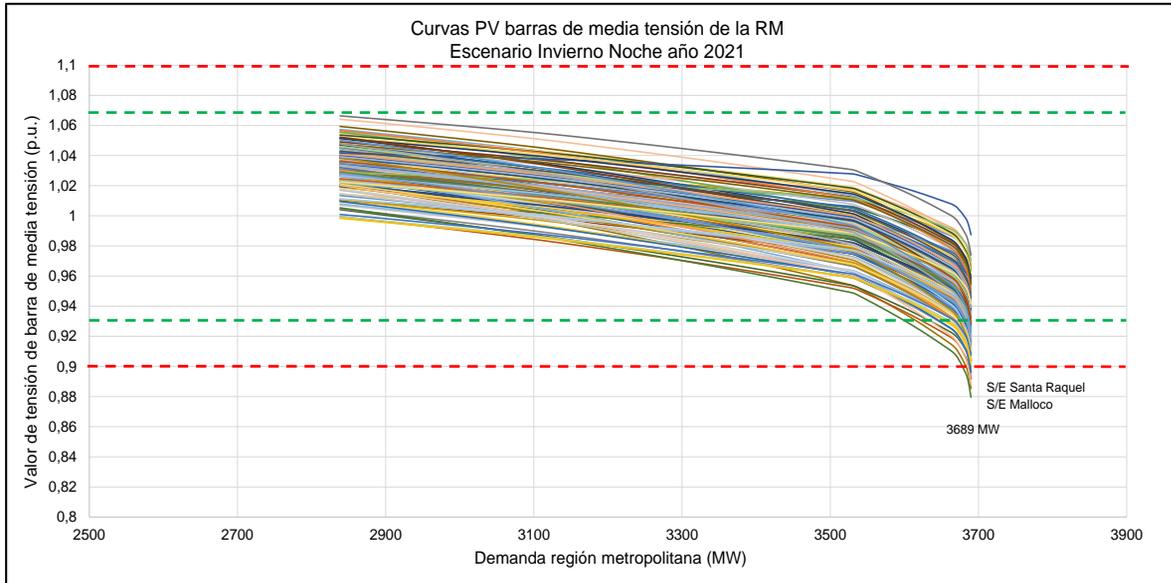


Figura 5. Curva PV Escenario Invierno Noche, año 2021.

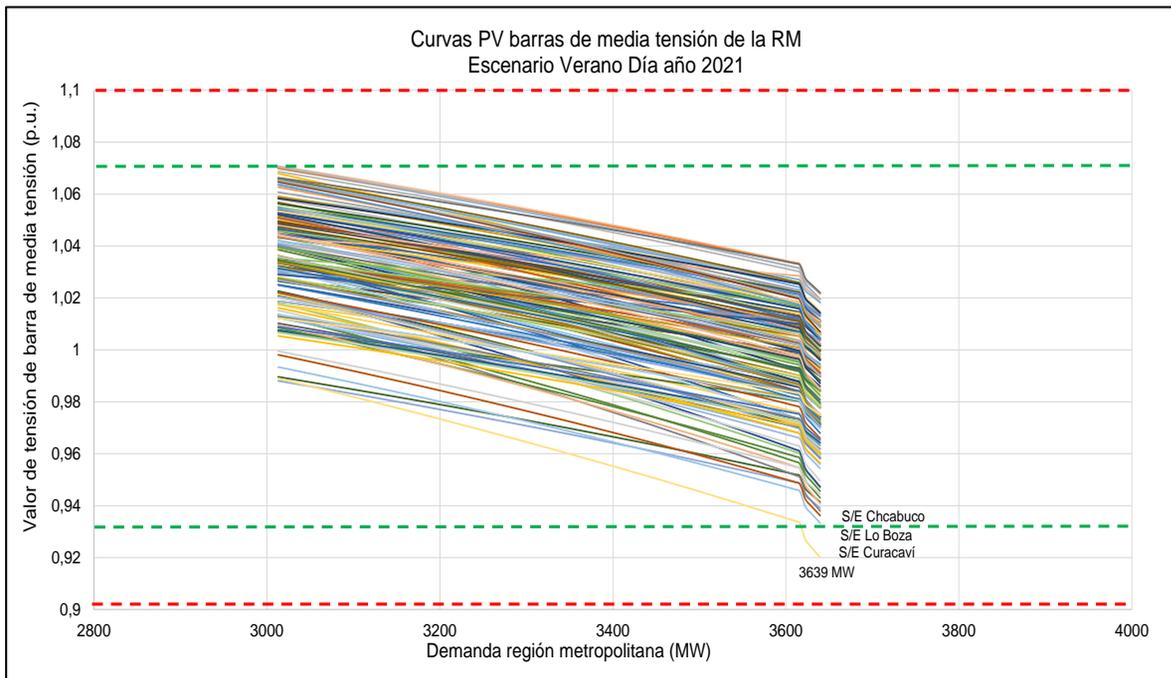


Figura 6. Curva PV Escenario Verano Día, año 2021.

Tabla 3. Margen de estabilidad año 2021.

	Pmax	Demanda	Pmax - Demanda	Margen de estabilidad
Invierno Noche 2021	3689	2838	851	30%
Verano Día 2021	3639	3013	626	21%

De acuerdo con los requerimientos de la NTSyCS, el margen de estabilidad deberá comprender entre el 10% al 20%⁴, y en caso de que sea menor, se deberá restringir la potencia en transmisión hasta que se cumpla con dicho margen. A partir de los resultados mostrados en la Tabla 3, se verifica que los márgenes se encuentran dentro del rango establecido por norma.

A partir de las curvas PV, se seleccionan las líneas que se desconectarán del sistema de transmisión de 110 kV para el análisis de contingencias. Se seleccionan las líneas que se conectan a las subestaciones que presentan menor tensión al momento de evaluar las curvas PV.

Se definen las siguientes desconexiones de circuitos:

- Verano día 2021
 - Salida 1xLT 110kV Cerro Navia-El Salto.
 - Salida 1xLT 110kV Florida-Ochagavía.
 - Salida 1xLT 110kV El Salto-Los Almendros
- Invierno Noche 2021
 - Salida 1xLT 110kV Buin-Lo Espejo.
 - Salida 1xLT 110kV Cerro Navia-Chena.
 - Salida 1xLT 110kV Cerro Navia-El Salto.
 - Salida 1xLT 110 kV Florida-Buin.
 - Salida 1xLT 110kV Florida-Ochagavía
 - Salida 1xLT 110kV Los Almendros-Cordillera
 - Salida 1xLT 110kV Los Almendros-El Salto

4.2 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Se realizan las contingencias definidas previamente, y se evalúa los perfiles de tensión en barras del sistema para escenarios Verano e Invierno del año 2021. Las condiciones del sistema, previo a la ocurrencia de contingencias, es el siguiente:

Tabla 4. Condición del Sistema Pre-Contingencia.

	Demanda región metropolitana [MW]	Consumo interno reactivos Trans. [MVAR]	Consumo reactivo demanda [MVAR]
Invierno Noche 2021	2838	306	370
Verano Día 2021	3013	330	507

Los valores de tensión post contingencia, se muestran en las siguientes gráficas:

⁴ Artículo N° 5-45 literales V) y VI) de la NTSyCS.

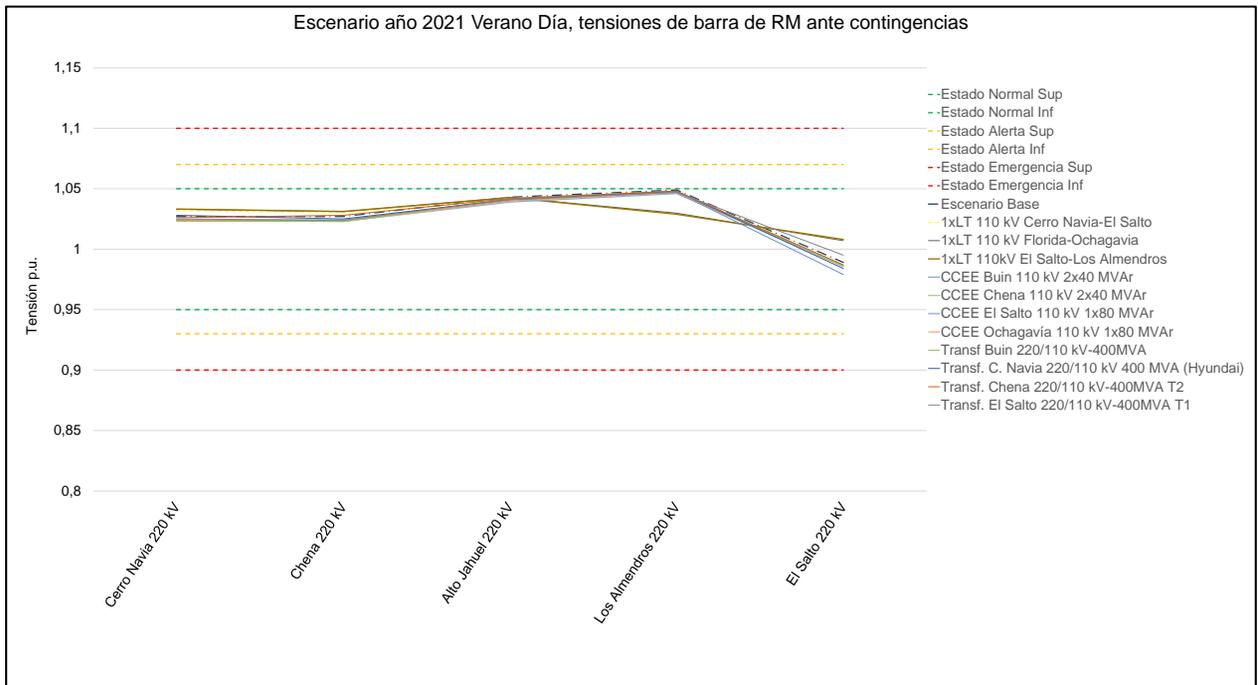


Figura 7. Tensiones de barras de 220 kV ante contingencia, verano día , año 2021.

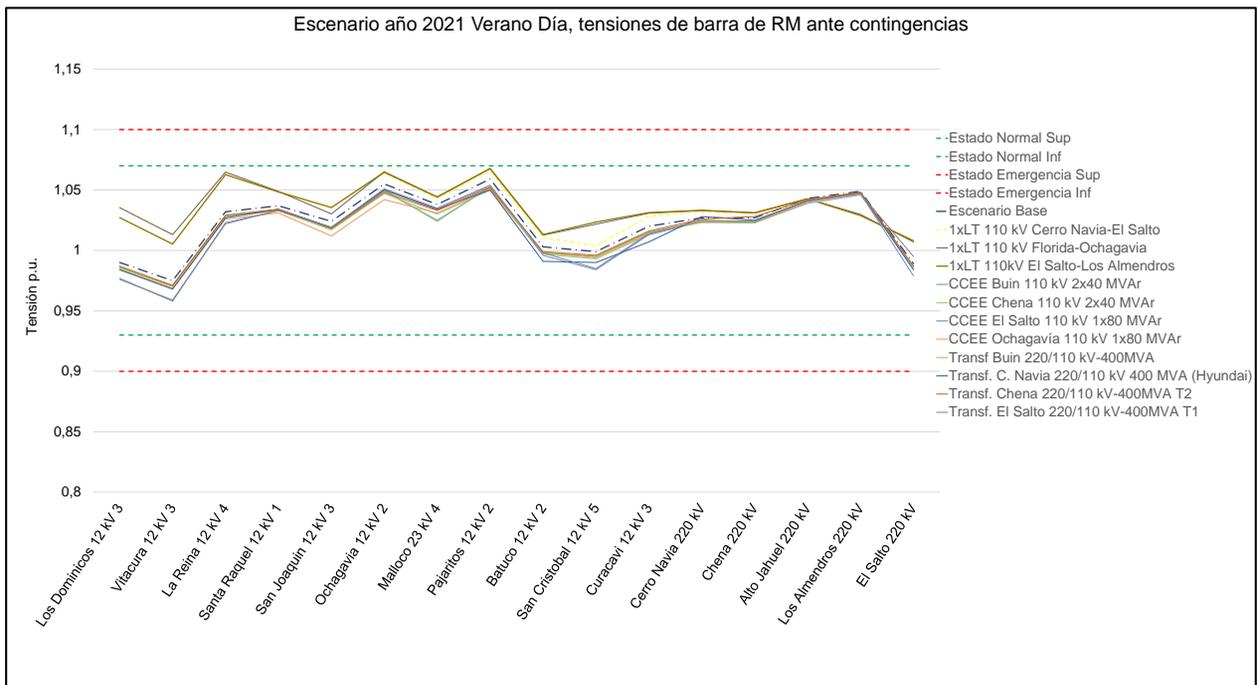


Figura 8. Tensiones de barras de media tensión ante contingencia, escenario verano día, año 2021.

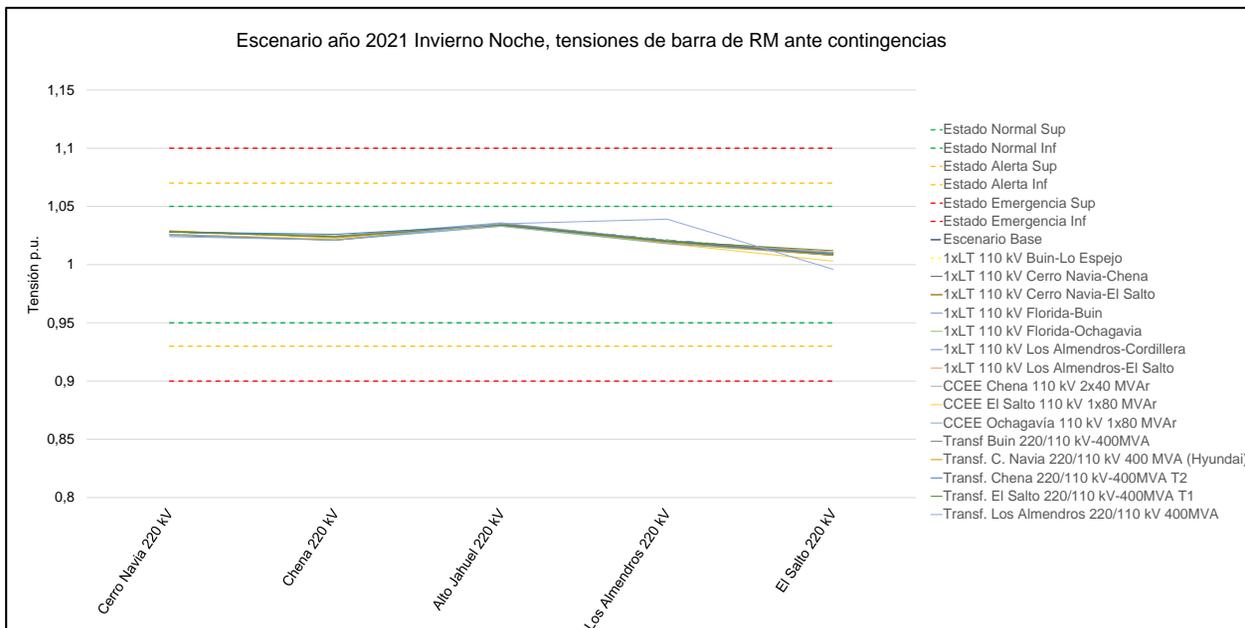


Figura 9. Tensiones de barras de 220 kV ante contingencia, invierno noche, año 2021.

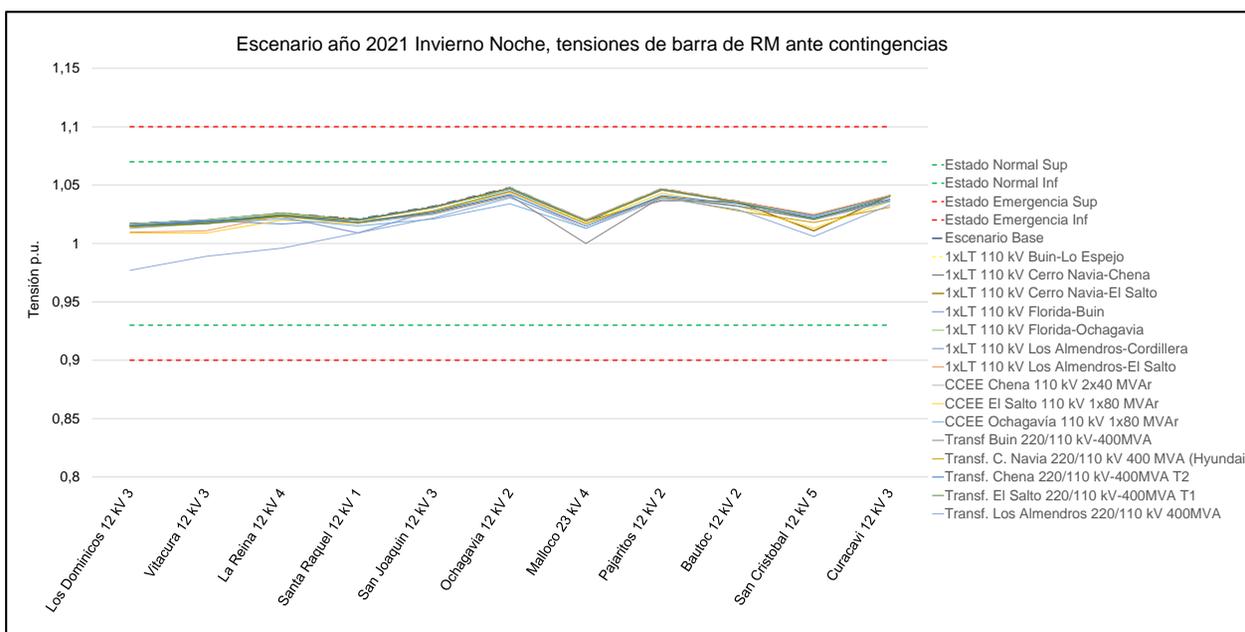


Figura 10. Tensiones de barras de media tensión ante contingencia, invierno noche, año 2021.

De las gráficas previas se observa que las contingencias más exigentes corresponden a la salida del Transformador El Salto 220/110 kV y la del Transformador Los Almendros 220/110 kV. La zona es capaz de mantener los valores de tensión en los rangos de estado normal.

En el verano se observa un aumento de requerimientos de reactivos asociados al aumento de la demanda, lo que se refleja en el aumento de la variación de tensión de las barras de media tensión.

5. CONCLUSIONES

Los resultados muestran que, ante contingencias, las tensiones en la Región Metropolitana se mantienen dentro del rango exigidos por la NTSyCS. Las contingencias más severas corresponden a la desconexión del Transformador 220/110 kV Los Almendros, o la desconexión del Transformador 220/110 kV El Salto.

El incluir compensación reactiva en transformadores de AT/MT disminuye los requerimientos de reactivos en transmisión, optimiza su ubicación al abastecer en el punto de consumo. Los requerimientos de reactivos en transformación se encuentran entre el 40% al 50% del total del consumo de reactivos en la zona.

El escenario más exigente en cuanto a reactivos corresponde al escenario de Verano día, reflejado en el aumento de demanda de reactivos y en el menor margen de estabilidad.

En el Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión, que el Coordinador publicará en enero 2021, se incluirá una propuesta de instalación de reactivos para la Región Metropolitana.