

APÉNDICE VI

Análisis de requerimientos de reactivos del sistema de transmisión

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl

1. ALANCE

El análisis contempla la revisión de requerimientos de reactivos de transformadores Zonales AT/MT del SEN de capacidad superior a 30 MVA, a excepción de la zona metropolitana, en la que el análisis se limita a transformadores con una capacidad superior a 40 MVA. A partir de este análisis se recomiendan la instalación de BBCC que abastezcan de forma local los requerimientos de reactivos en transformación, y se analiza parte de las zonas en niveles de tensión superior.

2. ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE REACTIVOS TRANSFORMADORES AT/MT

Considerando el criterio de selección de transformadores indicado en el alcance, la revisión de transformadores AT/MT considera un total de 182 instalaciones divididas en 6 zonas de análisis, según lo observado en la Ilustración 1.

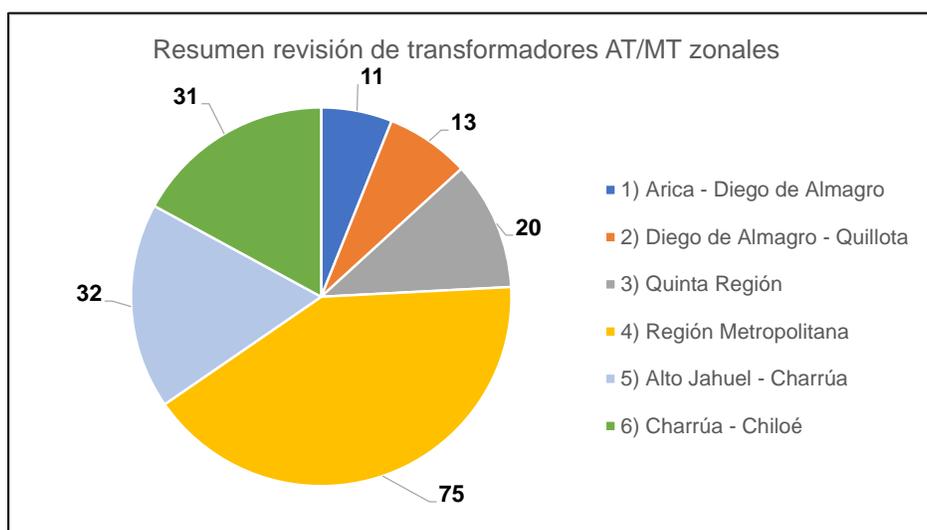


Ilustración 1 Distribución de transformadores AT/MT analizados.

El levantamiento de reactivos existentes instalados en barras de media tensión, para cada una de las instalaciones en análisis, se resume en la Tabla 1. Los análisis consideran la disponibilidad de estos reactivos, y se recomienda la incorporación de BBCC para los transformadores que no cuentan con compensación conectada en barras de media tensión.

Tabla 1 Disponibilidad de reactivos en barras de media tensión.

Zona de Análisis	Nº Transformadores analizados	Capacidad instalada transformadores analizados (MVA)	BBCC instalados barras MT de Transformadores (MVAR)
1) Arica - Diego de Almagro	11	368,32	5,0
2) Diego de Almagro - Quillota	13	450	35,0
3) Quinta Región	20	640	53,1
4) Región Metropolitana	75	3709,4	407,7
5) Alto Jahuel - Charrúa	32	1050	88,9
6) Charrúa - Chiloé	31	1050	67,2

En la etapa del levantamiento de información de demandas¹, se selecciona periodos de máximo valor de demanda 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.

A partir de los registros de demanda, se observa en subestaciones de la Región Metropolitana periodos en los que el valor de factor de potencia baja de 0,9, condición que se observa cuando el valor de demanda baja junto con el valor de factor de potencia, y a su vez aumenta el valor de reactivos que inyecta la subestación hacia el sistema de transmisión (valor negativo), observar la Ilustración 3.

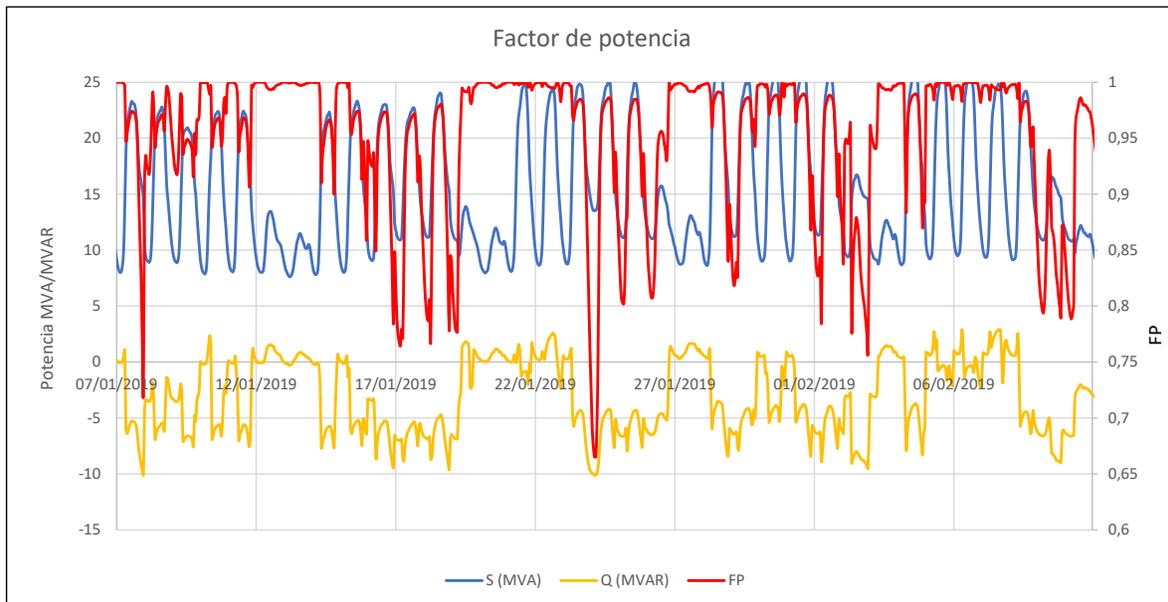


Ilustración 2 Subestaciones con bajo factor de potencia.

Esta condición se produce al mantener conectada la compensación reactiva en barras de media tensión, sin seguir los requerimientos del sistema. Dicha situación se repite en subestaciones en la zona de análisis, lo que puede provocar sobretensiones.

2.1 ESTIMACIÓN DE CONSUMO DE REACTIVOS EN TRANSFORMADORES AT/MT

El consumo de reactivos de los transformadores depende de su capacidad (MVA), parámetros de secuencia, tensión y el nivel de carga, es por ello que para esta evaluación se consideran analizar transformadores de capacidad mayor a 30 MVA², con la finalidad de identificar los transformadores que requieren mayor cantidad de reactivos desde el sistema de transmisión.

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

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 Ilustración 4, para el transformador San Cristóbal 110/12,5 kV N°3. Los requerimientos máximos de reactivos para cada uno de los transformadores y su proyección al año 2026, se muestra en la Tabla 2. En la tabla se excluye:

- Los transformadores que no cuentan con registros para estimar consumos de reactivos en el periodo de un año
- Transformadores que tienen consumo de reactivos menor a 1 MVAR
- Transformadores que cuentan con compensación en barra de MT.

Tabla 2 Consumo interno de reactivos de Transformadores AT/MT.

Zona	Transformador	Máx. consumo reactivos (MVAR)	Máx. consumo reactivos año 2026 (MVAR)
1	Transformador Alto Hospicio 110/13,8 kV N°1	3,47	1,86
1	Transformador Calama 105/23 kV N°4	3,65	2,51
1	Transformador Cerro Dragón 110/13,8 kV N°1	3,75	1,88
1	Transformador Chinchorro 69/13,8 kV N°1	4,74	4,32
2	Transformador Cerrillos 110/23 kV N°1	3,27	1,49
2	Transformador Las Compañías 115/14,2 kV N°1	4,70	1,95
2	Transformador San Joaquín 115/15,3 kV N°1	4,65	4,59
3	Transformador Bosquemar 115/13,2 kV N°2	4,87	1,56
3	Transformador Las Vegas 115/12 kV N°5	4,85	3,90
3	Transformador Placilla 115/13,2 kV N°2	5,00	2,33
3	Transformador San Pedro 115/13,2 kV N°1	4,55	2,54
3	Transformador San Rafael 110/24,5 kV N°3	4,70	1,48
3	Transformador Marga Marga 115/14,2 kV N°2	4,75	3,04
3	Transformador Marga Marga 115/15,3 kV N°3	4,56	2,28
4	Transformador Alonso de Córdova 110/12,5 kV N°2	9,74	6,63
4	Transformador Batuco 110/23,5 kV N°2	16,43	15,32
4	Transformador Chacabuco 110/23,5 kV N°3	9,83	3,36
4	Transformador Chacabuco 110/23,5 kV N°8	10,03	4,00
4	Transformador Lo Boza 110/23,5 kV N°3	9,75	6,72
4	Transformador Los Dominicos 110/12,5 kV N°3	9,55	9,55
4	Transformador Recoleta 110/12,5 kV N°3	9,76	7,51
4	Transformador San Bernardo 110/12,5 kV N°3	9,93	9,93
4	Transformador San Cristóbal 110/13,9 kV N°3	10,13	9,17
4	Transformador San Cristóbal 110/12,5 kV N°5	10,70	10,70
4	Transformador Santa Elena 110/12,5 kV N°3	9,73	8,50
4	Transformador Santa Marta 110/12,5 kV N°2	9,34	4,97
4	Transformador Santa Raquel 110/12,5 kV N°1	9,88	9,88

4	Transformador Vitacura 110/12,5 kV N°2	9,44	5,33
5	Transformador Bollenar 115/13,4 kV N°1	4,88	2,05
5	Transformador Chacahuin 69/15,3 kV N°2	5,51	3,71
5	Transformador Chillán 69/15,3 kV N°4	4,83	2,38
5	Transformador Graneros 69/15,3 kV N°1	4,75	4,45
5	Transformador Piduco 69/15,3 kV N°2	5,48	5,48
5	Transformador Rosario 69/15,3 kV N°1	5,42	2,61
5	Transformador Talca 69/15,3 kV N°4	4,88	2,04
6	Transformador Alto Bonito 115/24 kV N°1	2,38	1,32
6	Transformador Duqueco 69/25 kV N°1	4,54	1,48
6	Transformador Melipulli 230/24 kV N°3	7,56	5,54
6	Transformador Melipulli 230/24 kV N°4	4,20	4,20

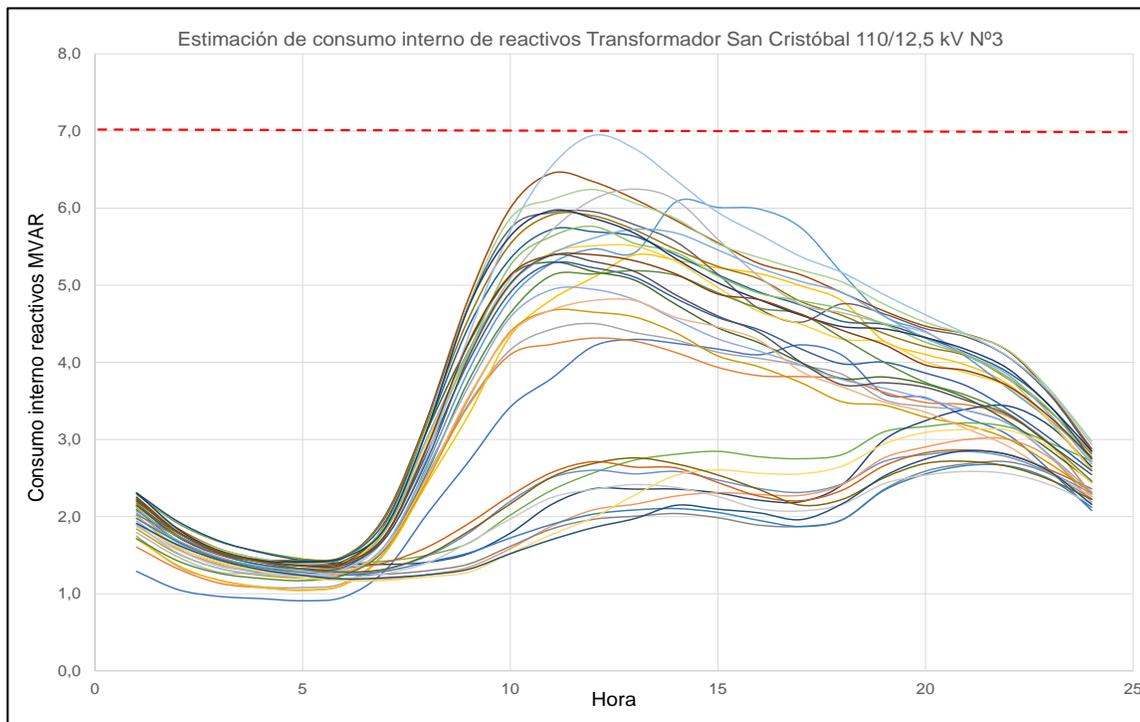


Ilustración 3 Estimación de consumos de reactivos en transformadores

A partir de la Tabla 2, y considerando tamaños de BBCC normalizados a partir de instalaciones existentes, se definen bancos con etapas de compensación para cada uno de los transformadores, de acuerdo a lo indicado en Tabla 3.

Tabla 3 Recomendación de BBCC para transformadores AT/MT.

Zona	Transformador	BBCC (MVAR)	Capacidad Máx. (MVAR)
1	Transformador Alto Hospicio 110/13,8 kV N°1	2x1,8 MVAR	3,6
1	Transformador Calama 105/23 kV N°4	2x1,8 MVAR	3,6
1	Transformador Cerro Dragón 110/13,8 kV N°1	2x1,8 MVAR	3,6
1	Transformador Chinchorro 69/13,8 kV N°1	2x2,4 MVAR	4,8
2	Transformador Cerrillos 110/23 kV N°1	2x1,8 MVAR	3,6
2	Transformador Las Compañías 115/14,2 kV N°1	2x2,4 MVAR	4,8
2	Transformador San Joaquín 115/15,3 kV N°1	2x2,4 MVAR	4,8
3	Transformador Bosquemar 115/13,2 kV N°2	2x2,4 MVAR	4,8
3	Transformador Las Vegas 115/12 kV N°5	2x2,4 MVAR	4,8
3	Transformador Placilla 115/13,2 kV N°2	2x2,4 MVAR	4,8
3	Transformador San Pedro 115/13,2 kV N°1	2x2,4 MVAR	4,8
3	Transformador San Rafael 110/24,5 kV N°3	2x2,4 MVAR	4,8
3	Transformador Marga Marga 115/14,2 kV N°2	2x2,4 MVAR	4,8
3	Transformador Marga Marga 115/15,3 kV N°3	2x2,4 MVAR	4,8
4	Transformador Alonso de Córdova 110/12,5 kV N°2	4x2,4 MVAR	9,6
4	Transformador Batuco 110/23,5 kV N°2	3x3,6 MVAR	10,8
4	Transformador Chacabuco 110/23,5 kV N°3	3x3,6 MVAR	10,8
4	Transformador Chacabuco 110/23,5 kV N°8	3x3,6 MVAR	10,8
4	Transformador Lo Boza 110/23,5 kV N°3	3x3,6 MVAR	10,8
4	Transformador Los Dominicos 110/12,5 kV N°3	4x2,4 MVAR	9,6
4	Transformador Recoleta 110/12,5 kV N°3	4x2,4 MVAR	9,6
4	Transformador San Bernardo 110/12,5 kV N°3	4x2,4 MVAR	9,6
4	Transformador San Cristóbal 110/13,9 kV N°3	4x2,4 MVAR	9,6
4	Transformador San Cristóbal 110/12,5 kV N°5	4x2,4 MVAR	9,6
4	Transformador Santa Elena 110/12,5 kV N°3	4x2,4 MVAR	9,6
4	Transformador Santa Marta 110/12,5 kV N°2	4x2,4 MVAR	9,6
4	Transformador Santa Raquel 110/12,5 kV N°1	4x2,4 MVAR	9,6
4	Transformador Vitacura 110/12,5 kV N°2	4x2,4 MVAR	9,6
5	Transformador Bollenar 115/13,4 kV N°1	2x2,4 MVAR	4,8
5	Transformador Chacahuin 69/15,3 kV N°2	2x2,75 MVAR	5,5
5	Transformador Chillán 69/15,3 kV N°4	2x2,4 MVAR	4,8
5	Transformador Graneros 69/15,3 kV N°1	2x2,4 MVAR	4,8
5	Transformador Piduco 69/15,3 kV N°2	2x2,75 MVAR	5,5
5	Transformador Rosario 69/15,3 kV N°1	2x2,75 MVAR	5,5
5	Transformador Talca 69/15,3 kV N°4	2x2,4 MVAR	4,8
6	Transformador Alto Bonito 115/24 kV N°1	2x1,15 MVAR	2,3
6	Transformador Duqueco 69/25 kV N°1	2x2,4 MVAR	4,8
6	Transformador Melipulli 230/24 kV N°3	3x2,5 MVAR	7,5
6	Transformador Melipulli 230/24 kV N°4	4x1,1 MVAR	4,4

3. REQUERIMIENTOS DE REACTIVOS EN TRANSMISIÓN

A partir de los resultados de compensación de potencia reactiva recomendada, se extiende la revisión al resto de instalaciones del sistema de transmisión. Los análisis se acotarán en la Zona Norte y Región Metropolitana, los que serán abordados en mayor detalle en el Informe Complementario.

3.1 ZONA 1 ARICA – DIEGO DE ALMAGRO

Se observa que:

- Los BBCC propuestos para los transformadores AT/MT de la zona asociados a subestaciones conectadas radialmente, mejoran su perfil de tensión y pueden aumentar su capacidad en condiciones de alta demanda utilizando los bancos para el abastecimiento local de reactivos. Esta condición se puede observar en la Ilustración 4 para S/E Alto Hospicio, comparando la condición con y sin el BBCC propuesto, situación que se repite para el resto de los transformadores a los que se recomienda BBCC en la zona.

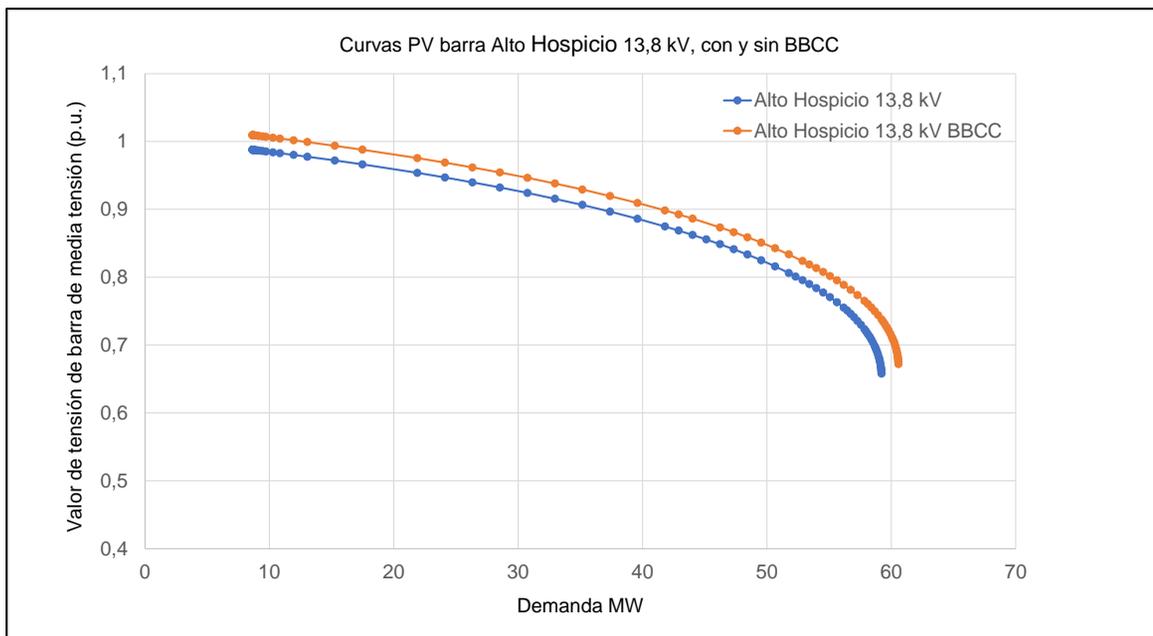


Ilustración 4 Curva PV barra Alto Hospicio 13,8 kV.

- En la zona se incluyen dos proyectos relevantes, correspondiente a los aumentos de demanda de Minera Teck Quebrada Blanca (QB) y Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi (CMDIC). Para estos proyectos se mantiene la recomendación de obras indicadas en el Informe Complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020, en el que se solicita la instalación de un SVC en S/E Lagunas con una capacidad de 30 MVAR inductivo y 100 MVAR capacitivo, y la conexión de los paños de línea 2x220 kV Lagunas-Collahuasi a diferentes secciones de barra.
- Se identifica en la operación de la Zona Norte SEN alta tensión en barras cercanas a SS/EE Kimal y Changos, debido a:

- Operación con baja carga de la línea 500 kV Changos – Kimal, y la inyección de reactivos de la línea hacia el sistema de transmisión.
- Baja capacidad para controlar sobretensiones en instalaciones cercanas a S/E Kimal.
- El control de tensión se realiza a través de maniobras de desconexión de instalaciones del sistema de transmisión, con la finalidad de mantener las tensión dentro de los rangos de la NTSyCS.

Se analizará en detalle esta condición en el informe Complementario, con la finalidad de evaluar la incorporación de un reactor de barra en S/E Kimal.

3.2 ZONA 4 REGIÓN METROPOLITANA

3.2.1 ANÁLISIS DE CURVAS PV

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.

3.2.2 ANÁLISIS DE CURVAS PV

El análisis de curvas PV permite identificar aquellas barras más débiles del sistema, con la finalidad de orientar los análisis 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 y se evalúa el margen de estabilidad de la zona.

³ Artículos 5-24 y 5-28 de la NTSyCS.

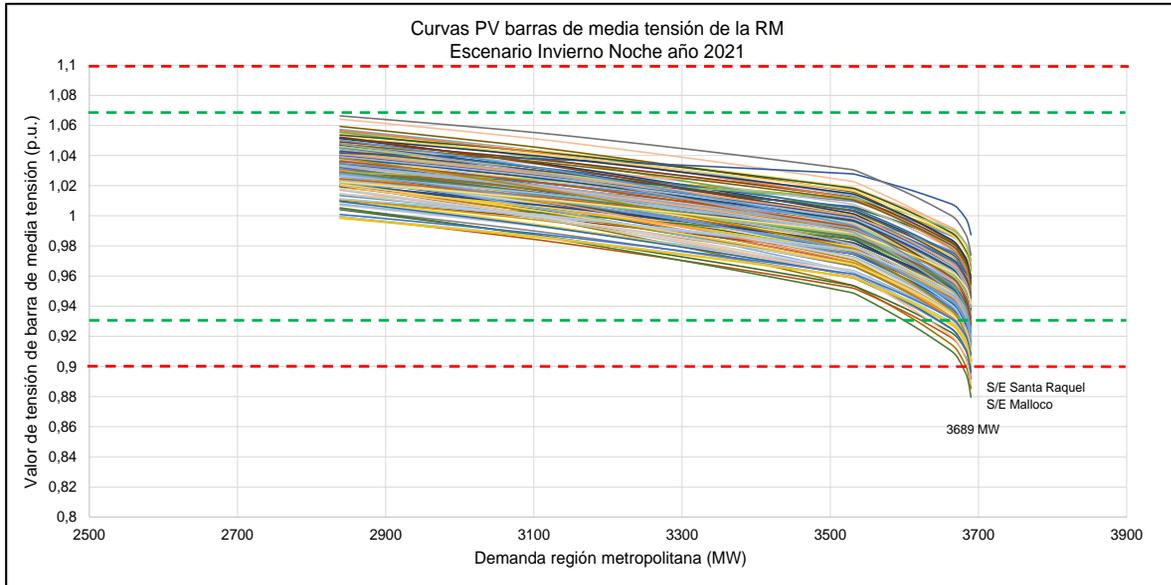


Ilustración 5 Curva PV Escenario Invierno Noche, año 2021.

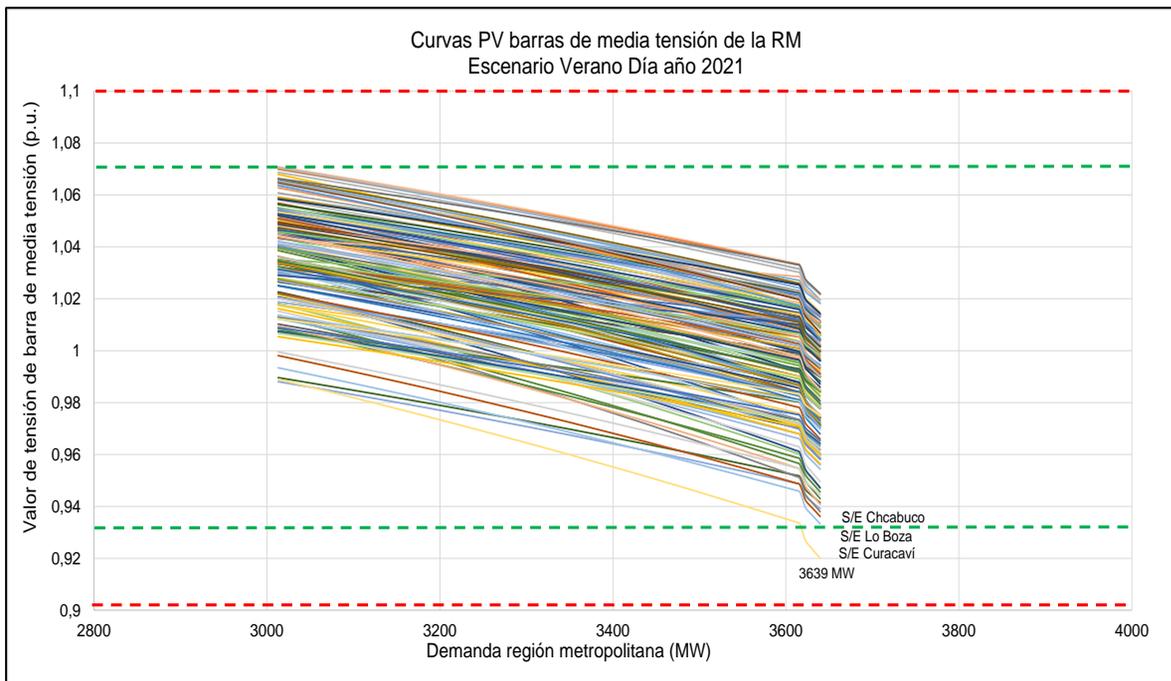


Ilustración 6 Curva PV Escenario Verano Día, año 2021.

Tabla 4 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, se verifica que los márgenes se encuentran dentro del rango establecido por norma⁵.

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
- Verano día 2026
 - Salida 1xLT 110kV Los Almendros- Cordillera
 - Salida 1xLT 110kV Cerro Navia-Batuco
 - Salida 1xLT 110kV Cerro Navia-El Salto
 - Salida 1xLT 110kV Florida-Ochagavía
 - Salida 1xLT 110kV El Salto-Los Almendros
- Invierno Noche 2026
 - Salida 1xLT 110kV Buin-Lo Espejo
 - Salida 1xLT 110kV Cerro Navia-Chena
 - Salida 1xLT 110kV Cerro Navia-El Salto
 - Salida 1xLT 110kV Florida-Buin
 - Salida 1xLT 110kV Florida-Ochagavía
 - Salida 1xLT 110kV Los Almendros-Cordillera
 - Salida 1xLT 110kV Los Almendros-El Salto

3.3 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 de los años 2021 y 2026. Las condiciones del sistema, previo a la ocurrencia de contingencias, es el siguiente:

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

⁵ Cabe señalar que este margen varía con los BBCC en servicio de la zona, similar a la condición de S/E Alto Hospicio, y en el caso de Santiago este margen puede ser mayor.

	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
Invierno Noche 2022	3277	425	371
Verano Día 2026	3721	478	524

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

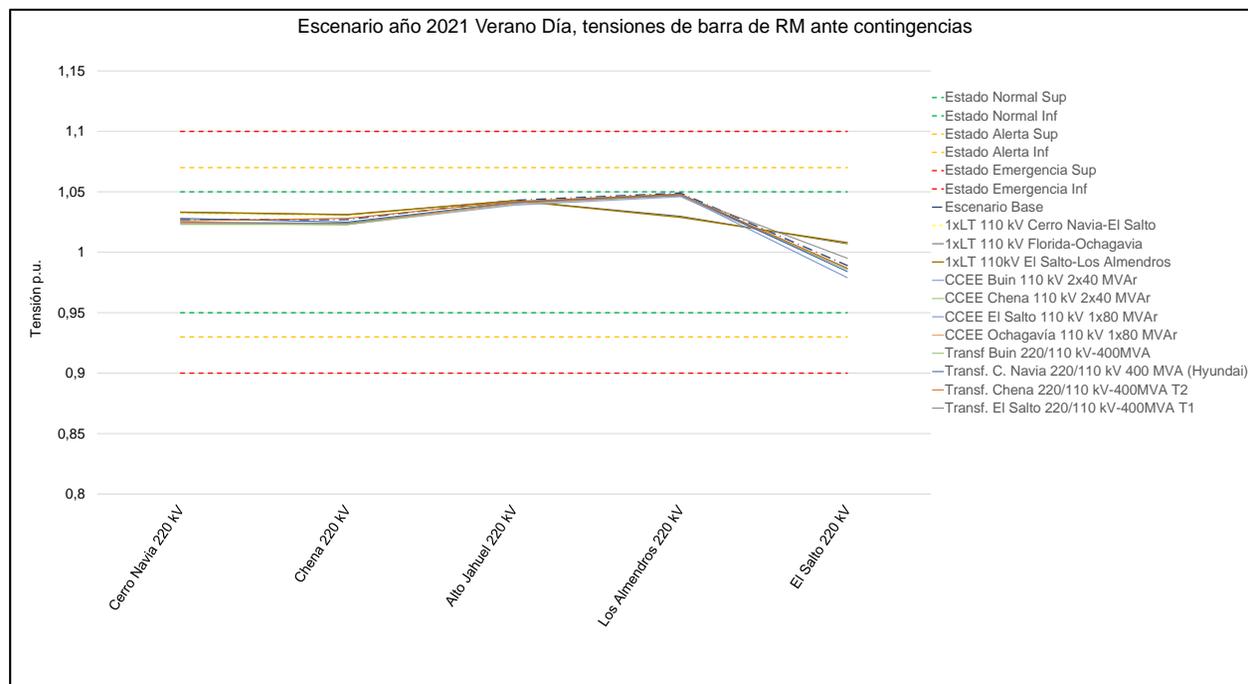


Ilustración 7 Tensiones de barras de 220 kV ante contingencia, verano día , año 2021.

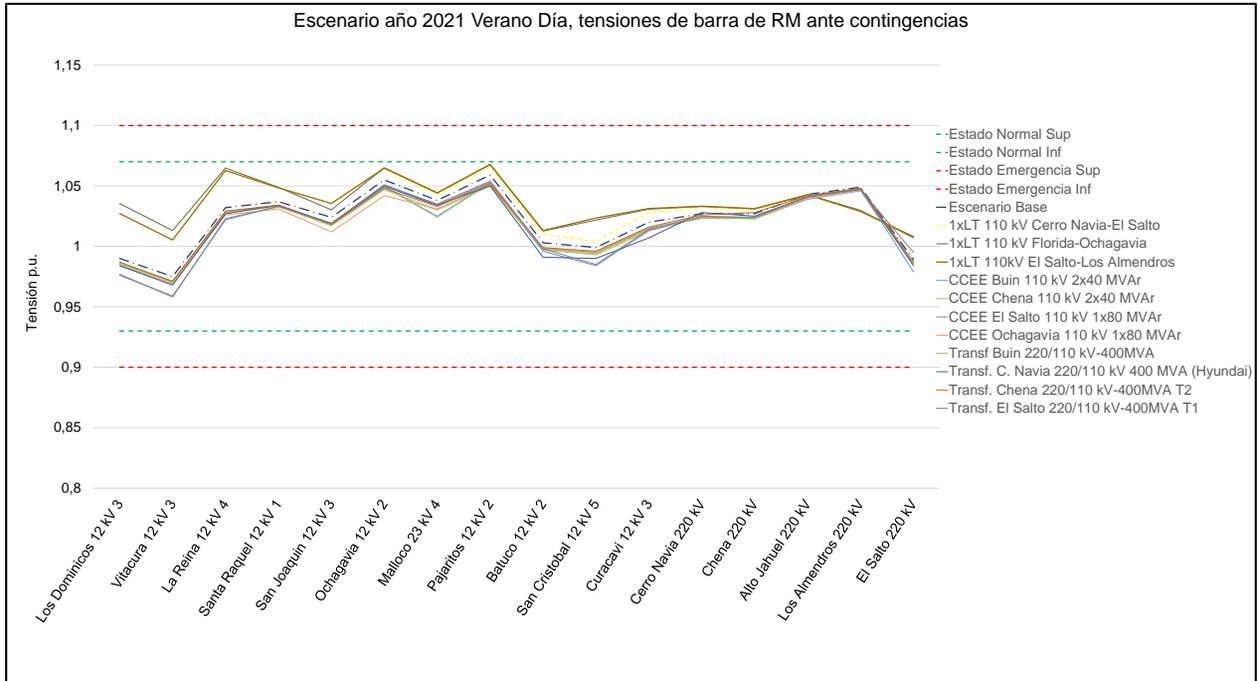


Ilustración 8 Tensiones de barras de media tensión ante contingencia, escenario verano día, año 2021.

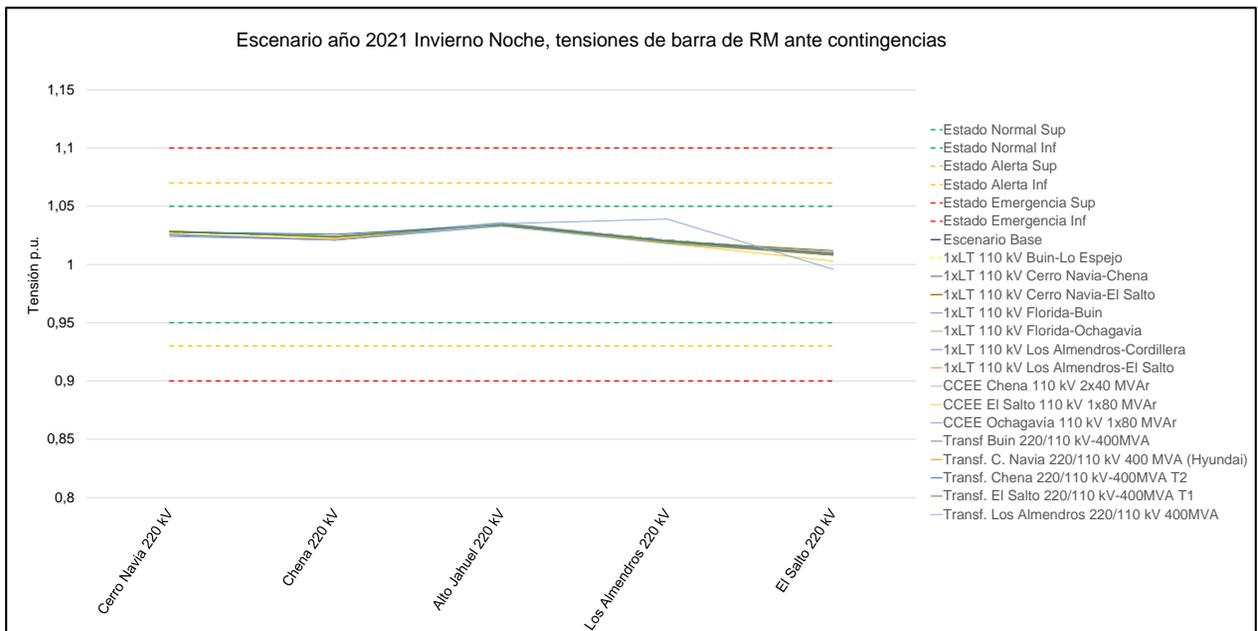


Ilustración 9 Tensiones de barras de 220 kV ante contingencia, invierno noche , año 2021

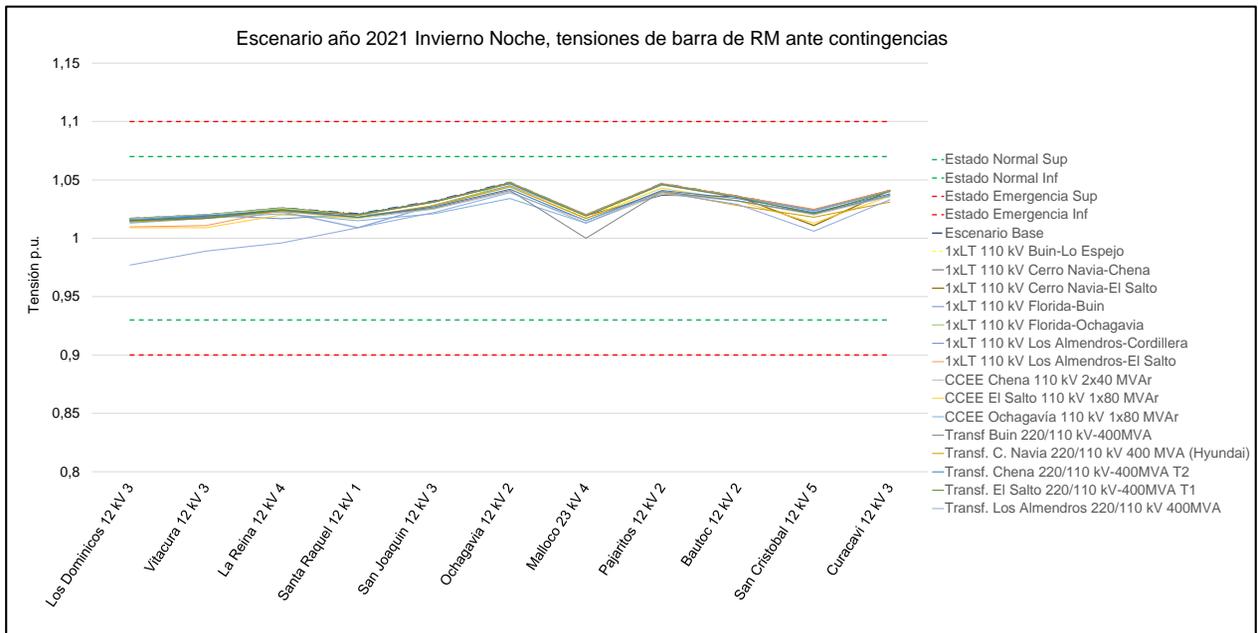


Ilustración 10 Tensiones de barras de media tensión ante contingencia, invierno noche, año 2021.

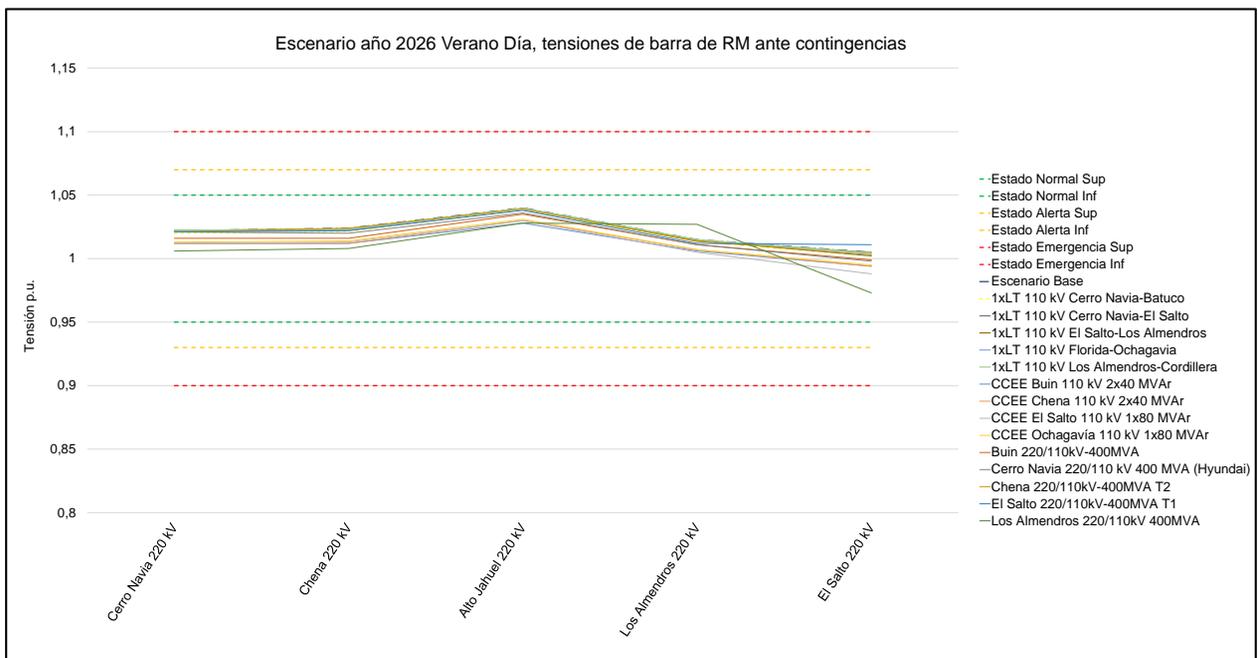


Ilustración 11 Tensiones de barras de 220 kV ante contingencia, verano día , año 2026.

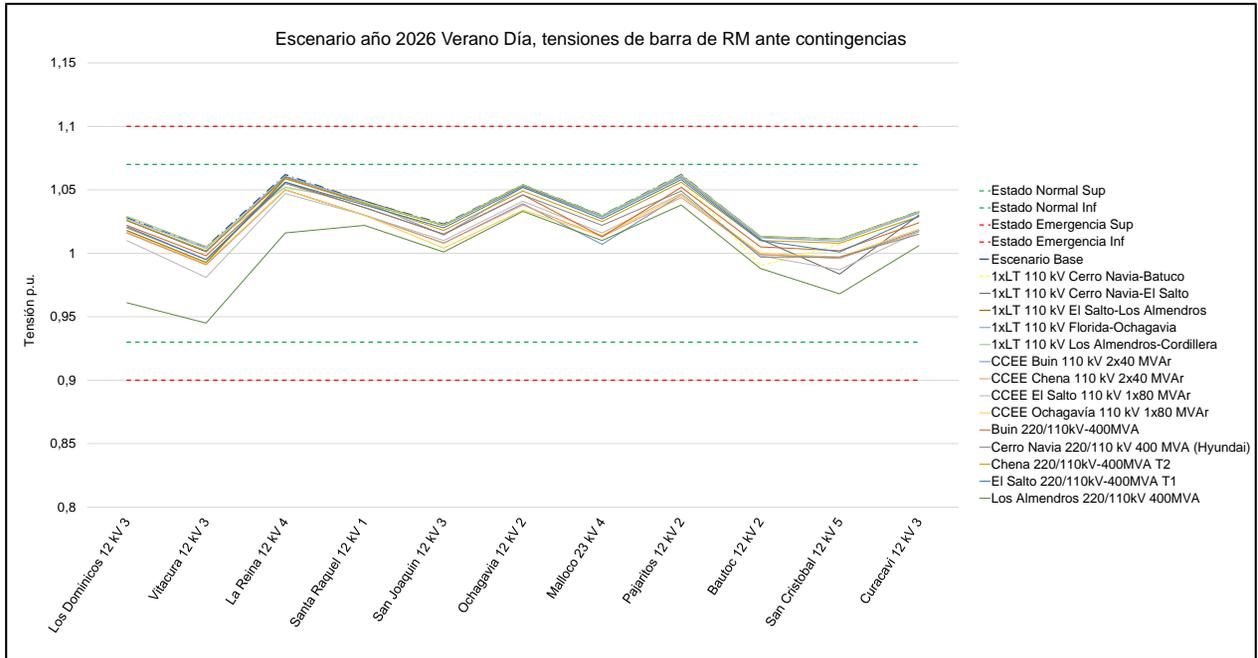


Ilustración 12 Tensiones de barras de media tensión ante contingencia, escenario verano día, año 2026.

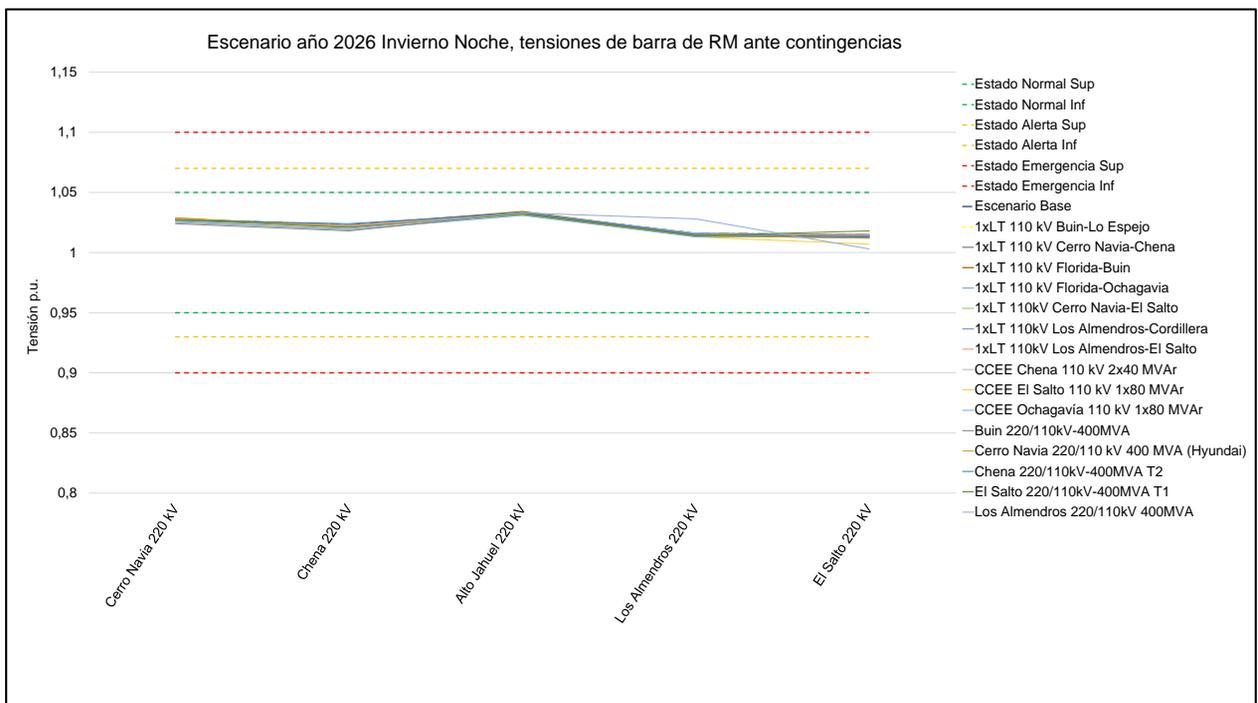


Ilustración 13 Tensiones de barras de 220 kV ante contingencia, invierno noche , año 2026.

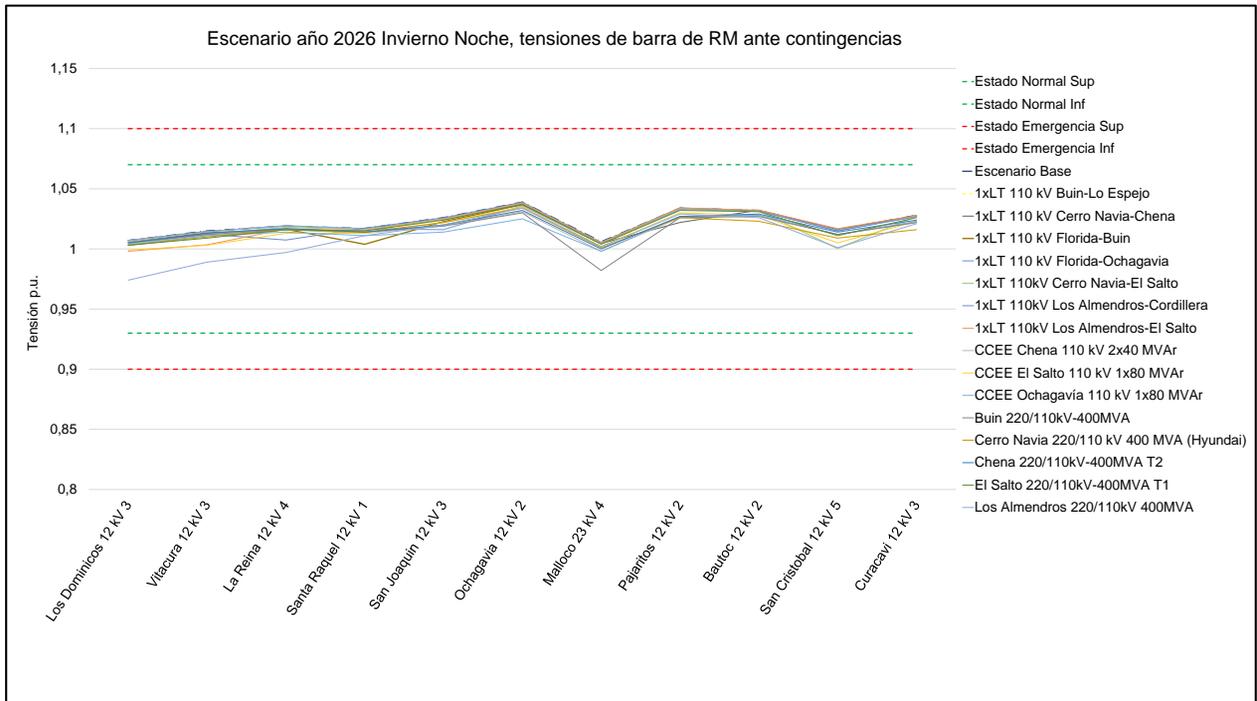


Ilustración 14 Tensiones de barras de media tensión ante contingencia, invierno noche, año 2021.

De las gráficas 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 observa en el aumento de la variación de tensión de las barras de media tensión.

4. 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.