

**Empresa:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

**País:** Chile

**Proyecto:** Estudio de SSCC para la Operación del SEN

**Descripción:** INFORME 4 - SSCC Control de Frecuencia y Tensión – 2020-2023

## PARTE C - SC CONTROL DE TENSION

Informe Final

**Código de Proyecto:** EE-2019-004

**Código de Informe:** EE-ES-2019-0792

**Revisión:** A

*Power System Studies, Power Plant Field Testing  
and Electrical Commissioning  
ISO9001:2008 Certified*



Este documento EE-ES-2019-0792-RA fue preparado para Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Nicolás Turturici  
Departamento de Estudios  
[nicolas.turturici@estudios-electricos.com](mailto:nicolas.turturici@estudios-electricos.com)

Ing. Pablo Fernández  
Departamento de Estudios  
[pablo.fernandez@estudios-electricos.com](mailto:pablo.fernandez@estudios-electricos.com)

Ing. Gustavo Alvarado  
Departamento de Estudios  
[gustavo.alvarado@estudios-electricos.com](mailto:gustavo.alvarado@estudios-electricos.com)

Ing. Jorge Herrera  
Departamento de Estudios  
[jorge.herrera@estudios-electricos.com](mailto:jorge.herrera@estudios-electricos.com)

Ing. Rodrigo Bernal  
Departamento de Estudios  
[rodrigo.bernal@estudios-electricos.com](mailto:rodrigo.bernal@estudios-electricos.com)

Ing. David Perrone  
Coordinador Dpto. Estudios  
[david.perrone@estudios-electricos.com](mailto:david.perrone@estudios-electricos.com)

Ing. Javier Vives  
Coordinador Dpto. Estudios  
[javier.vives@estudios-electricos.com](mailto:javier.vives@estudios-electricos.com)

Ing. Alejandro Musto  
Gerente Dpto. Estudios  
[alejandro.musto@estudios-electricos.com](mailto:alejandro.musto@estudios-electricos.com)

Este documento contiene 335 páginas y ha sido guardado por última vez el 31/05/2019 por Jorge Herrera; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	31.5.2019	Para revisión. Contempla instancias previas de revisión del Coordinador a Informe Inicial e Informes 1, 2 y 3.	NiT/JoH	JaV/DaP	AIM

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



## Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	7
2	DEFINICIÓN DE ÁREAS DE CONTROL DE TENSIÓN.....	8
2.1.1	ACT Norte Grande .....	11
2.1.2	ACT Norte Chico .....	12
2.1.3	ACT Centro .....	13
2.1.4	ACT Centro-Sur .....	14
2.1.5	ACT Sur .....	16
3	EVALUACIÓN DE EQUIPOS EXISTENTES .....	17
4	ANÁLISIS NORTE GRANDE.....	19
4.1	Recursos para el Control de Tensión.....	20
4.2	Topologías de análisis.....	21
4.3	Escenarios de estudio.....	22
4.4	Contingencias .....	26
4.5	Análisis año 2020.....	27
4.5.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	27
4.5.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	36
4.5.3	Principales resultados .....	41
4.5.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	42
4.6	Análisis año 2022.....	44
4.6.1	Requerimientos y reserva de potencia reactiva .....	44
4.6.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	50
4.6.3	Principales resultados .....	55
4.6.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	55
4.7	Análisis año 2023.....	58
4.7.1	Requerimientos y reserva de potencia reactiva .....	58
4.7.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	64
4.7.3	Principales resultados .....	69
4.7.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	69
4.8	RESUMEN: Resultados y Recomendaciones Norte Grande .....	72
5	ANÁLISIS NORTE CHICO .....	76
5.1	Recursos para el Control de Tensión.....	77



5.2	Topologías de análisis.....	78
5.3	Escenarios de estudio.....	79
5.1	Contingencias .....	81
5.2	Análisis año 2020.....	82
5.2.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	82
5.2.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	89
5.2.3	Principales resultados .....	95
5.2.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	96
5.3	Análisis año 2022.....	97
5.3.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	97
5.3.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	102
5.3.3	Principales resultados .....	108
5.3.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	108
5.4	Análisis año 2023.....	110
5.4.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	110
5.4.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	115
5.4.3	Principales resultados .....	121
5.4.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	121
5.5	RESUMEN: Resultados y Recomendaciones Norte Chico .....	123
6	ANÁLISIS CENTRO.....	126
6.1	Recursos para el Control de Tensión.....	127
6.1	Topologías de análisis.....	128
6.2	Escenarios de estudio.....	129
6.3	Contingencias .....	132
6.4	Análisis año 2020.....	133
6.4.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	133
6.4.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	146
6.4.3	Principales resultados .....	152
6.4.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	153
6.5	Análisis año 2023.....	154
6.5.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	154
6.5.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	163
6.5.3	Principales resultados .....	170





6.5.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	170
6.6	RESUMEN: Resultados y Recomendaciones Centro.....	172
7	ANÁLISIS CENTRO-SUR.....	174
7.1	Recursos para el Control de Tensión.....	175
7.2	Topologías de análisis.....	176
7.3	Escenarios de estudio.....	177
7.4	Contingencias .....	182
7.5	Análisis año 2020.....	183
7.5.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	183
7.5.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	195
7.5.3	Principales resultados .....	204
7.5.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	205
7.6	Análisis año 2021.....	207
7.6.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	207
7.6.2	Análisis de tensiones y sensibilidades (desde) .....	214
7.6.3	Principales resultados .....	223
7.6.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	223
7.7	Análisis año 2023.....	225
7.7.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	225
7.7.2	Análisis de tensiones y sensibilidades (desde) .....	232
7.7.3	Principales resultados .....	238
7.7.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	238
7.8	RESUMEN: Resultados y Recomendaciones Centro - Sur .....	240
8	ANÁLISIS SUR .....	243
8.1	Recursos para el Control de Tensión.....	244
8.1	Topologías de análisis.....	245
8.2	Escenarios de estudio.....	246
8.3	Contingencias .....	250
8.4	Análisis año 2020.....	251
8.4.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	251
8.4.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	256
8.4.3	Principales resultados .....	261
8.4.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	262



8.5	Análisis año 2021.....	264
8.5.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	264
8.5.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	267
8.5.3	Principales resultados .....	273
8.5.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	274
8.6	Análisis año 2023.....	276
8.6.1	Requerimientos y reservas de potencia reactiva .....	276
8.6.2	Análisis de tensiones y sensibilidades .....	279
8.6.3	Principales resultados .....	284
8.6.4	Requerimientos y Recomendaciones .....	284
8.7	RESUMEN: Resultados y Recomendaciones - Sur .....	286
9	ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS .....	288
9.1	Análisis de la dependencia de generación .....	288
9.1.1	Central Térmica Guacolda .....	288
9.1.2	Central Nueva Renca .....	288
9.1.3	Central Pehuenche .....	293
9.1.4	Centrales de la zona de Tinguiririca .....	297
9.1.5	Central Pullinque .....	299
9.2	Análisis de indisponibilidad de FACTs .....	305
9.2.1	SVC Domeyko .....	305
9.2.2	CER Puerto Montt .....	311
9.3	Sensibilidad: Análisis sin obras de compensación reactiva Norte Chico.....	319
10	ANÁLISIS DE DEFINICIONES DE LOS SSCC DE CONTROL DE TENSION .....	333
10.1	Definiciones CNE (RE) N° 801 .....	333
10.2	Propuestas y recomendaciones .....	333
11	REFERENCIAS.....	335



## 1 INTRODUCCIÓN

---

Este informe proporciona el análisis de los requerimientos del SC de Control de Tensión (objetivo 3), así como también de los análisis de sensibilidad de las especificaciones técnicas de prestación para este SC (objetivo 4). El mismo incluye en análisis de la Etapa 1 (año 2020) como de la Etapa 2 (años 2021 – 2023).

El resumen de los principales resultados y conclusiones de los análisis aquí detallados se presentan en el Documento Principal adjunto al este documento.



## 2 DEFINICIÓN DE ÁREAS DE CONTROL DE TENSIÓN

En el presente apartado se analiza la conveniencia de definición de áreas de control de tensión con el fin de identificar con facilidad los recursos (RCT) que tienen mayor influencia en el control de la tensión sobre las barras del sistema. Debido al carácter local del control de tensión, la definición de las Áreas de Control de Tensión (ACT) en el SEN se realiza con el objetivo de estudiar de manera focalizada los fenómenos de estabilidad de tensión y requerimientos de potencia reactiva de cada una de estas zonas.

Como parámetro indicador de la proximidad entre barras se utiliza la sensibilidad  $dQ/dQ$ , calculada en barras de 500kV, 220kV, 154kV, 110kV y 66kV del sistema completo. Los resultados de este análisis y su posterior procesamiento a través de un algoritmo de *clustering* jerárquico, deriva en una subdivisión del SEN en áreas donde la efectividad de los RCT que aportan a la demanda de potencia reactiva es similar.

La siguiente figura esquematiza las características del resultado de la agrupación de barras y recursos para definir las ACT.

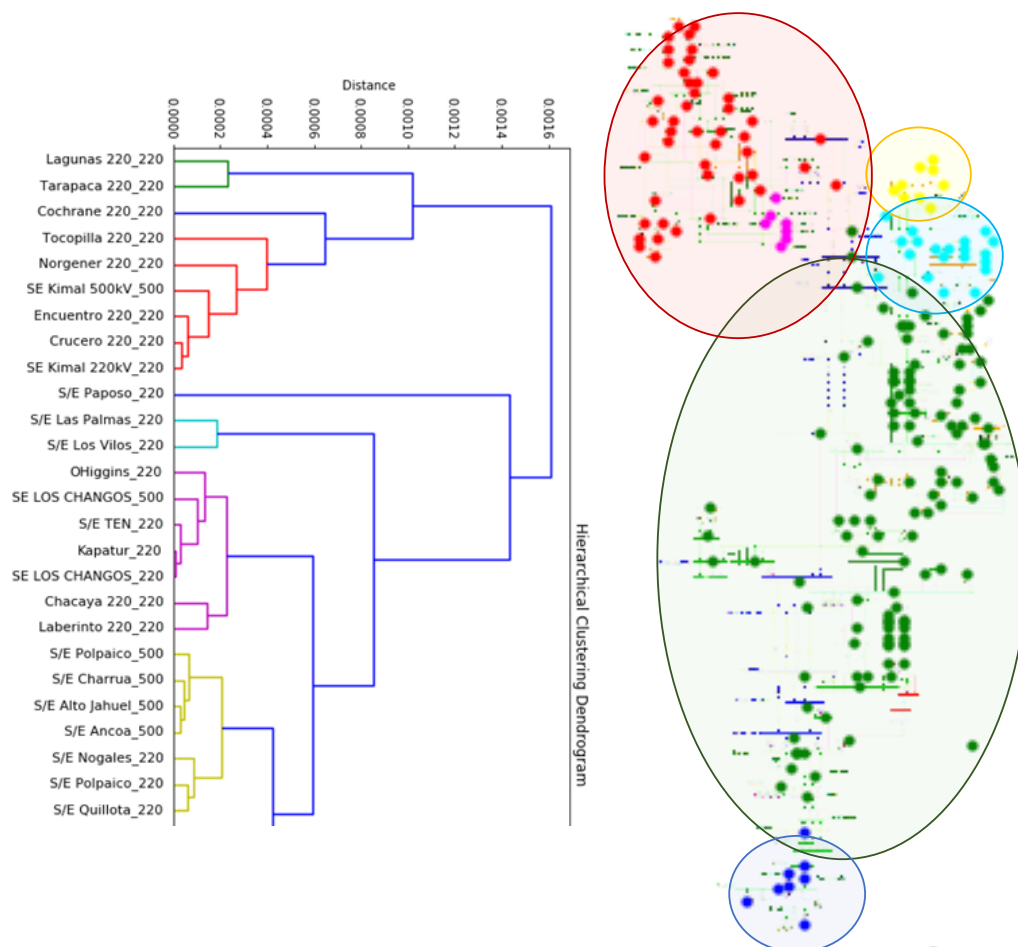


Figura 2-1: Esquema del resultado de agrupación para la definición de las ACT.

En función de los resultados obtenidos a partir de la aplicación del algoritmo y el análisis de sus resultados, se definen 5 ACT las que representan zonas regionales con similares características, dentro de las cuales se destacan:



- I. cantidad y tipo/tecnología de RCT (estático, dinámico),
- II. concentración y tipo de demanda (residencial/industrial),
- III. cantidad y tipo de generación (convencional o ERNC, polos de generación, tamaño de las unidades),
- IV. nivel de desarrollo del sistema de transmisión troncal (niveles de tensión, enmallamiento, redes de subtransmisión) y
- V. fenómenos relacionados con estabilidad y control de tensión (inercia mínima/estabilidad angular, tendencias a sobre/subtensiones y requerimientos de potencia reactiva capacitiva/inductiva).

En consideración de todo lo anterior, se realiza la siguiente propuesta para división del SEN en áreas de control de tensión, la cual puede verse gráficamente en la Figura 2-2 donde cada punto corresponde a la barra donde se realizó el análisis dQ/dQ:

- **ACT NORTE GRANDE:** Desde el extremo norte del SEN hasta la S/E Los Changos.
- **ACT NORTE CHICO:**
  - **2020-21:** Desde las SS/EE Nueva Pan de Azúcar 500kV y Las Palmas 220kV hacia el norte hasta S/E Los Changos 500kV (incluyendo la zona de Diego de Almagro).
  - **2022-23:** Desde las SS/EE Nueva Pan de Azúcar 500kV, Punta Sierra 220kV y Las Palmas 220kV hacia el norte hasta S/E Los Changos 500kV (incluyendo la zona de Diego de Almagro).
- **ACT CENTRO:**
  - **2020-21:** Entre las SS/EE Polpaico 500kV y Alto Jahuel 500kV y entre las SS/EE Los Vilos 220kV y Puente Negro 220kV, incluyendo las redes de 110kV de la V Región y Región Metropolitana.
  - **2022-23:** Entre las SS/EE Polpaico 500kV y Alto Jahuel 500kV y entre las SS/EE Los Vilos 220kV, Nva Los Pelambres 220kV y Alto Jahuel 220kV, incluyendo las redes de 110kV de la V Región y Región Metropolitana.
- **ACT CENTRO-SUR:**
  - **2020-21:** Desde las subestaciones Alto Jahuel 500kV y Puente Negro 220kV hasta Cautín 220kV, incluyendo las redes de 154kV de la VI-VII región y Concepción.
  - **2021-23:** Desde la subestación Alto Jahuel, tanto a nivel de 500kV, 220kV como 154kV hasta Cautín 220kV, incluyendo las redes de 154kV de la VI-VII región y Concepción.
- **ACT SUR:** Desde la subestación Ciruelos 220kV hacia el sur.

De manera complementaria, se encuentra que algunas de las ACT propuestas podrían ser subdivididas a su vez en sub-áreas de control de tensión, lo cual resulta natural debido a la extensión de cada una de las ACT, teniendo en consideración, además, que la distribución de los RCT y su efectividad sobre cada ACT no es necesariamente homogénea. En las figuras a continuación se presenta la división de las ACT y sus sub-ACT.

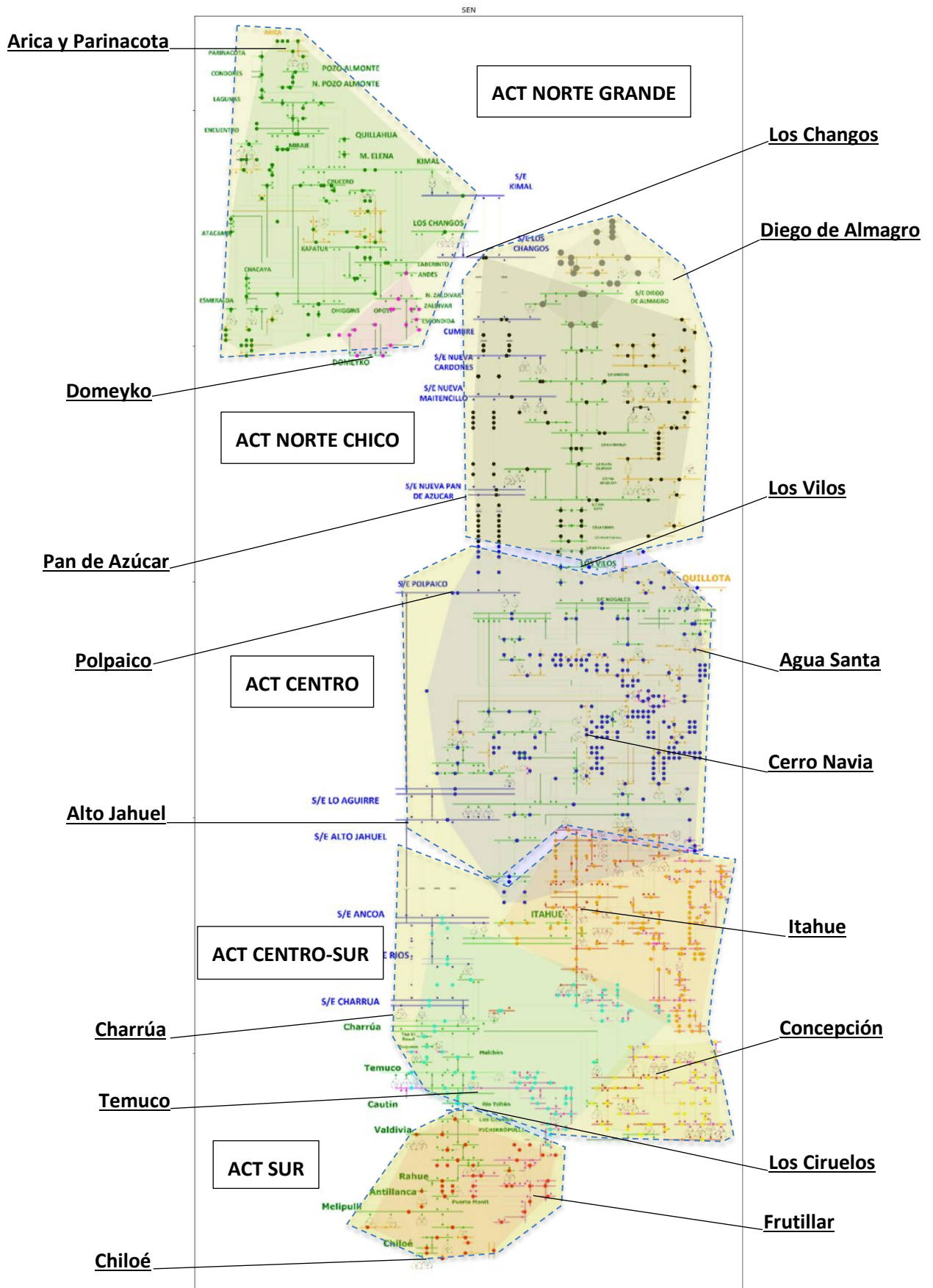


Figura 2-2: División del SEN en áreas de control de tensión.



En las secciones a continuación se describen las principales características de cada una de las ACT propuestas.

### 2.1.1 ACT Norte Grande

Esta ACT se encuentra en el extremo norte de Chile y se caracteriza por presentar consumos de tipo industrial, principalmente. Por este motivo, esta ACT tiene una alta demanda de potencia reactiva, en su zona más hacia el sur y la cordillera (zona de Domeyko), la cual puede ser identificada como una sub-área de control de tensión dentro del Norte Grande.

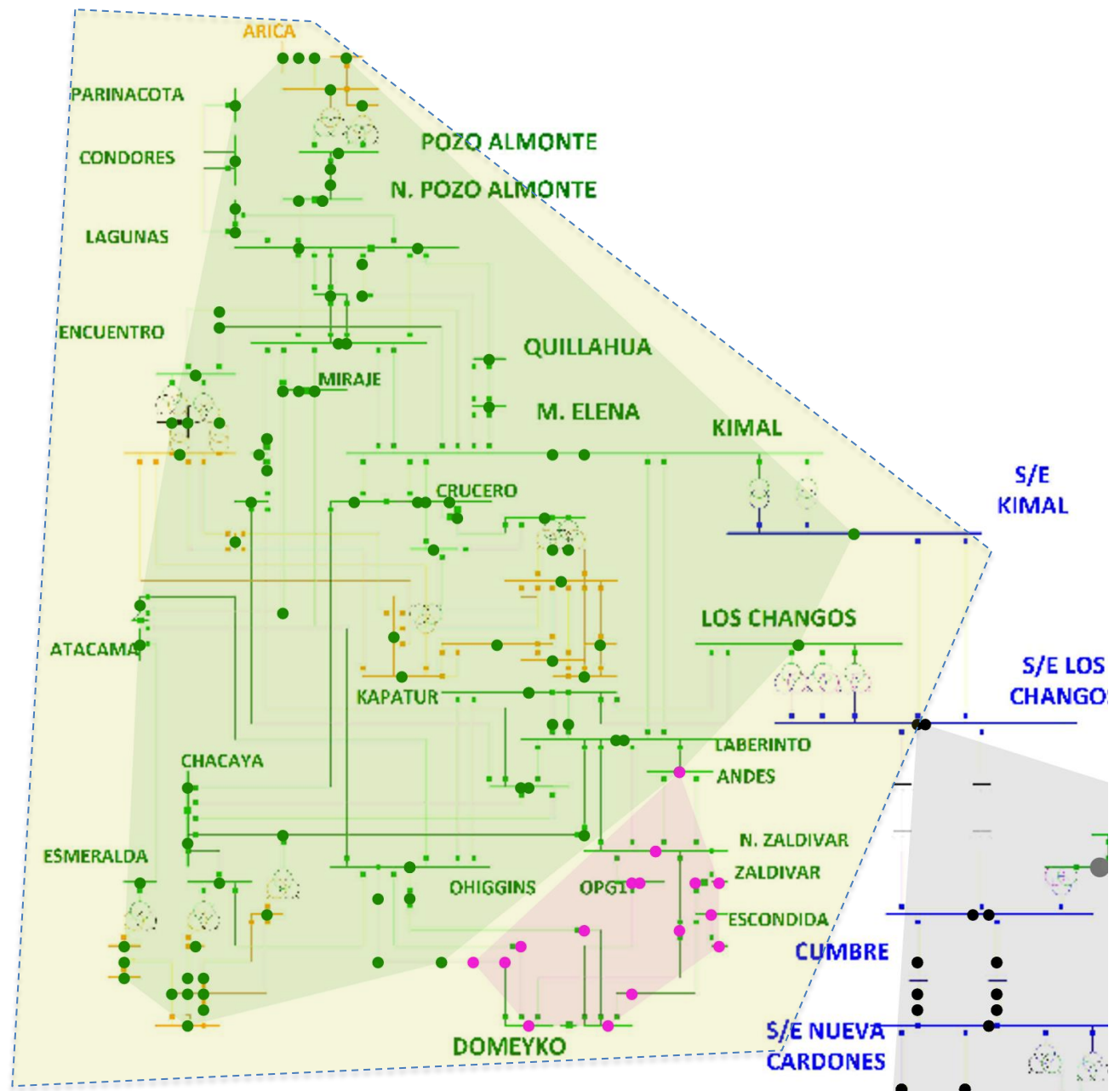


Figura 2-3: ACT Norte Grande.





El sistema de transmisión de esta ACT lo componen en su mayoría líneas de 220kV que fueron desarrolladas en los inicios de este sistema, cuando operaba aislado del resto del SEN. Actualmente, el Norte Grande se vincula al resto del SEN a través de la línea de 500kV Los Changos – Cumbre. Para la fecha de estudio se prevé la expansión de este sistema, el cual conectará la S/E María Elena con la nueva S/E Kimal 500/220kV.

Respecto a los principales RCT de esta ACT, se encuentran unidades generadoras sincrónicas (térmicas ubicadas en el centro y norte del Norte Grande), el SVC de Domeyko, capacitores y reactores conectados en 500kV y 220kV.

### 2.1.2 ACT Norte Chico

Esta ACT se encuentra entre las regiones de Atacama y Coquimbo y se corresponde a lo que era la parte norte del ex - SIC (Sistema Interconectado Central). Esta ACT se caracteriza por la alta presencia de ERNC, fotovoltaica al norte y eólica hacia el sur. Además, a la primera fecha de estudio (dic. 2020) se prevé la finalización del proyecto de línea de transmisión 2x500kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, con lo cual quedará concretado un importante sistema de líneas de 500kV y 220kV que atraviesan esta zona para conectar el Norte Grande con el Centro y permitir la evacuación del excedente de generación ERNC de esta ACT y manejar flujos de potencia en ambas direcciones (NORTE ↔ SUR).



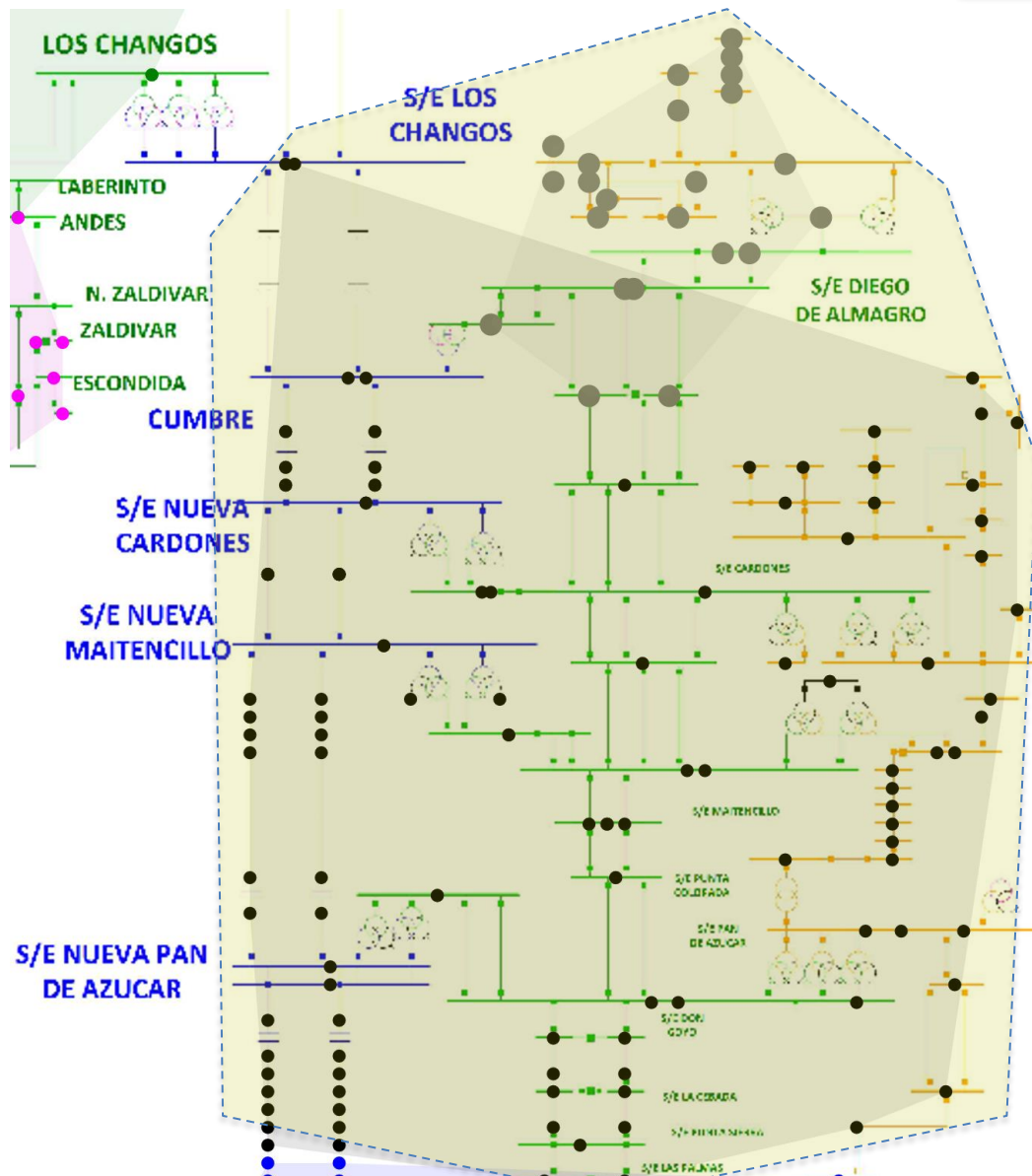


Figura 2-4: ACT Norte Chico.

Respecto a los principales RCT de esta ACT, se encuentran unidades generadoras sincrónicas (Central Guacolda), el SVC de Diego de Almagro, el CER de Cardones, el CER de Maitencillo, el CER de Pan de Azúcar y el nuevo SVC de Nueva Pan de Azúcar; además de reactores conectados en 500kV y capacitores en 220kV.

### 2.1.3 ACT Centro

Esta ACT se encuentra entre la Quinta y Sexta región. Se caracteriza por tener una alta concentración de la demanda total del sistema, tanto residencial como industrial, constituyéndose como uno de los principales polos de consumo del SEN. Por este motivo, esta ACT presenta dos redes de 110kV con alto nivel de enmallamiento con el sistema de 220kV, para abastecer los consumos de la RM y V región. Por esta ACT continúa el sistema troncal de 500kV y 220kV, que permite transportar la generación hídrica del sur al centro y norte del SEN.

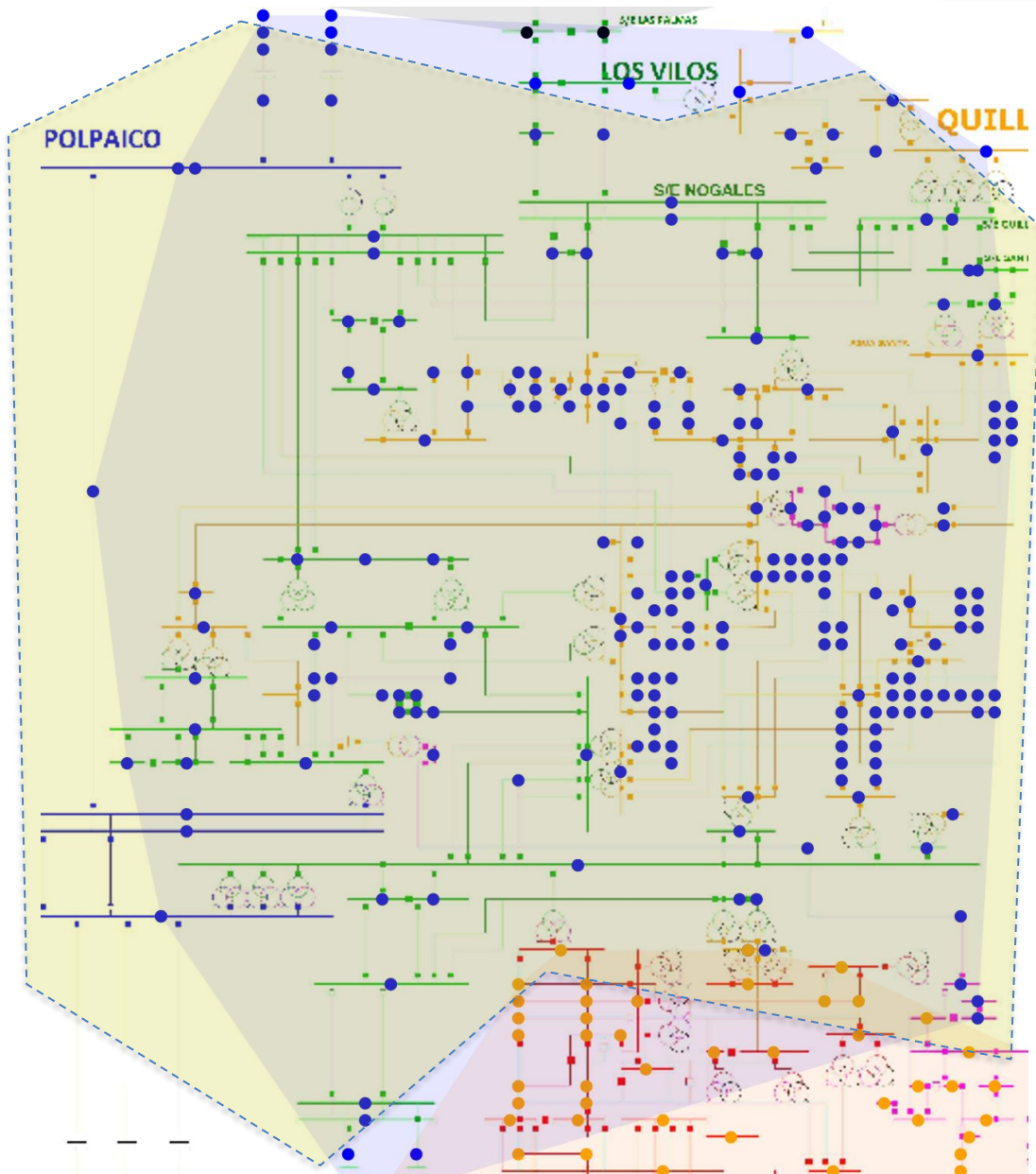


Figura 2-5: Centro.

El tipo de generación en esta zona es principalmente térmico, donde se destacan los polos de generación Ventanas y San Luis (Centrales Nehuenco y San Isidro). Respecto a los principales RCT de esta ACT, se encuentran unidades de generación sincrónica, reactores y capacitores de barra en 500kV y 220kV, el CER de Polpaico, STATCOM de Cerro Navia.

#### 2.1.4 ACT Centro-Sur

Esta ACT se encuentra entre la VI y IX región, caracterizada por tener una importante cantidad de consumos residenciales e industriales, abastecidos a través de dos grandes redes de 154kV: i) red Itahue 154kV entre Alto Jahuel 154kV y Charrúa 154kV y ii) red de 154kV de Concepción. Por esta zona continúa el sistema troncal de 220kV hacia el sur, mientras que el sistema de 500kV llega hasta la S/E Charrúa; la que corresponde a uno de los nodos más robustos del SEN.

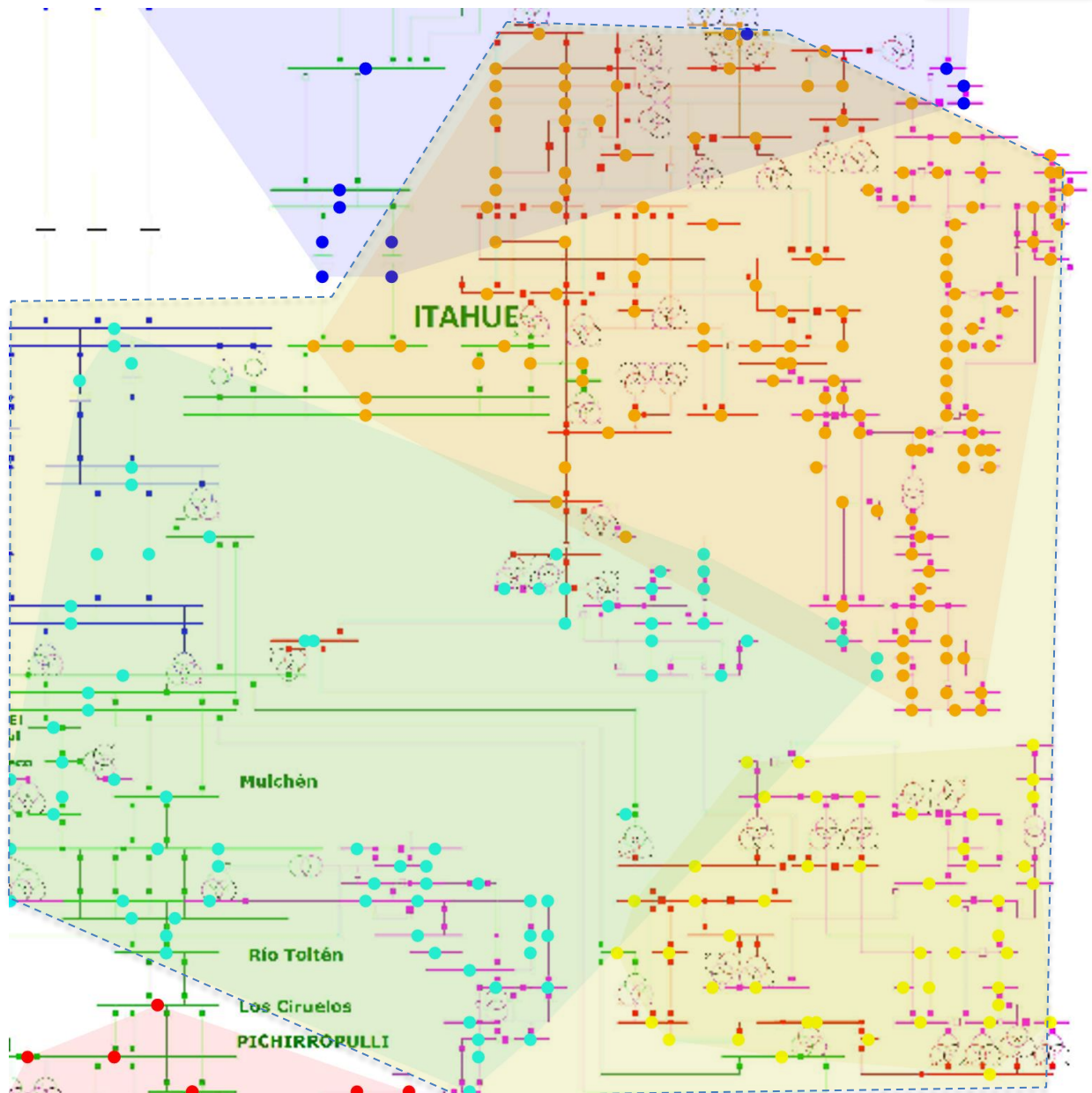


Figura 2-6: ACT Centro-Sur.

Por otro lado, esta ACT, se caracteriza por una alta concentración de generación hidráulica, tanto de pasada como de embalse, siendo éstas los principales RCT, junto con reactores y capacitores conectados a la red de 220kV.

Se destaca en esta ACT la generación hidráulica de la cuenca del río Maule, donde se encuentran los embalses de las centrales Ralco, Antuco, El Toro y Pangué, entre otras. Además, en esta misma zona se encuentran las centrales térmicas Bocamina y Santa María, las que constituyen, en conjunto con las centrales hidráulicas antes mencionadas, uno de los principales focos de generación del SEN.



### 2.1.5 ACT Sur

Esta ACT se encuentra al sur de la S/E Ciruelos 220kV hasta Chiloé. Por esta zona continúa el sistema troncal de 220kV hacia el sur, desde al cual se conecta la red de 66kV de la Araucanía y red de 110kV desde la S/E Melipulli al sur. Por otro lado, esta ACT, se caracteriza por menor concentración de generación siendo principalmente hidráulica y eólica.

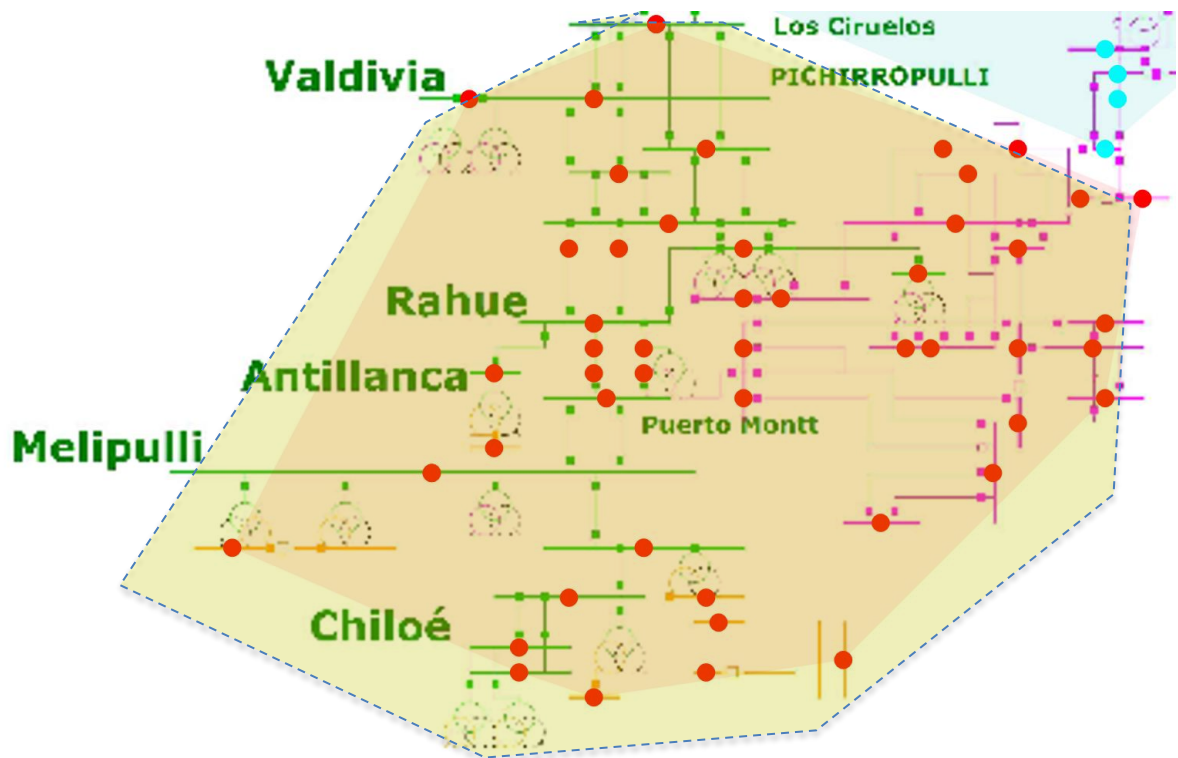


Figura 2-7: ACT Centro-Sur.

El principal RCT de esta zona lo provee el SVC de Puerto Montt, generación local y capacitores y reactores.

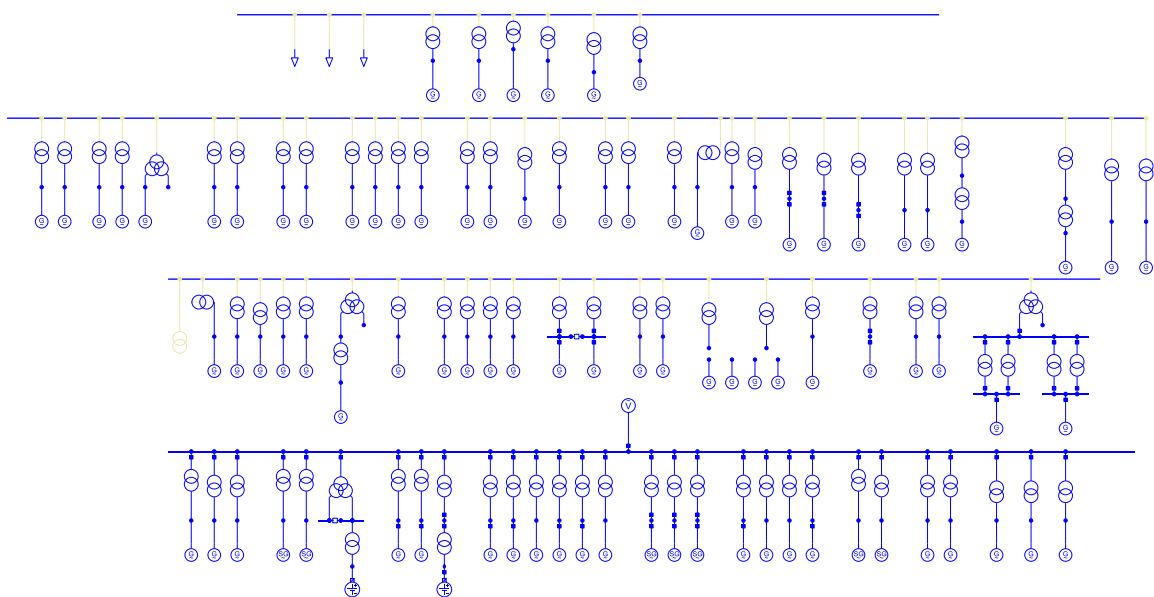


### 3 EVALUACIÓN DE EQUIPOS EXISTENTES

Una de las principales fuentes de control de tensión en el sistema resulta la conformada por las máquinas síncronas. Las mismas realizan un control estático y dinámico de la tensión por medio de la inyección/absorción de potencia reactiva.

Naturalmente, el aporte de las unidades al control de tensión se encuentra limitado por las características de la unidad (curva de capacidad) y el ajuste de sus controles (AVR, OEL, UEL, V/Hz, etc). En base a esto, resulta importante determinar la capacidad de absorción/inyección de potencia reactiva de todas las unidades participantes del control de tensión las cuales, según los criterios adoptados, se encuentra dada por sus modelos homologados.

Para la determinación de los máximos admisibles de inyección/absorción de potencia reactiva se analizan las principales unidades sobre un banco de pruebas, evaluando el comportamiento estable de sus modelos dinámicos al encontrarse aportando/absorbiendo la máxima potencia reactiva dada por su curva de capacidad.



*Figura 3-1: Banco de prueba para evaluación de modelos.*

En los casos en que las respuestas dinámicas de las unidades sean inestables al aportar/absorber la máxima potencia reactiva dada por su curva de capacidad, la misma se reduce/aumenta hasta obtener un comportamiento estable (simulación plana).

A partir de este análisis se obtienen los siguientes resultados para las unidades analizadas.





Unidad	Inyección	Absorción	Unidad	Inyección	Absorción
ANG1	99.0	-99.0	Canutillar U1	10.0	-18.0
ANG2	99.0	-99.0	Canutillar U2	10.0	-18.0
Alfalfal U1	66.2	-95.0	Colbún U1	40.5	-37.5
Alfalfal U2	81.5	-11.6	Colbún U2	35.6	-33.0
Angostura U1	65.0	-65.0	Curillínque	11.6	-11.6
Angostura U2	65.0	-65.0	El Toro U1	41.6	-37.0
Angostura U3	21.0	-21.0	El Toro U2	40.7	-36.9
Antilhue U1	42.0	-17.6	El Toro U3	41.6	-33.6
Antilhue U2	42.0	-17.6	El Toro U4	40.7	-33.3
Antuco U1	37.8	-62.2	Guacolda U1	60.0	-17.4
Antuco U2	37.8	-62.2	Guacolda U2	60.0	-16.5
Blanco (Aconcagua U1)	24.0	-13.9	Guacolda U3	93.0	-44.6
CCH1	184.0	-86.7	Guacolda U4	50.8	-38.3
CCH2	184.0	-82.4	Guacolda U5	54.1	-30.9
CTA	61.9	-53.1	Kelar TG1	126.0	-74.0
CTH	61.9	-53.1	Kelar TG2	126.0	-74.0
CTM1	53.0	-28.0	Kelar TV	85.8	-30.0
CTM2	59.2	-27.6	Los Vientos	34.2	-22.9
CTM3-TG	55.5	-37.0	Machicura U1	29.9	-27.0
CTM3-TV	33.3	-22.2	Machicura U2	17.0	-17.0
Candelaria U1	94.6	-63.1	NTO1	47.0	-11.0
Candelaria U2	94.6	-63.1	NTO2	47.0	-11.0

Tabla 3-1. Capacidad inyección/absorción de Q de unidades sincrónicas - 1

Unidad	Inyección	Absorción	Unidad	Inyección	Absorción
Nehuenco U1 TG	68.5	-69.7	San Ignacio(67)	10.6	-3.3
Nehuenco U1 TV	84.4	-41.4	San Isidro U1 TG	149.4	-24.4
Nehuenco U2 TG	135.0	-61.1	San Isidro U1 TV	62.4	-13.0
Nehuenco U2 TV	90.7	-30.0	San Isidro U2 TG	130.0	-73.8
Nehuenco U3	41.3	-11.0	San Isidro U2 TV	79.0	-37.9
Pangue U1	69.5	-13.2	TG3	10.0	-10.0
Pangue U2	69.5	-13.2	Taltal U1	90.7	-35.4
Pehuenche U1	73.8	-76.7	Taltal U2	104.8	-37.9
Pehuenche U2	73.8	-80.7	U12	27.6	-16.6
Quintero TG1A	170.5	-40.3	U13	27.6	-16.6
Quintero TG1B	170.5	-40.5	U14	44.1	-21.4
Ralco U1	170.6	-143.3	U15	44.1	-21.6
Ralco U2	170.6	-143.3	U16	75.0	-50.0
Rapel U1	18.6	-45.4	Ventanas U1	67.1	-27.3
Rapel U2	18.6	-45.4	Ventanas U2	118.4	-43.5
Rapel U3	29.7	-46.0			
Rapel U4	29.7	-46.0			
Rapel U5(1)	29.7	-46.0			
Rucue U1	38.8	-23.2			
Rucue U2	42.9	-23.2			
San Andrés U1	14.2	-5.7			
San Andrés U2	13.4	-5.7			

 \*El modelo estatico presenta un límite de absorción positivo de 5.5MVA<sub>r</sub>

Tabla 3-2. Capacidad inyección/absorción de Q de unidades sincrónicas - 2



## 4 ANÁLISIS NORTE GRANDE

Esta ACT se corresponde a la zona más boreal del SEN, la cual contempla desde Parinacota, como su extremo norte, hasta la zona de Domeyko, al sur. La frontera eléctrica con el resto del SEN (u otras ACT) se localiza en la S/E Los Changos 500kV. Debido a la considerable extensión del área y las distintas características presentes a lo largo de esta, el ACT de la Zona del Norte Grande, podría a su vez sub-dividirse en la siguientes sub-áreas:

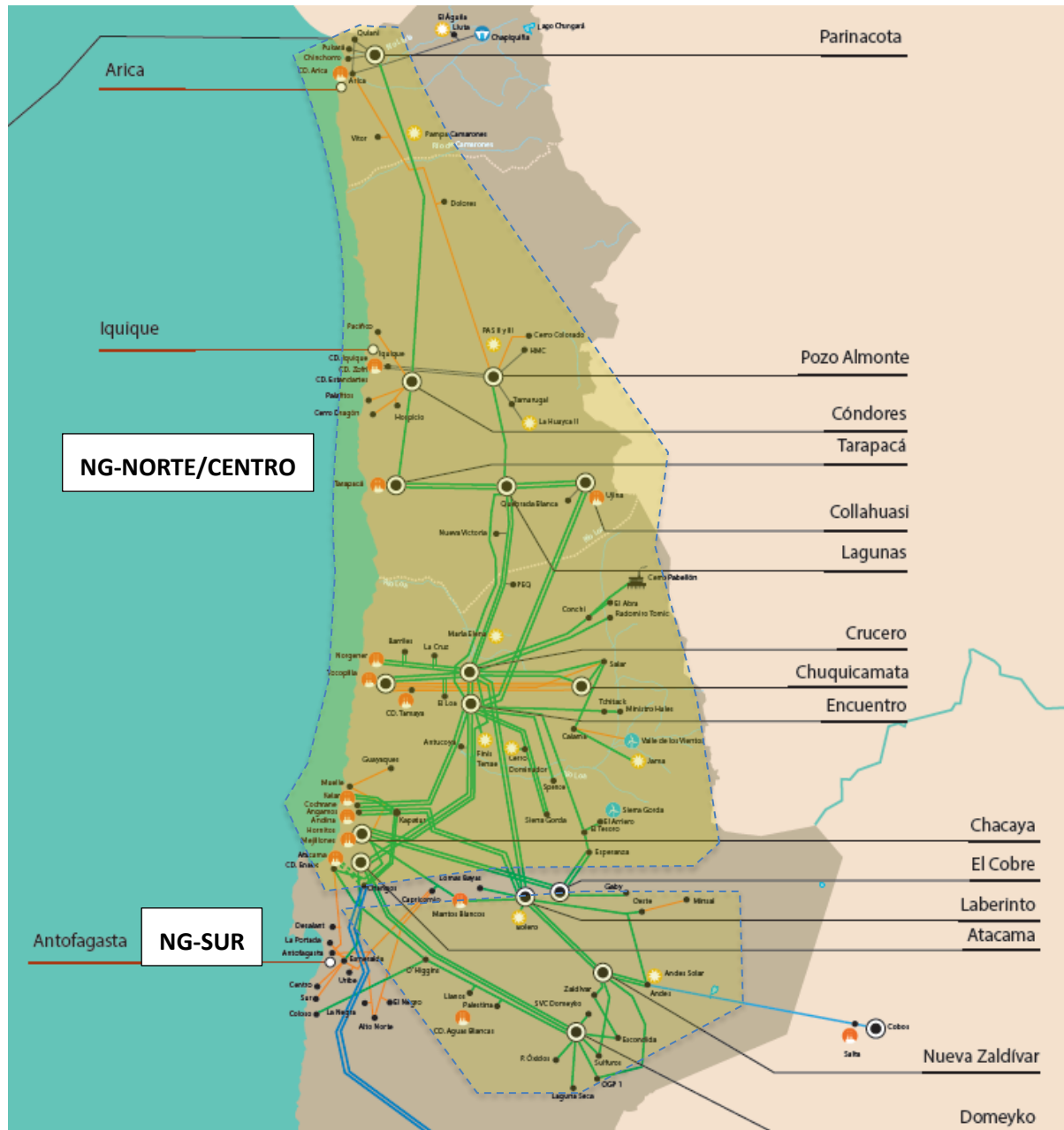


Figura 4-1: Sub-áreas de control de tensión del Norte Grande.



#### 4.1 Recursos para el Control de Tensión

Los recursos en el área del Norte Grande que desempeñan el servicio de Control dinámico de tensión se corresponden principalmente a unidades de generación térmica, con una importante participación del SVC de Domeyko debido a la zona en la cual se encuentra emplazado. A su vez, en la zona se encuentran instalados múltiples elementos que desempeñan un control estático de la tensión, capacitores y reactores, los cuales forman parte tanto del sistema de transmisión como de centrales de generación y consumo.

Por otra parte, la zona de estudio se caracteriza por una elevada concentración de proyectos de generación renovable (principalmente fotovoltaicos), los cuales para la primer etapa del estudio se consideran a potencia reactiva constante, con una curva de capacidad acorde a la exigida por la NTSyCS en sus bornes de conexión, pudiendo considerarse en segunda instancia en modo control de tensión en caso de requerirse.

En las tablas a continuación se presentan los principales recursos para el control de tensión en el área del Norte Grande, tanto dinámicos como estáticos, junto con sus límites de inyección/absorción de potencia reactiva. La totalidad de los mismos se puede consultar en el documento anexo.

Elemento	Unidad	Cantidad	Modo	Capacidad @Pn		
				Pn [MW]	Q- [MVar]	Qiny [MVar]
Generador	NTO1	1	PV	133,0	-11,0	47,0
	NTO2	1	PV	133,0	-11,0	47,0
	CTA	1	PV	165,0	-61,9	61,9
	ANG1	1	PV	280,5	-99,0	99,0
	ANG2	1	PV	280,5	-99,0	99,0
	CCH1	1	PV	280,5	-118,0	184,0
	CCH2	1	PV	280,5	-118,0	184,0
	CTM1	1	PV	150,0	-28,0	53,0
	CTM2	1	PV	167,7	-39,5	59,2
	CTM3 (TG)	1	PV	157,3	-37,0	55,5
	CTM3 (TV)	1	PV	94,4	-22,2	33,3
	U12	1	PV	78,2	-18,4	27,6
	U13	1	PV	78,2	-18,4	27,6
	U14	1	PV	125,0	-23,8	44,1
	U15	1	PV	125,0	-27,9	44,1
	U16 (TG+TV)	1	PV	400,0	-50,0	75,0
	CTTAR	1	PV	158,1	-25,0	25,0
	CTH	1	PV	165,0	-61,9	61,9
	KELAR TG1	1	PV	191,3	-74,0	126,0
	KELAR TG2	1	PV	191,3	-74,0	126,0
KELAR TV	1	PV	180,5	-30,0	123,5	
IEM1	1	PV	375,7	-139,8	223,0	
Cerro Dominador CSP	1	PV	110,5	-130,0	130,0	
SVC	SVC Domeyko N°1	1	PV	-	-80	120

Tabla 4-1. Principales elementos de control de tensión dinámicos del Norte Grande





Elemento	Unidad	Nº Step	Q/Step
Reactor	R. Laberinto 220 kV N°2	1	-20
	R. Crucero 220 kV-BP1	1	-24
	R. Pozo Almonte 220 kV	1	-24,6
	R. Laberinto 220 kV N°1	1	-20
	R. Escondida 220 kV-BP1- N°1	1	-10
	R. Escondida 220 kV-BP1- N°2	1	-4,86
	R. Escondida 220 kV-BP1- N°3	1	-4,86
Capacitor	C. Lagunas 220 kV - N°1	1	40
	C. Lagunas 220 kV - N°2	1	60
	C. Parinacota 13.8 kV	2	10
	C. Cóndores 13.8 kV	2	15

Tabla 4-2. Principales elementos de control de tensión estáticos del Norte Grande

## 4.2 Topologías de análisis

Más allá de las topologías globales del estudio presentadas en el Informe Principal, en el área bajo análisis se incorporan obras relevantes las cuales pueden provocar cambios en los resultados en los requerimientos de potencia reactiva. En este sentido, para el análisis particular del ACT del Norte Grande se proponen los casos a 2020, 2022 y 2023, asociados al ingreso de las siguientes obras principales:

Obra	Zona	Fecha E/S	Topología
LT Kimal - Los Changos 2x500kV + 3er Tr Los Changos 500/220kV	NG	jul-19	1
LTs Nva Pozo Almonte: Parinacota + Cóndores + Pozo Almonte (C1)	NG	feb-22	3
Amp. SE Centinela y Secc. El Cobre-Esper	NG	dic-22	3
S/E Parinas	NC	mar-23	4

Tabla 4-3. Fechas de análisis



### 4.3 Escenarios de estudio

En vista de que el objetivo principal del análisis resulta la determinación de los requerimientos de potencia reactiva tanto en condiciones de red completa (operación normal y transiciones) como ante contingencias simples, el abanico de escenarios contempla:

- Escenarios Específicos: Escenarios exigentes que representan al programa de despacho económico (PCP/PLP), de interés especial para la determinación de manera lo más realista posible los requerimientos en condiciones de red N en la ACT de estudio.
- Escenarios Adicionales: Escenarios más críticos, partiendo de los Escenarios Específicos, llevados a un mayor grado de exigencia mediante la indisponibilidad de unidades de generación (hasta N-x, con  $x \leq 2$  según factibilidad técnica de operación) estableciendo un límite de inercia mínima o menor disponibilidad de recursos para el control de tensión, para el análisis del área, maximizando a su vez las transferencias por los principales vínculos del área.

En base a lo anterior, los escenarios específicos de estudio del ACT del Norte Grande contemplan la representación de la operación real durante todo un día, planteado en cuatro bloques horarios (4 escenarios), tanto para hidrologías húmedas como seca. Para esto se seleccionan escenarios PCP que presenten el menor número de unidades de generación en servicio, resultando tanto en un menor control de tensión como inercia en la zona. El principal objetivo de estos es evaluar los requerimientos de potencia reactiva del área, y el impacto de las variaciones estacionales (hidrologías), horarias (demanda/ERNC) sobre estos.

A su vez, en vista de que del análisis de la sección N° 6 del Informe Principal se detectaron condiciones límites de mínima inercia en la zona del Norte Grande, la cual se corresponde al ACT en estudio, y el interés de estos para el análisis de control de tensión se elaboran escenarios de mínima inercia, tanto para condiciones de día como de noche, partiendo de escenarios económicos y eliminando unidades del despacho hasta alcanzar un valor límite.

A su vez, para las fechas posteriores de análisis se incluye un escenario con elevadas condiciones de generación en la zona, considerando un mayor despacho con respecto al económico, y por ende, mayor exportación del ACT:

- CT01 → → CT04: Representa condiciones de operación intra-diaria en el Norte Grande en estaciones húmedas, pasando por los distintos niveles de demanda y generación renovable.
- CT05 → → CT08: Representa condiciones de operación intra-diaria en el Norte Grande en estaciones secas, en las cuales se presenta un mayor despacho térmico en la zona, pasando por los distintos niveles de demanda y generación renovable.
- CT09 y CT10: Representan los casos críticos de mínima inercia, los cuales se construyen partiendo de escenarios económicos de hidrología húmeda (menor despacho local), correspondientes a la operación de noche y día respectivamente.
- CT011: Escenario con N+2 de elementos de generación con respecto a escenarios económicos. Escenario con elevada generación en el Norte Grande.


**Año 2020**

En la siguiente tabla se presentan las principales características de los escenarios específicos del ACT del Norte Grande, correspondientes a montos de generación térmica, ERNC, demanda, inercia, transferencias, etc.

ESCENARIO	CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT010
HIDROLOGÍA	Húmeda				Seca				Húmeda	
HORA	Noche	Día		Noche	Noche	Día		Noche	Noche	Día
DEMANDA [MW]	2350	2304	2546	2552	2365	2359	2546	2546	2350	2304
GENERACIÓN [MW]										
ANG1	265	80	150	260	265	150	160	265	F/S	80
ANG2	270	80	150	260	270	150	160	270	270	F/S
CCH1	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CCH2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTA	F/S	F/S	F/S	160	150	100	165	165	F/S	F/S
CTH	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTM1	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTM2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTM3	F/S	F/S	F/S	228	F/S	F/S	F/S	176	F/S	F/S
CTTAR	F/S	F/S	130	130	135	77	135	135	135	F/S
IEM	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
KELAR	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
NTO1	F/S	F/S	F/S	130	F/S	F/S	F/S	131	F/S	F/S
NTO2	130	65	65	130	130	65	65	131	130	65
U12	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U13	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U14	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U15	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U16	280	F/S	F/S	360	178	F/S	F/S	360	F/S	F/S
Cerro Pabellón	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
CHAP1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
CHAP2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>Total. SINCRÓNICA</b>	<b>1352</b>	<b>732</b>	<b>902</b>	<b>2064,92</b>	<b>1535</b>	<b>949</b>	<b>1092</b>	<b>2039,77</b>	<b>942</b>	<b>652</b>
Solar	0	752	734	0	0	719	734	0	0	752
Eólica	182	152	162	51	162	150	162	136	182	152
<b>Total. ERNC</b>	<b>182</b>	<b>903</b>	<b>896</b>	<b>50</b>	<b>162</b>	<b>869</b>	<b>896</b>	<b>136</b>	<b>182</b>	<b>903</b>
TRANSFERENCIA [MW]										
KIMAL → L. CHANGOS	-782	-504	-615	-638	-706	-508	-533	-580	-923	-513
L. CHANGOS → CUMBRES	-891	-716	-803	-514	-733	-586	-609	-447	-1296	-795
N.P. AZUCAR → POLPAICO	-623	24	-11	-255	-329	445	444	-82	-1000	-37
INERCIA [MVAs]										
Norte Grande	8896	6563	6965	13599	11165	8100	8100	13599	5381	4979

Tabla 4-4. Principales características de los escenarios específicos al año 2020 del ACT del Norte Grande


**Año 2022**

En la siguiente tabla se presentan las principales características de los escenarios específicos del ACT del Norte Grande, correspondientes a montos de generación térmica, ERNC, demanda, inercia, transferencias, etc.

ESCENARIO	CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT010	CT11
HIDROLOGÍA	Húmeda				Seca				Húmeda		Seca
HORA	Noche	Día		Noche	Noche	Día		Noche	Noche	Día	Noche
DEMANDA [MW]	2420	2374	2626	2632	2434	2428	2626	2626	2420	2374	2626
GENERACIÓN [MW]											
ANG1	265	100	150	260	265	150	160	265	F/S	100	265
ANG2	270	80	150	260	270	150	160	270	270	F/S	270
CCH1	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CCH2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTA	F/S	F/S	F/S	160	150	100	165	165	F/S	F/S	165
CTH	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTM1	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTM2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTM3	F/S	F/S	F/S	228	F/S	F/S	F/S	176	F/S	F/S	F/S
CTTAR	F/S	F/S	130	130	135	77	135	135	F/S	F/S	135
IEM	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
KELAR	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
NTO1	70	F/S	F/S	130	65	65	65	131	F/S	F/S	131
NTO2	130	65	65	130	130	65	65	131	130	130	131
U12	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U13	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U14	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U15	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U16	280	F/S	F/S	360	178	F/S	F/S	360	F/S	F/S	360
Cerro Pabellón	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
CHAP1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
CHAP2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>Total. SINCRÓNICA</b>	<b>1422</b>	<b>752</b>	<b>902</b>	<b>2064,92</b>	<b>1600</b>	<b>1014</b>	<b>1157</b>	<b>2039,77</b>	<b>977</b>	<b>737</b>	<b>2940</b>
Solar	0	752	734	0	0	719	734	0	0	752	0
Eólica	182	152	162	51	162	150	162	136	187	152	256
<b>Total. ERNC</b>	<b>182</b>	<b>903</b>	<b>896</b>	<b>50</b>	<b>162</b>	<b>869</b>	<b>896</b>	<b>136</b>	<b>182</b>	<b>903</b>	<b>256</b>
TRANSFERENCIA [MW]											
KIMAL → L. CHANGOS	-773	-543	-663	-687	-700	-501	-532	-629	-990	-504	-14
L. CHANGOS → CUMBRES	-893	-767	-885	-598	-741	-593	-625	-530	-1327	-783	483
N.P. AZUCAR → POLPAICO	-687	-109	-179	-409	-388	337	337	-216	-1050	-105	484
INERCIA [MVAs]											
Norte Grande	9600	6563	6965	13599	11869	8804	8804	13599	5381	4979	17952

Tabla 4-5. Principales características de los escenarios específicos al año 2022 del ACT del Norte Grande



**Año 2023**

En la siguiente tabla se presentan las principales características de los escenarios específicos del ACT del Norte Grande, correspondientes a montos de generación térmica, ERNC, demanda, inercia, transferencias, etc.

ESCENARIO	CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT010	CT11
<b>HIDROLOGÍA</b>	Húmeda				Seca				Húmeda		Seca
<b>HORA</b>	Noche	Día		Noche	Noche	Día		Noche	Noche	Día	Noche
<b>DEMANDA [MW]</b>	2451	2406	2662	2668	2466	2460	2662	2662	2451	2406	2662
<b>GENERACIÓN [MW]</b>											
ANG1	265	100	150	260	265	150	160	265	F/S	100	265
ANG2	270	80	150	260	270	150	160	270	270	F/S	270
CCH1	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CCH2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTA	F/S	F/S	F/S	160	150	100	165	165	F/S	F/S	165
CTH	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTM1	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTM2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
CTM3	F/S	F/S	F/S	228	F/S	F/S	F/S	176	F/S	F/S	F/S
CTTAR	F/S	F/S	130	130	135	77	135	135	F/S	F/S	135
IEM	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
KELAR	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
NTO1	130	F/S	F/S	130	65	65	65	131	65	F/S	131
NTO2	130	130	130	130	130	65	65	131	130	130	131
U12	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U13	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U14	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U15	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
U16	280	F/S	F/S	360	178	F/S	F/S	360	F/S	F/S	360
Cerro Pabellón	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
CHAP1	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
CHAP2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>Total. SINCRÓNICA</b>	<b>1482</b>	<b>817</b>	<b>967,001</b>	<b>2064,92</b>	<b>1600</b>	<b>1014</b>	<b>1157</b>	<b>2039,77</b>	<b>1012</b>	<b>737</b>	<b>2940</b>
Solar	0	752	734	0	0	719	734	0	0	752	0
Eólica	182	152	162	51	162	150	162	136	187	152	256
<b>Total. ERNC</b>	<b>182</b>	<b>903</b>	<b>896</b>	<b>50</b>	<b>162</b>	<b>869</b>	<b>896</b>	<b>136</b>	<b>182</b>	<b>903</b>	<b>256</b>
<b>TRANSFERENCIA [MW]</b>											
KIMAL → L. CHANGOS	-745	-511	-635	-713	-720	-518	-553	-654	-973	-520	-35
L. CHANGOS → CUMBRES	-868	-735	-859	-638	-774	-626	-664	-569	-1327	-816	444
N.P. AZUCAR → POLPAICO	-684	-102	-188	-447	-441	285	259	-297	-1074	-147	411
<b>INERCIA [MVAs]</b>											
Norte Grande	9600	6563	6965	13599	11869	8804	8804	13599	6086	4979	17952

Tabla 4-6. Principales características de los escenarios específicos al año 2023 del ACT del Norte Grande



## 4.4 Contingencias

Dentro del análisis de la zona se contempla evaluar el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del Norte Grande post-contingencia.

Las contingencias simuladas contemplan casos de pérdida de generación, líneas de transmisión y equipos de control de voltaje y potencia reactiva (SVC, reactores y capacitores) en el Norte Grande. Adicionalmente, se simula la desconexión de elementos importantes en la zona frontera con el Norte Chico: desconexión de circuitos de 500kV, reactores de barra 500kV y unidades sincrónicas.

En la tabla a continuación, se enuncian las contingencias contempladas para esta ACT, incorporando nuevas fallas con la puesta en servicio de las obras futuras.

Año	Id_cont	Tipo	Nombre elemento	Id_cont	Tipo	Nombre elemento
2020	1		Los Changos - Kimal 500kV C1	26		LCHANG_SR
	2		Los Changos - Cumbre 500kV C1	27		R.NCAR_SR
	3		Cumbre - Nueva Cardones 500kV C1	28	Reactor	R. Angamos Laberinto 220 kV
	4		220 kV Tarapacá-Cóndores	29		R. Laberinto 220 kV
	5		220 kV Cochane-Encuentro.C1	30		C. Lagunas 220 kV
	6		220 kV Chacaya-Mejillones	31		C. Lagunas 220 kV 2
	7		220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar.C1	32		R. Lagunas 220 kV
	8		220 kV Tarapacá-Lagunas.C1	33		R. Crucero 242 kV
	9		220 kV Cóndores-Parinacota	34	FACT	SVC Domeyko 220/19.5 kV
	10		220 kV Lagunas-Collahuasi.C1	35	Unidad generadora	IEM
	11	Circuito de línea	220 kV Chacaya-El Cobre.C1	36		ANG1
	12		220 kV Chacaya-Crucero	37		NTO2
	13		220 kV Kapatur-O'Higgins.C1	38		U16
	14		220 kV Atacama-O'Higgins.C1	39		CTA
	15		220 kV Andes-Tap Off Oeste	40		CTH
	16		220 kV Crucero-Laberinto.C1	41		CTTAR
	17		Los Changos - Kapatur 2x220kV C1	42	Trafo	Los Changos 500/220kV
	18	Encuentro - Kimal 2x220kV C1	43	Kimal 500/220kV 750MVA		
	19	Crucero - Kimal 2x220kV C1				
	20	220 kV Crucero-María Elena				
	21	220 kV Salar-Chuquicamata				
	22	220 kV Crucero-Salar_a				
	23	220 kV Kapatur-Laberinto.C1				
	24	220 kV Encuentro-Collahuasi.C1				
	25	220 kV T.O. Sierra Gorda Eólico-El Tesor				
2022	44		220 kV Nueva Pozo Almonte-Cóndores			
	45		220 kV Nueva Pozo Almonte-Parinacota			
	46		220 kV Andes-Nueva Zaldívar.C2			
2023	47		Los Changos - Parinas 500kV C1			
	48		Parinas - Cumbre 500kV C1			
	49		Reactor Parinas 500kV			

Tabla 4-7: Conjunto de contingencias – ACT Norte Grande.

La desconexión de los circuitos de línea de 500kV se simula con sus elementos propios de compensación serie y shunt: capacitores serie y reactores de línea.



## 4.5 Análisis año 2020

### 4.5.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de cada RCT por tipo, escenario e hidrología, separados en zona norte/centro del Norte Grande y zona sur del Norte Grande. Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva en la acometida de la línea Los Changos – Cumbre 2x500kV a la S/E Los Changos.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales	
	HÚMEDA				SECA				HH	
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DB_Noche N-1	CT10 DB_Día N-1
<b>ACT-NG_nor-cen</b>										
<b>RCT</b>	<b>-264</b>	<b>-382</b>	<b>-245</b>	<b>-207</b>	<b>-366</b>	<b>-399</b>	<b>-298</b>	<b>-252</b>	<b>-134</b>	<b>-334</b>
Capacitor	55	49	107	138	56	56	104	108	56	50
ERNC	0	-30	-13	-8	0	-81	-51	0	0	-25
Generador	-1	-78	-20	-7	-102	-52	-32	-40	61	-35
Reactor	-317	-322	-319	-330	-320	-321	-319	-320	-251	-324
<b>Demanda</b>	<b>264</b>	<b>382</b>	<b>245</b>	<b>207</b>	<b>366</b>	<b>399</b>	<b>298</b>	<b>252</b>	<b>134</b>	<b>334</b>
Carga	-327	-310	-369	-373	-336	-332	-369	-369	-327	-310
TR	-413	-427	-461	-452	-403	-432	-471	-468	-394	-425
Líneas	956	1104	1051	988	1034	1102	1085	985	1001	1113
Intercambio	48	16	25	44	71	61	52	103	-146	-44
<b>ACT-NG_sur</b>										
<b>RCT</b>	<b>140</b>	<b>90</b>	<b>133</b>	<b>100</b>	<b>101</b>	<b>108</b>	<b>113</b>	<b>122</b>	<b>89</b>	<b>74</b>
Capacitor	33	33	38	38	33	33	38	38	33	33
FACTS	107	56	96	62	67	75	75	84	56	40
<b>Demanda</b>	<b>-140</b>	<b>-90</b>	<b>-133</b>	<b>-100</b>	<b>-101</b>	<b>-108</b>	<b>-113</b>	<b>-122</b>	<b>-89</b>	<b>-74</b>
Carga	-125	-125	-120	-120	-125	-125	-120	-120	-125	-125
TR	-46	-46	-49	-49	-46	-46	-49	-49	-46	-46
Líneas	44	49	41	38	45	49	42	38	45	50
Intercambio	-13	32	-5	32	25	14	15	10	37	48

Tabla 4-8: Resumen RCT por escenario, hidrología y sub-ACT.

A partir de los análisis del Norte Grande se encuentra que esta ACT puede ser dividida en dos sub-ACT: i) NG-norte/centro y ii) NG-sur. Estas dos sub-ACT se pueden identificar dentro del Norte Grande ya que, por un lado, los RCT de la parte norte y centro del Norte Grande tienen tendencia a absorber potencia reactiva en condiciones de operación normal, es decir, existe un excedente de potencia reactiva generada que es absorbida principalmente por las unidades sincrónicas y reactores del Norte Grande. Por otro lado, los RCT de la parte sur del Norte Grande, correspondiente a la zona de Domeyko, tienen tendencia a inyectar potencia reactiva.



Además, de la Tabla 4-8 puede verse que los principales RCT de la zona norte y centro del Norte Grande, son las unidades sincrónicas despachadas y los reactores de barra (incluyendo el reactor de barra de Los Changos 500kV). En menor medida y de manera más local, se tienen capacitores para compensación de la demanda de potencia reactiva. Por el contrario, en la parte sur del Norte Grande, los principales RCT son capacitores y el SVC de Domeyko que opera siempre inyectando potencia reactiva para mantener la consigna de tensión en la barra Domeyko 220kV (entre 0.98pu y 0.99pu).

Respecto a la parte norte y centro del Norte Grande, las líneas de transmisión de 500kV y 220kV generan un alto monto de potencia de reactiva el cual es absorbido por las cargas (inductivas) y transformadores de poder (pérdidas), mientras que el excedente de potencia reactiva es absorbido por las unidades sincrónicas y reactores para evitar el aumento de las tensiones en estas zonas. Esta situación no ocurre en la parte sur del Norte Grande, donde se concentra un importante conjunto de cargas industriales demandantes de potencia reactiva capacitiva, razón por la cual se observa mayor presencia de capacitores y la operación del SVC de Domeyko inyectando potencia reactiva para evitar que caigan las tensiones, principalmente, en la barra Domeyko 220kV.

En consideración de lo anterior, se encuentra conveniente la determinación de los requerimientos de potencia reactiva (RPR) del Norte Grande teniendo en cuenta esta subdivisión en zona norte/centro y sur. Lo anterior, permite asociar de manera más precisa los RCT del Norte Grande en función de sus características topológicas, distribución de los RCT y los fenómenos de control de tensión encontrados en el Norte Grande: tensiones más altas en la zona norte/centro y más bajas en la zona sur.

En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Norte Grande divididos en zona norte/centro y sur, para los escenarios de estudio específicos.

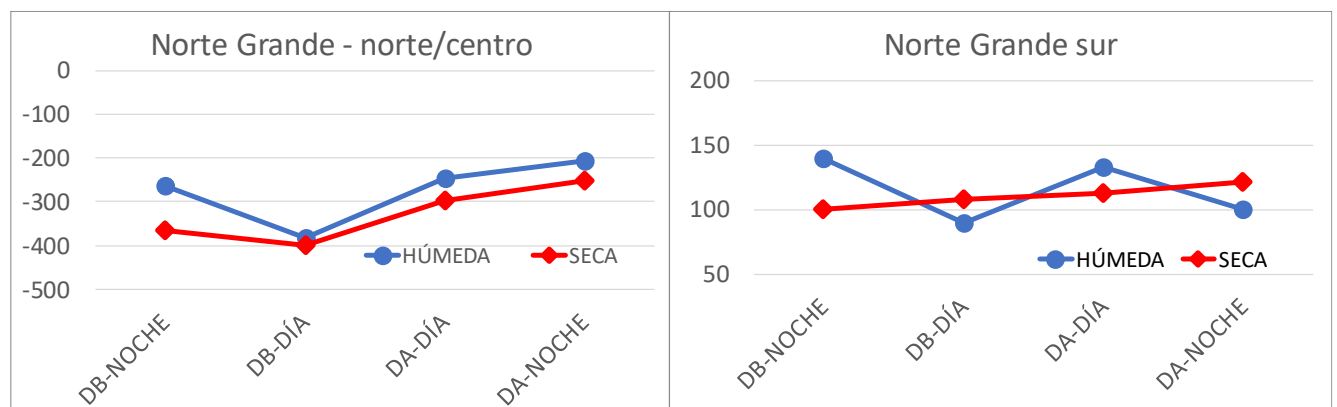


Figura 4-2: RPR por sub-ACT | Norte Grande.

Al realizar la comparación de los RPR según la hidrología, se encuentra que la mayor diferencia ocurre en la zona norte/centro en los escenarios de demanda baja – noche (CT01 y CT05). En esta condición de operación los RCT de la zona centro absorben 122MVar más en hidrología seca que en hidrología húmeda, debido solo a la generación de potencia reactiva de las líneas de transmisión del Norte Grande. Lo anterior se debe a que, en condiciones de hidrología seca los flujos de potencia por las principales líneas de transmisión de la zona del





Norte Grande son levemente menores debido a que se tiene más generación local y por lo tanto, se requiere importar menos flujos desde el Norte Chico, lo cual hace que las líneas generen una mayor cantidad de potencia reactiva que en hidrología húmeda. Por otro lado, el menor aporte de reactivos en hidrología húmeda afecta de igual modo la zona de Domeyko, haciendo que el SVC inyecte más potencia reactiva.

De igual modo, puede verse de la Figura 4-2 que la excursión de potencia reactiva en los escenarios específicos es mayor en la zona norte/centro (178MVar) que en la zona sur (50MVar) y, además, son mayores en condiciones de hidrología húmeda que en hidrología seca.

En consideración de todo lo anterior, en la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Grande.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
<b>Norte Grande</b>	norte-centro	-399	-134
	sur	74	140

Tabla 4-9: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

En este caso, se observa que si no se contempla la división del ACT en 2 sub-áreas, los requerimientos en red completa se cancelarían, y no se dejaría en evidencia una eventual deficiencia de un requerimiento local en red completa:

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
<b>Norte Grande</b>	-292	-44

Requerimiento conjuntos del ACT

Por estos motivos no se considera conveniente pensar el ACT como una, sin contemplar las sub-áreas, debido a que los excedentes de potencia reactiva de una sub-área no atienden a los requerimientos de la otra de forma efectiva, como sí lo hacen los recursos propios de cada sub-área.

### Transiciones intrahorarias

Tomando como punto de partida los escenarios de operación representativos de las diferentes condiciones de operación del sistema, se analiza en este apartado los requerimientos de reserva de potencia reactiva necesarios para afrontar las transiciones en la zona de estudio. Del análisis anterior se observa que el incremento de los requerimientos se presenta principalmente en la transición correspondiente al amanecer.

A continuación se analizan las variaciones de los requerimientos de potencia reactiva en un rango de 15 minutos sobre estas condiciones, mediante flujos de potencia que contemplan variaciones de demanda y generación sobre los escenarios de estudio.

Las máximas variaciones esperadas de la demanda (P95) en una media de 15' se corresponden a:

- +276 MW
- -249 MW



Las máximas variaciones esperadas de la generación ERNC (P95) en una media de 15' se corresponden a:

- +262 MW
- -284 MW

Los análisis se realizan sobre los siguientes escenarios:

- CT01: Se analiza la transición en el amanecer desde este escenario, considerando un incremento de la demanda y de la generación solar en el sistema.
- CT09: Se analiza la transición en el amanecer desde este escenario, considerando un incremento de la demanda y de la generación solar en el sistema.
- CT10: Se analiza la transición en el atardecer desde este escenario, considerando un incremento de la demanda y una reducción de la generación solar en el sistema.
- CT03: Se analiza la transición en el atardecer. Se generan dos nuevos escenarios para representar el incremento de la demanda y la reducción de la generación solar en condiciones de alta demanda.

	Escenarios Específicos											
Hidrología→	HÚMEDA			HÚMEDA			HÚMEDA			HÚMEDA		
Escenarios→	CT01			CT09			CT10			CT03		
ΔERNC	+			+			-			-		
Δdemanda	+			+			+			+		
Sub-AC T ↓ RCT↓	DB_Noc t0	DB_Noc t0+15'	Delta	DB_Noc t0	DB_Noc t0+15'	Delta	DB_Día t0	DB_Día t0+15'	Delta	DA_Día t0	DA_Día t0+15'	Delta
<b>ACT-NG_nor-cen</b>												
<b>RCT</b>	<b>-264</b>	<b>-318</b>	<b>-55</b>	<b>-134</b>	<b>-187</b>	<b>-54</b>	<b>-374</b>	<b>-356</b>	<b>19</b>	<b>-251</b>	<b>-240</b>	<b>12</b>
Capacitor	55	56		56	57		50	49		107	107	
ERNC	0	0		0	0		-30	-30		-13	-13	
Generador	-1	-52		61	11		-71	-54		-26	-14	
Reactor	-317	-322		-251	-255		-323	-321		-320	-319	
<b>Demanda</b>	<b>264</b>	<b>318</b>		<b>134</b>	<b>187</b>		<b>374</b>	<b>356</b>		<b>251</b>	<b>240</b>	
Carga	-327	-327		-327	-327		-310	-310		-369	-369	
TR	-413	-405		-394	-382		-384	-367		-461	-437	
Líneas	956	1006		1001	1051		1086	1070		1053	1041	
Intercambio	48	44		-146	-155		-17	-37		28	4	
<b>ACT-NG_Sur</b>												
<b>RCT</b>	<b>140</b>	<b>110</b>	<b>-30</b>	<b>89</b>	<b>53</b>	<b>-36</b>	<b>90</b>	<b>98</b>	<b>8</b>	<b>130</b>	<b>135</b>	<b>5</b>
Capacitor	33	33		33	33		33	33		38	38	
FACTS	107	76		56	20		56	65		93	98	
<b>Demanda</b>	<b>-140</b>	<b>-110</b>		<b>-89</b>	<b>-53</b>		<b>-90</b>	<b>-98</b>		<b>-130</b>	<b>-135</b>	
Carga	-125	-125		-125	-125		-125	-125		-120	-120	
TR	-46	-46		-46	-46		-46	-46		-49	-49	
líneas	44	48		45	48		48	48		41	41	
Intercambio	-13	14		37	70		33	25		-2	-7	

Figura 4-3. Análisis de reservas para transiciones

Se observa un requerimiento de reservas para transiciones por 55MVAR inductivos en el norte-centro y 36MVAR inductivos en el Sur para la transición del amanecer del Norte Grande. A su vez se requieren 19MVAR capacitivos en el Norte Grande y 8MVAR capacitivos en la zona Sur para la transición al anochecer.



## Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del Norte Grande post-contingencia. Las mismas se enuncian en el apartado 4.4.

Para cuantificar el total de potencia reactiva que requiere el sistema para mantener las tensiones tras la contingencia, se calcula la diferencia entre los aportes de los RCT dinámicos en el escenario respectivo en red completa y las inyecciones post-contingencia. En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para las contingencias de cada tipo que derivan en un mayor requerimiento, como el total para el Norte Grande y parciales para las zonas norte-centro y sur.

### Circuitos de 500kV

Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10
Condición / sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche N-1	DB_Día N-1
Red N	Q nor-cen	-1	-78	-20	-7	-102	-52	-32	-40	61	-35
	Q sur	107	56	96	62	67	75	75	84	56	40
	Q total	105	-22	76	56	-35	22	43	44	117	6
Los Changos Kimal 500kV C1	Q norte-centro	143	7	100	101	1	42	65	67	163	43
	Q sur	126	103	130	93	104	116	117	115	123	92
	Q total	269	110	231	194	105	158	182	182	286	135
	ΔQ norte-centro	144	85	120	108	104	94	97	106	101	78
	ΔQ sur	19	47	35	31	36	42	42	31	67	52
	ΔQ total	163	132	155	139	140	136	139	137	169	130
Los Changos Cumbre 500kVC1	Q norte-centro	174	21	116	91	15	44	66	58	273	58
	Q sur	125	107	130	89	107	114	115	111	124	100
	Q total	299	129	246	180	122	158	181	169	397	158
	ΔQ norte-centro	175	100	136	98	117	96	98	98	212	93
	ΔQ sur	18	51	34	27	40	39	40	27	68	59
	ΔQ total	194	151	171	124	157	135	138	124	280	152
Cumbre - Nueva Cardones 500kV C1	Q norte-centro	25	-61	3	10	-76	-34	-13	-22	101	-19
	Q sur	119	65	107	67	76	82	83	89	80	50
	Q total	144	5	110	77	0	47	70	67	181	32
	ΔQ norte-centro	27	18	23	17	26	18	19	18	40	16
	ΔQ sur	12	9	11	5	9	7	8	5	24	10
	ΔQ total	38	27	34	21	35	25	27	22	64	26

Tabla 4-10: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. circuitos 500kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 500kV puede demandar altos niveles de requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Norte Grande. De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Norte Grande, en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N, son:

- Desconexión de un circuito de la línea Los Changos – Cumbre 500kV: **280MVar capacitivos**.
- Desconexión de un circuito de la línea Kimal – Los Changos 500kV: **169MVar capacitivos**.



**Circuitos de 220kV**

Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche N-1	DB_Día N-1
Red N	Q nor-cen	-1	-78	-20	-7	-102	-52	-32	-40	61	-35
	Q sur	107	56	96	62	67	75	75	84	56	40
	Q total	105	-22	76	56	-35	22	43	44	117	6
220 kV Tarapacá- Cóndores	Q norte-centro	-34	-99	-68	-38	-128	-71	-76	-95	31	-54
	Q sur	91	45	78	54	60	69	63	73	40	27
	Q total	57	-54	10	17	-68	-2	-13	-22	71	-27
	ΔQ norte-centro	-32	-21	-48	-31	-26	-19	-44	-55	-31	-20
	ΔQ sur	-16	-12	-17	-8	-7	-5	-12	-11	-16	-13
	ΔQ total	-48	-33	-65	-39	-33	-24	-56	-67	-46	-33
220 kV Kapatur- Laberinto.C1	Q norte-centro	44	-61	1	24	-75	-34	-12	-10	87	-20
	Q sur	128	80	123	91	93	98	99	110	93	66
	Q total	172	19	124	115	18	65	87	100	180	46
	ΔQ norte-centro	45	17	21	31	27	19	19	29	26	15
	ΔQ sur	21	24	28	29	26	24	24	26	37	26
	ΔQ total	66	41	49	60	53	42	44	56	63	41
220 kV T.O. Sierra Gorda Eólico-El Tesoro	Q norte-centro	57	-55	28	19	-69	-30	-2	3	106	-12
	Q sur	128	87	132	86	95	98	101	116	102	74
	Q total	185	32	160	105	26	68	99	119	209	61
	ΔQ norte-centro	58	24	48	25	33	22	30	43	45	22
	ΔQ sur	21	31	36	24	27	24	27	32	46	33
	ΔQ total	79	54	84	49	61	46	56	74	92	56

Tabla 4-11: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. circuitos 220kV.

De los resultados obtenidos se encuentra que la desconexión de un circuito de 220kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Norte Grande a excepción de la desconexión de las líneas Tarapacá – Cóndores 220kV (produce la desvinculación de los consumos de la zona de Parinacota) y la línea Andrés – Tap Off Oeste 220kV. De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Norte Grande en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), son:

- Desconexión línea Tarapacá - Cóndores 220kV: **67MVAR inductivos**.
- Desconexión línea Kapatur - Laberinto 220kV: **66MVAR capacitivos**.
- Desconexión línea Sierra Gorda – El Tesoro 220kV: **92MVAR capacitivos**.



**FACT**

Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10
Condición / sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche N-1	DB_Día N-1
Red N	Q nor-cen	-1	-78	-20	-7	-102	-52	-32	-40	61	-35
	Q sur	107	56	96	62	67	75	75	84	56	40
	Q total	105	-22	76	56	-35	22	43	44	117	6
SVC Domeyko	Q norte-centro	142	-4	115	70	-22	41	65	64	139	18
	Q sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Q total	142	-4	115	70	-22	41	65	64	139	18
	ΔQ norte-centro	143	74	135	77	81	93	97	104	78	53
	ΔQ sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ΔQ total	143	74	135	77	81	93	97	104	78	53

Tabla 4-12: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. SVC Domeyko.

De la tabla anterior puede verse que la desconexión del SVC de Domeyko genera un RPR de **143MVAR capacitivos** en los RCT del Norte Grande.

**Reactores**

Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10
Condición / sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche N-1	DB_Día N-1
Red N	Q nor-cen	-1	-78	-20	-7	-102	-52	-32	-40	61	-35
	Q sur	107	56	96	62	67	75	75	84	56	40
	Q total	105	-22	76	56	-35	22	43	44	117	6
Reactor Los Changos 500kV 175Mvar	Q norte-centro	-96	-168	-113	-119	-199	-146	-129	-146	-25	-116
	Q sur	65	11	49	32	34	33	36	55	4	-12
	Q total	-31	-157	-64	-87	-165	-113	-93	-91	-22	-128
	ΔQ norte-centro	-94	-89	-93	-112	-97	-94	-97	-106	-86	-81
	ΔQ sur	-42	-45	-46	-30	-33	-41	-39	-29	-52	-52
	ΔQ total	-136	-135	-139	-143	-130	-135	-137	-136	-139	-133
Reactor N. Cardones 500kV 175Mvar	Q norte-centro	-48	-123	-65	-67	-150	-98	-78	-90	17	-76
	Q sur	86	33	73	46	51	55	56	70	29	14
	Q total	38	-90	8	-21	-98	-43	-22	-20	47	-62
	ΔQ norte-centro	-46	-45	-45	-60	-47	-46	-46	-51	-44	-41
	ΔQ sur	-21	-23	-23	-16	-16	-19	-19	-14	-27	-26
	ΔQ total	-67	-68	-68	-77	-63	-65	-65	-64	-70	-67
R. Lagunas 220 kV	Q norte-centro	-23	-100	-45	-34	-128	-78	-58	-67	0	-55
	Q sur	95	42	85	56	61	66	66	78	0	25
	Q total	73	-57	40	22	-67	-12	8	11	FS	-29
	ΔQ norte-centro	-21	-22	-25	-27	-25	-25	-26	-27	FS	-20
	ΔQ sur	-11	-14	-10	-6	-7	-9	-9	-6	FS	-15
	ΔQ total	-33	-35	-35	-34	-32	-34	-35	-33	FS	-35

Tabla 4-13: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. reactores.



De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un reactor de barra de 500kV demanda altos niveles de requerimientos de potencia reactiva inductiva de los RCT del Norte Grande. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión del reactor de barra de Los Changos 500kV: **143MVAR inductivos**.

### Transformadores

Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche N-1	DB_Día N-1
Red N	Q nor-cen	-1	-78	-20	-7	-102	-52	-32	-40	61	-35
	Q sur	107	56	96	62	67	75	75	84	56	40
	Q total	105	-22	76	56	-35	22	43	44	117	6
Los Changos 500/220kV 750MVA	Q norte-centro	3	-73	-18	1	-95	-48	-28	-33	63	-31
	Q sur	108	57	96	64	69	75	76	85	57	42
	Q total	111	-15	79	65	-26	27	48	53	120	11
	ΔQ norte-centro	5	6	2	8	7	4	4	7	2	4
	ΔQ sur	1	1	1	1	2	1	1	1	1	2
	ΔQ total	6	7	3	9	9	5	5	8	3	5
Kimal 500/220kV 750MVA	Q norte-centro	21	-68	-3	10	-81	-38	-17	-22	87	-25
	Q sur	119	64	107	68	76	83	84	90	73	48
	Q total	141	-4	104	78	-6	45	67	68	160	23
	ΔQ norte-centro	23	10	17	17	21	14	15	18	26	10
	ΔQ sur	12	8	12	6	8	9	9	6	17	8
	ΔQ total	35	18	29	23	29	23	24	24	43	17

Tabla 4-14: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. transformadores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un transformador de 500/220kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Norte Grande, comparativamente menor a la desconexión de un circuito de línea. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión del transformador de Kimal 500/220kV: **43MVAr capacitivos**.

### Generadores

De la tabla siguiente se encuentra que la desconexión de una unidad sincrónica del Norte Grande en general demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Norte Grande. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión de:

- IEM: **155MVAr capacitivos**.
- U16: **122MVAr capacitivos**.



Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10
Condición / sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche N-1	DB_Día N-1
Red N	Q nor-cen	-1	-78	-20	-7	-102	-52	-32	-40	61	-35
	Q sur	107	56	96	62	67	75	75	84	56	40
	Q total	105	-22	76	56	-35	22	43	44	117	6
U16	Q norte-centro	123	FS	FS	68	-42	FS	FS	28	FS	FS
	Q sur	125	FS	FS	85	75	FS	FS	106	FS	FS
	Q total	248	FS	FS	154	33	FS	FS	134	FS	FS
	ΔQ norte-centro	137	FS	FS	73	23	FS	FS	69	FS	FS
	ΔQ sur	18	FS	FS	23	8	FS	FS	22	FS	FS
	ΔQ total	155	FS	FS	96	31	0	0	91	FS	FS
CTTAR	Q norte-centro	FS	FS	22	51	-52	-35	6	16	118	FS
	Q sur	FS	FS	125	83	89	87	99	104	110	FS
	Q total	FS	FS	148	134	37	52	105	119	228	FS
	ΔQ norte-centro	FS	FS	45	63	55	24	44	59	68	FS
	ΔQ sur	FS	FS	30	21	22	13	24	20	54	FS
	ΔQ total	FS	FS	74	84	76	37	68	79	122	FS
IEM	Q norte-centro	95	-17	33	41	-34	-13	14	3	NC	9
	Q sur	127	77	130	74	86	90	92	96	NC	82
	Q total	223	59	162	115	53	77	105	99	NC	91
	ΔQ norte-centro	88	24	46	33	43	27	28	34	NC	36
	ΔQ sur	20	21	34	12	19	16	17	12	NC	41
	ΔQ total	109	45	80	45	62	43	44	46	NC	78

Tabla 4-15: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. generación sincr.

### Máximos del ACT

A continuación se muestran las contingencias que derivan en los máximos requerimientos capacitivos e inductivos del ACT, que a su vez se condicen con las que derivan en máximos requerimientos para cada sub-ACT.

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Norte Grande	Total	Capacitiva	<b>280</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-143</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
Norte Grande	Centro/norte	Capacitiva	<b>212</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-112</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
Norte Grande	sur	Capacitiva	<b>68</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-52</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar

Tabla 4-16: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande





#### 4.5.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

##### Operación normal

En el gráfico siguiente se muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en un conjunto de barras de principal interés, en condiciones de operación normal para todos los escenarios específicos de estudio.

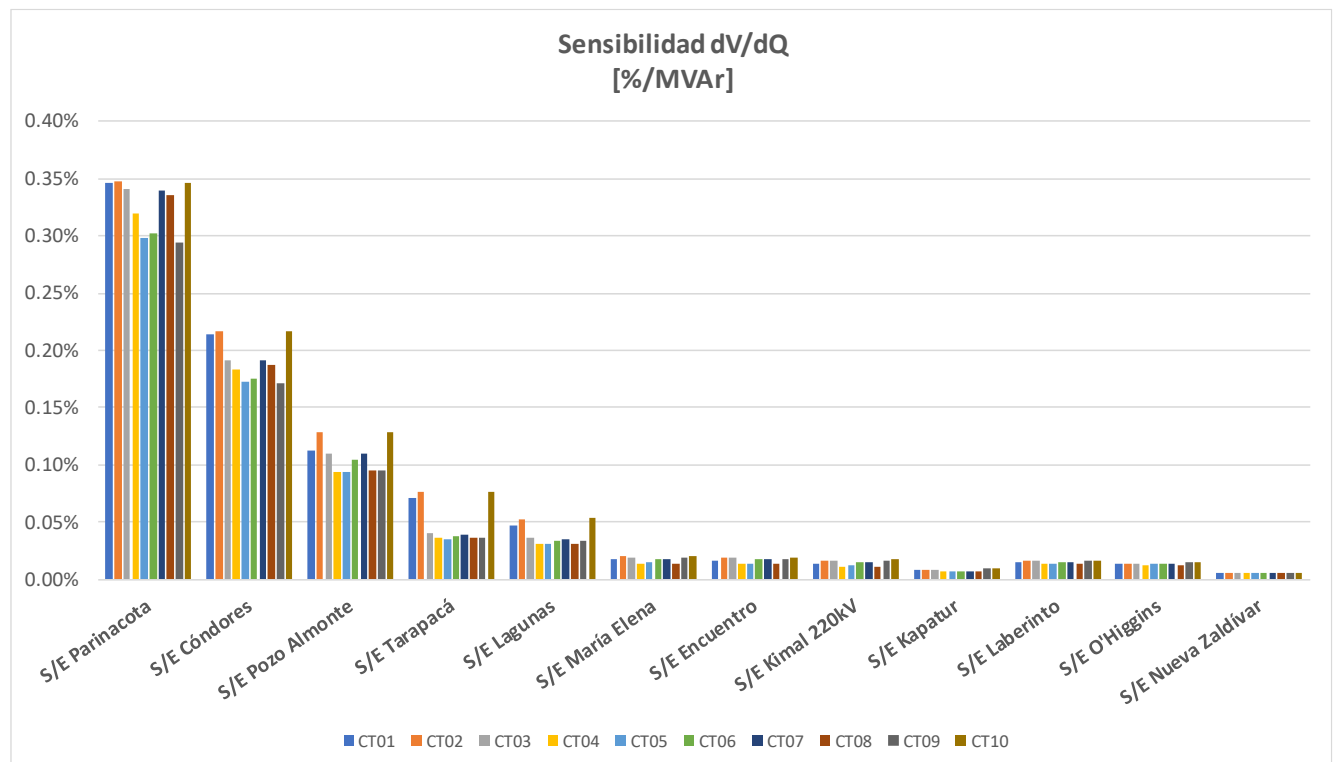


Figura 4-4 Sensibilidades  $dV/dQ$  en barras de 220kV del ACT Norte Grande en operación normal

De este gráfico se puede observar que en operación normal la barra de 220kV más débil del ACT se corresponde a la S/E Parinacota, pudiéndose notar que las subestaciones pierden sensibilidad a las variaciones de reactivo en sentido Norte→Sur, debido al mayor enmallamiento del sistema y a la mayor influencia del SVC de Domeyko, siempre y cuando este se encuentre operando con margen de capacidad.

Esta sensibilidad de las subestaciones de la zona norte del Norte Grande se ve reflejada en los niveles de tensión, pudiéndose notar en la gráfica a continuación que estas presentan las mayores variaciones en los niveles de tensión, ante las distintas condiciones de operación del área en red completa, mientras que las subestaciones más robustas presentan un perfil de tensiones que se mantiene relativamente constante en todos los casos evaluados.

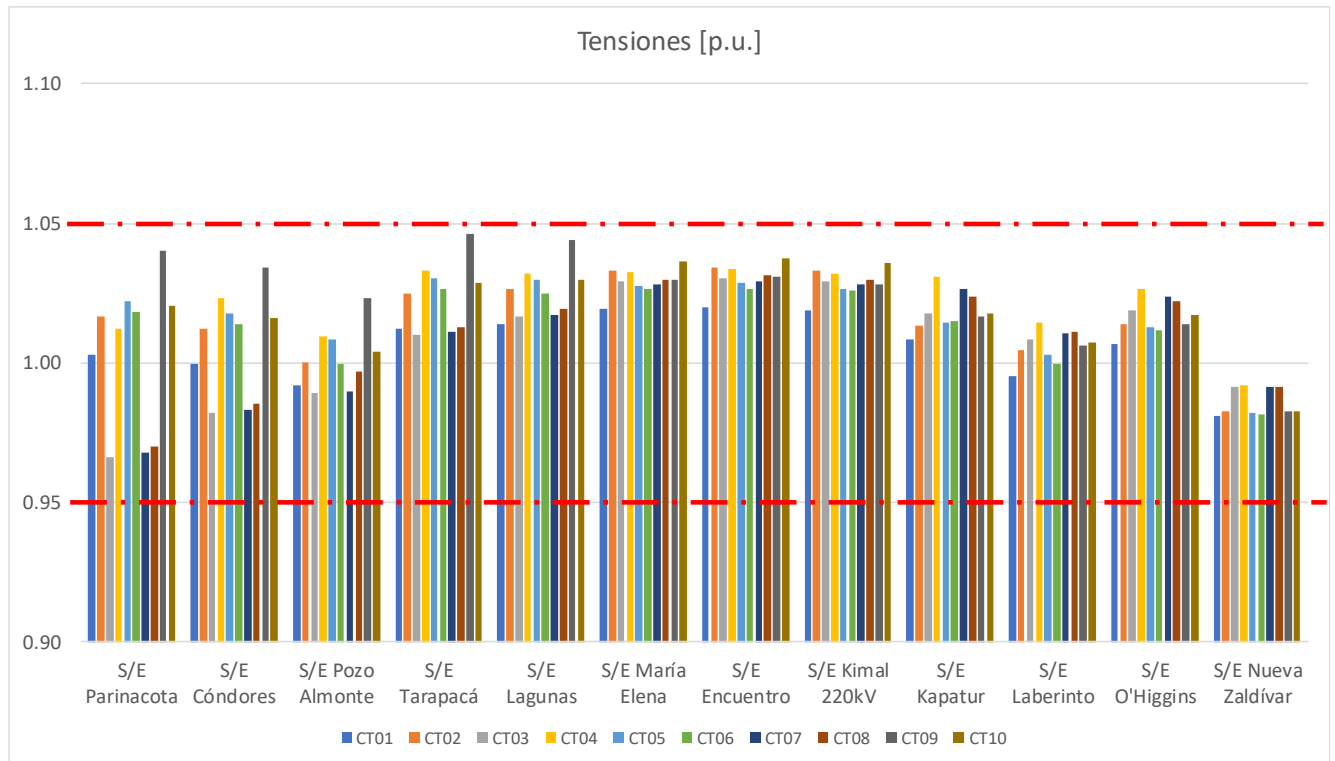


Figura 4-5. Perfil de tensiones del ACT Norte Grande en operación normal

### Operación post-contingencia

El impacto de las contingencias se analiza en función de las variaciones tanto en los requerimientos de potencia reactiva, como así también de las tensiones y en las sensibilidades que esta provoca. En este sentido, de forma complementaria al análisis de requerimientos de potencia reactiva del capítulo precedente, para evaluar el impacto las contingencias, y analizar el desempeño y suficiencia de los recursos del sistema para atenderlas se analizan los siguientes indicadores:

- i. Variación de tensión
- ii. Sensibilidad post-contingencia

#### Variación de la tensión

En la siguiente figura se presentan los máximos y mínimos valores de tensión en estado post-contingencia en las principales subestaciones del sistema de 220kV del área considerando el abanico de escenarios específicos. En la misma se puede apreciar que las máximas amplitudes en las variaciones se dan en la zona norte, principalmente en las subestaciones Parinacota y Cóndores, y en la zona sur, en las subestaciones mineras de Zaldívar y Domeyko, mientras que en la zona central del área el perfil de tensiones post-contingencia se mantiene relativamente uniforme.

A su vez, tal como fue analizado en condiciones de operación normal, el perfil de tensiones presenta una tendencia que disminuye en sentido norte→sur del área, presentando las mayores depresiones en la zona de mayor consumo minero. En esta, se puede observar una contingencia en la cual las tensiones evolucionan por



debajo de la media, la cual se corresponde a la desconexión del SVC de Domeyko, principal recurso para el control de tensión del área.

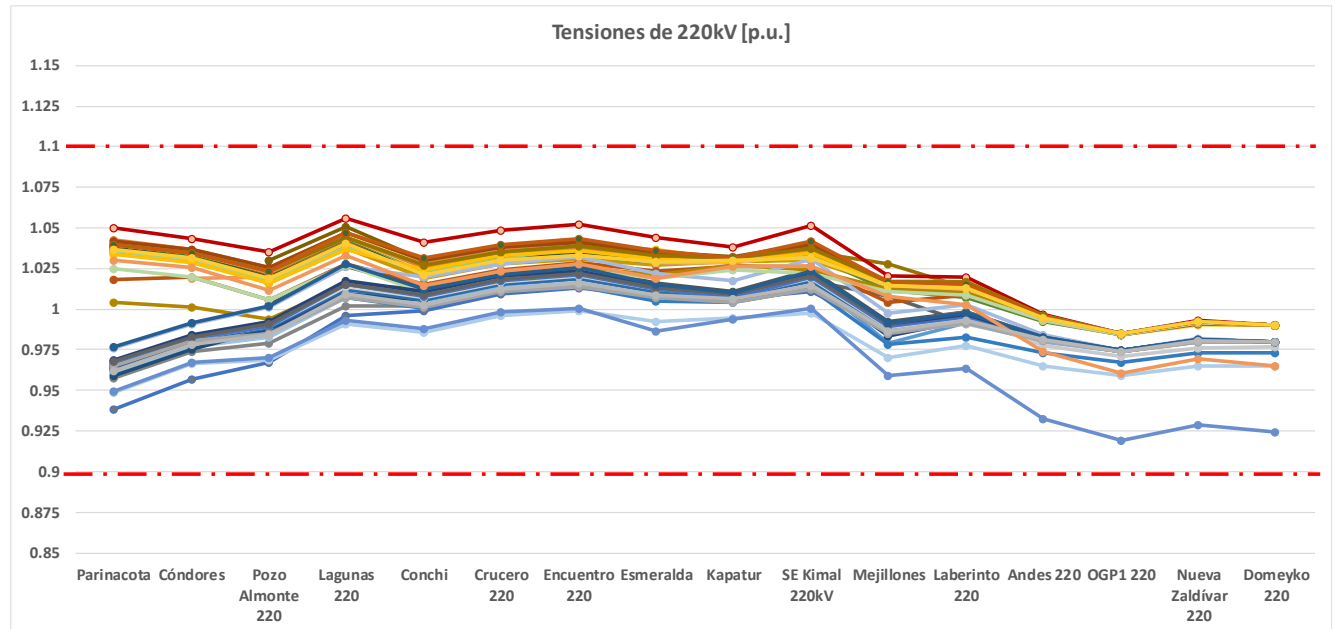


Figura 4-6. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia del ACT Norte Grande

A pesar de esto, de los resultados obtenidos de la simulación de contingencias en el norte grande, se encuentra en todos los casos que las tensiones se enmarcan en las bandas establecidas para la operación en Estado de Emergencia.

Por otra parte, en la tabla a continuación se muestra el resumen de las máximas variaciones de tensión respecto al escenario pre-contingencia, tanto positivas como negativas, ante la totalidad de las contingencias evaluadas.

A partir de esta se puede observar que las mayores variaciones de tensión negativas las produce la desconexión del SVC de Domeyko, cuyo efecto puede ser notado más allá de su área de directa influencia. De esta se obtiene que las variaciones de tensión pueden ser superiores a un 5% respecto de la tensión pre-contingencia, lo cual se presenta puntualmente en los escenarios específicos, en donde el despacho contempla una menor cantidad de recursos de control de tensión que lo proyectado.

Por otro lado, se observa que las mayores variaciones positivas de tensión se dan ante la desconexión de uno de los reactores de barra, siendo los principales el de Los Changos 500kV y Lagunas 220kV, con excursiones inferiores al 2% del nivel pre-contingencia.



Subestación → Contingencia ↓	Parinacota 220kV	Cóndores 220kV	Pozo Almonte 220kV	Tarapacá 220kV	Lagunas 220kV	Encuentro 220kV	SE Kimal 220kV	Kapatur 220kV	Laberinto 220kV	Esmeralda 220kV	Mejillones 220kV	Nueva Zaldívar 220kV	Domeyko 220kV	
	Desconexión de un circuito de línea	Los Changos - Kimal 500kV C1	-2.56	-2.44	-2.38	-2.30	-2.27	-2.15	-2.18	-1.88	-1.79	-1.95	-1.89	-1.61
Los Changos - Cumbre 500kV C1		-4.06	-3.88	-4.11	-3.68	-3.92	-4.05	-4.05	-3.16	-3.49	-3.71	-3.70	-2.66	-2.45
Cumbre - Nueva Cardones 500kV C1		-0.44	-0.42	-0.54	-0.40	-0.51	-0.64	-0.65	-0.54	-0.48	-0.58	-0.49	-0.08	0.00
220 kV Tarapacá-Cóndores		0.00	0.00	1.39	1.57	1.25	0.60	0.58	0.33	0.32	0.44	0.36	0.06	0.00
220 kV Cochran-Encuentro.C1		-0.70	-0.67	-0.69	-0.63	-0.62	-0.53	-0.51	-0.20	-0.27	-0.38	-0.30	-0.05	0.00
220 kV Chacaya-Mejillones		-0.16	-0.16	-0.15	-0.15	-0.15	-0.13	-0.14	0.06	-0.35	0.20	1.86	-0.06	0.00
220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar.C1		0.22	0.21	0.21	0.20	0.19	0.17	0.17	0.11	0.38	0.14	0.28	-0.45	-0.38
220 kV Tarapacá-Lagunas.C1		-0.94	-0.89	-0.54	-0.85	-0.49	-0.18	-0.17	-0.07	-0.09	-0.12	-0.10	-0.02	0.00
220 kV Cóndores-Parinacota		0.00	-1.97	-0.74	-1.05	-0.67	-0.21	-0.20	0.07	-0.09	-0.12	-0.10	-0.02	0.00
220 kV Lagunas-Collahuasi.C1		-0.99	-0.95	-0.98	-0.90	-0.88	-0.38	-0.35	-0.14	-0.18	-0.25	-0.20	-0.08	0.00
220 kV Chacaya-El Cobre.C1		-0.24	-0.23	-0.24	-0.22	-0.22	-0.19	-0.19	-0.18	-0.28	-0.20	-0.64	-0.05	0.00
220 kV Chacaya-Crucero		-0.16	-0.15	-0.15	-0.15	-0.14	-0.14	-0.13	-0.15	-0.34	-0.20	-0.99	-0.06	0.00
220 kV Kapatur-O'Higgins.C1		-0.42	-0.40	-0.39	-0.38	-0.37	-0.42	-0.42	-0.38	-0.42	-0.49	-0.44	-0.09	0.00
220 kV Atacama-O'Higgins.C1		0.10	0.09	0.09	0.09	0.08	0.08	0.06	-0.06	-0.04	0.48	-0.12	-0.01	0.00
220 kV Andes-Tap Off Oeste		0.29	0.28	0.29	0.27	0.26	0.33	0.33	0.26	0.42	0.28	0.38	0.03	0.00
220 kV Crucero-Laberinto.C1		-0.05	-0.04	-0.05	-0.04	-0.05	-0.05	-0.05	-0.10	-0.46	-0.08	-0.28	-0.08	0.00
Los Changos - Kapatur 2x220kV C1		-0.02	-0.02	-0.03	-0.02	-0.02	-0.03	-0.03	-0.05	-0.03	-0.03	-0.03	-0.01	0.00
Encuentro - Kimal 2x220kV C1		-0.18	-0.17	-0.16	-0.16	-0.16	-0.09	-0.16	-0.06	-0.07	-0.10	-0.08	-0.01	0.00
Crucero - Kimal 2x220kV C1		0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	-0.01	-0.02	-0.01	-0.04	0.00	0.00
220 kV Kapatur-María Elena		-0.02	-0.02	-0.03	0.02	0.02	-0.02	-0.02	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	0.00	0.00
220 kV Salar-Chuquimata		-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.04	-0.04	-0.02	-0.02	-0.03	-0.02	0.00	0.00
220 kV Kapatur-Laberinto.C1		-0.80	-0.76	-0.75	-0.72	-0.71	-0.66	-0.64	-0.48	-1.22	-0.71	-1.11	-0.81	-0.72
220 kV Encuentro-Collahuasi.C1		-1.43	-1.36	-1.41	-1.29	-1.27	-0.64	-0.58	-0.22	-0.30	-0.42	-0.38	-0.05	0.00
220 kV C. Tocopilla-T.O. El Loa.C7A	0.16	0.15	0.15	0.14	0.18	0.23	0.23	0.11	0.11	0.16	0.10	0.02	0.00	
220 kV T.O. S. Gorda Eól-El Tesoro	-0.70	-0.67	-0.65	-0.63	-0.62	-0.61	-0.64	-0.66	-1.29	-0.69	-1.16	-0.87	-0.70	
Equipo de compensación	SVC Domeyko 220/19.5 kV	-2.33	-2.22	-2.17	-2.10	-2.06	-2.07	-2.00	-1.43	-3.18	-2.58	-3.04	-5.33	-5.70
	R. Los Changos 500kV	1.82	1.74	1.78	1.65	1.62	1.44	1.47	1.18	0.95	1.16	1.06	0.17	0.00
	R. Nva. Cardones 500kV	0.90	0.86	0.89	0.82	0.81	0.71	0.73	0.60	0.48	0.58	0.54	0.08	0.00
	R. Angamos Laberinto 220 kV	0.21	0.20	0.21	0.19	0.19	0.17	0.17	0.11	0.33	0.14	0.23	0.06	0.00
	R. Laberinto 220 kV	0.21	0.20	0.21	0.19	0.19	0.17	0.17	0.11	0.33	0.14	0.23	0.06	0.00
	R. Lagunas 220 kV	1.84	1.76	1.81	1.67	1.65	0.62	0.58	0.22	0.29	0.40	0.33	0.05	0.00
R. Crucero 242 kV	0.44	0.42	0.43	0.40	0.39	0.34	0.35	0.13	0.18	0.23	0.21	0.03	0.00	
TRF	Los Changos 500/220kV - 3	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.10	-0.13	-0.03	0.02	-0.02	-0.01	0.00
	Kimal 500/220kV 750MVA	-0.53	-0.50	-0.53	-0.47	-0.47	-0.55	-0.56	-0.31	-0.29	-0.41	-0.31	-0.05	0.00
Desconexión de generación	U16	-3.11	-2.95	-2.89	-2.80	-2.75	-2.54	-2.51	-1.67	-2.24	-2.38	-2.35	-2.11	-2.05
	CTA	-0.45	-0.41	-0.52	-0.39	-0.50	-0.62	-0.62	-0.52	-0.69	-0.58	-1.54	-0.12	0.00
	CTAR	-3.43	-3.28	-2.88	-3.11	-2.75	-1.74	-1.70	-1.04	-1.00	-1.33	-1.14	-0.18	0.00
	ANG1	-1.16	-1.11	-1.08	-1.05	-1.03	-0.95	-0.95	-0.71	-0.73	-0.79	-0.78	-0.40	-0.38
	IEM	-1.95	-1.85	-1.81	-1.75	-1.73	-1.59	-1.57	-1.25	-1.43	-1.46	-1.50	-1.20	-1.13
NTO2	-0.75	-0.71	-0.72	-0.68	-0.69	-0.86	-0.87	-0.68	-0.56	-0.72	-0.64	-0.10	0.00	

Tabla 4-17: Mayores variaciones absolutas de tensión

### Sensibilidad post-contingencia

En la tabla a continuación se resumen las máximas variaciones de sensibilidad dV/dQ [%/MVar] en las principales barras del Norte Grande en condiciones post-contingencia. A partir de estos se encuentra que existe un aumento general en todas las barras respecto de los resultados obtenidos para red n, es decir, las tensiones



de las barras del sistema se vuelven más susceptibles a cambiar con los flujos de potencia reactiva, lo cual indica una pérdida de robustez del sistema.

En particular, se observa que la desconexión del SVC y de circuitos de líneas de 220kV en la zona de Domeyko, producen los mayores aumentos de sensibilidad dV/dQ en esta zona; mientras que la desconexión de la central CTTAR produce los mayores aumentos en la zona al norte de Lagunas 220kV (Arica, Parinacota, Pozo Almonte e Iquique). La Línea Los Changos – Cumbre 500kV C1 produce el mayor aumento en todas las barras del ACT.

	Subestación→ Contingencia↓	Parinacota 220kV	Cóndores 220kV	Pozo Almonte 220kV	Tarapacá 220kV	Lagunas 220kV	Encuentro 220kV	SE Kimal 220kV	Kapatur 220kV	Laberinto 220kV	Esmeralda 220kV	Mejillones 220kV	Nueva Zaldívar 220kV	Domeyko 220kV
Desconexión de un circuito de línea	Los Changos - Kimal 500kV C1	0.372	0.233	0.140	0.086	0.061	0.034	0.032	0.013	0.040	0.111	0.053	0.061	0.062
	Los Changos - Cumbre 500kV C1	0.408	0.270	0.168	0.123	0.098	0.061	0.056	0.030	0.072	0.139	0.086	0.100	0.102
	Cumbre - Nueva Cardones 500kV C1	0.349	0.218	0.130	0.078	0.054	0.020	0.018	0.010	0.017	0.091	0.031	0.006	0.000
	220 kV Tarapacá-Cóndores	0.000	0.000	0.123	0.072	0.050	0.019	0.017	0.009	0.016	0.090	0.030	0.006	0.000
	220 kV Cochran-Encuentro. C1	0.350	0.218	0.131	0.077	0.054	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006	0.000
	220 kV Chacaya-Mejillones	0.348	0.217	0.129	0.077	0.053	0.019	0.018	0.009	0.018	0.091	0.064	0.006	0.000
	220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar. C1	0.355	0.222	0.129	0.079	0.055	0.023	0.020	0.011	0.033	0.102	0.046	0.062	0.062
	220 kV Tarapacá-Lagunas. C1	0.380	0.245	0.130	0.101	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006	0.000
	220 kV Cóndores-Parinacota	0.000	0.212	0.129	0.075	0.052	0.019	0.017	0.009	0.016	0.090	0.031	0.006	0.000
	220 kV Lagunas-Collahuasi. C1	0.354	0.221	0.134	0.080	0.056	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006	0.000
	220 kV Chacaya-El Cobre. C1	0.348	0.217	0.129	0.077	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.034	0.006	0.000
	220 kV Chacaya-Crucero	0.349	0.218	0.130	0.077	0.054	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.035	0.006	0.000
	220 kV Kapatur-O'Higgins. C1	0.349	0.217	0.129	0.077	0.053	0.019	0.017	0.010	0.016	0.092	0.031	0.006	0.000
	220 kV Atacama-O'Higgins. C1	0.348	0.217	0.129	0.077	0.054	0.020	0.018	0.009	0.016	0.100	0.031	0.006	0.000
	220 kV Andes-Tap Off Oeste	0.347	0.216	0.128	0.077	0.053	0.019	0.017	0.009	0.018	0.091	0.031	0.006	0.000
	220 kV Crucero-Laberinto. C1	0.348	0.217	0.130	0.077	0.054	0.020	0.018	0.009	0.017	0.091	0.031	0.006	0.000
	Los Changos - Kapatur 2x220kV C1	0.347	0.217	0.129	0.077	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006	0.000
	Encuentro - Kimal 2x220kV C1	0.348	0.217	0.129	0.077	0.053	0.021	0.017	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006	0.000
	Crucero - Kimal 2x220kV C1	0.347	0.217	0.129	0.077	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006	0.000
	220 kV Crucero-María Elena	0.348	0.217	0.130	0.077	0.054	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006	0.000
	220 kV Salar-Chuquicamata	0.347	0.217	0.129	0.077	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006	0.000
	220 kV Kapatur-Laberinto. C1	0.360	0.225	0.130	0.081	0.057	0.025	0.022	0.012	0.041	0.104	0.051	0.060	0.061
220 kV Encuentro-Collahuasi. C1	0.359	0.225	0.138	0.083	0.058	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006	0.000	
220 kV C. Tocopilla-T.O. El Loa. C7A	0.347	0.217	0.129	0.076	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006	0.000	
220 kV T.O. S. Gorda Eól-El Tesoro	0.358	0.224	0.131	0.080	0.056	0.028	0.025	0.012	0.039	0.106	0.050	0.059	0.060	
Equipo de compensación	SVC Domeyko 220/19.5 kV	0.370	0.236	0.150	0.093	0.069	0.031	0.029	0.016	0.041	0.109	0.054	0.063	0.064
	R. Los Changos 500kV	0.342	0.214	0.126	0.077	0.054	0.021	0.019	0.009	0.017	0.090	0.031	0.006	0.000
	R. Nva. Cardones 500kV	0.344	0.215	0.127	0.076	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.090	0.030	0.006	0.000
	R. Angamos Laberinto 220 kV	0.346	0.216	0.128	0.076	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.090	0.031	0.006	0.000
	R. Laberinto 220 kV	0.346	0.216	0.128	0.076	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.090	0.031	0.006	0.000
	R. Lagunas 220 kV	0.340	0.212	0.124	0.075	0.052	0.019	0.017	0.009	0.016	0.090	0.031	0.006	0.000
R. Crucero 242 kV	0.345	0.215	0.127	0.076	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006	0.000	
TRF	Los Changos 500/220kV - 3	0.347	0.216	0.129	0.077	0.053	0.019	0.017	0.010	0.016	0.091	0.031	0.006	0.000
	Kimal 500/220kV 750MVA	0.353	0.221	0.134	0.080	0.056	0.021	0.020	0.009	0.017	0.092	0.031	0.006	0.000
Desconexión de renovables	U16	0.387	0.246	0.141	0.097	0.072	0.037	0.033	0.015	0.044	0.114	0.058	0.067	0.068
	CTA	0.343	0.193	0.112	0.040	0.036	0.019	0.017	0.008	0.016	0.091	0.030	0.006	0.000
	CTTAR	0.430	0.261	0.151	0.092	0.064	0.023	0.021	0.010	0.017	0.093	0.032	0.006	0.000
	ANG1	0.364	0.228	0.130	0.083	0.059	0.026	0.023	0.015	0.038	0.106	0.051	0.059	0.061
	IEM	0.371	0.233	0.136	0.087	0.062	0.029	0.025	0.017	0.042	0.110	0.055	0.064	0.066
	NT02	0.351	0.220	0.132	0.080	0.056	0.021	0.020	0.010	0.017	0.092	0.032	0.006	0.000

Tabla 4-18. Máximos valores de sensibilidad dV/dQ en condiciones post-contingencia



### 4.5.3 Principales resultados

#### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Norte Grande de la siguiente manera:

- Se encuentra conveniente la determinación de los requerimientos de potencia reactiva (RPR) del Norte Grande teniendo en cuenta la división en zona norte/centro y sur. Lo anterior, permite asociar de manera más precisa los RCT del Norte Grande en función sus características topológicas, distribución de los RCT y los fenómenos de control de tensión encontrados en el Norte Grande: tensiones más altas en la zona norte/centro y más bajas en la zona sur. Estas dos sub-ACT se pueden identificar dentro del Norte Grande ya que, por un lado, los RCT de la parte norte y centro del Norte Grande tienen tendencia a absorber potencia reactiva en condiciones de operación normal, es decir, existe un excedente de potencia reactiva generada que es absorbida principalmente por las unidades sincrónicas y reactores del Norte Grande. Por otro lado, los RCT de la parte sur del Norte Grande, correspondiente a la zona de Domeyko, tienen tendencia a inyectar potencia reactiva.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Grande.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
<b>Norte Grande</b>	norte-centro	-399	-134
	sur	74	140

Tabla 4-19: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- Los principales RCT de la zona norte y centro del Norte Grande, son las unidades sincrónicas despachadas y los reactores de barra (incluyendo el reactor de barra de Los Changos 500kV); mientras que en la parte sur del Norte Grande, los principales RCT son capacitores y el SVC de Domeyko que opera siempre inyectando potencia reactiva para mantener la consigna de tensión en la barra Domeyko 220kV (entre 0.98pu y 0.99pu).

#### Reservas de potencia reactiva para contingencia

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Norte Grande para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Norte Grande	Total	Capacitiva	<b>280</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-143</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
Norte Grande	Centro/norte	Capacitiva	<b>212</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-112</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
Norte Grande	sur	Capacitiva	<b>68</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-52</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar

Tabla 4-20: Requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande





#### 4.5.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

##### Requerimientos en red completa

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Grande dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

Por otro lado, se verifica que los RCT dinámicos realizan un aporte de potencia reactiva dentro de sus límites de operación, tanto en red N como después de la simulación de contingencias. Adicionalmente, se encuentra que existen condiciones críticas de operación que podrían requerir que unidades sincrónicas de la zona centro del Norte Grande operen con un aporte de potencia reactiva mayor al mínimo requerido por la NTSyCS (factor de potencia 0,92), por ejemplo, la central Angamos U1 en el escenario CT10.

A pesar de esto, las barras de la sub-ACT Sur presentan valores de tensión por debajo de la tensión nominal en la mayoría de los escenarios de estudio. Debido a esto se recomienda la incorporación de recursos de control adicional para mejorar el perfil de tensiones. Esto a su vez puede devolver reserva de potencia reactiva al SVC Domeyko para mejorar las tensiones y la sensibilidad post-contingencia.

##### Reservas de potencia reactiva

En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Grande dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias**.

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Reservas de potencia	Capacitivas		Inductivas	
	Esc. de Estudio	Requerim.	Esc. de Estudio	Requerim.
<b>Norte Grande - Región norte-centro</b>				
Mínimo	354	212	-352	-112
Máximo	827		-565	
<b>Norte Grande - Región sur</b>				
Mínimo	13	68	-120	-52
Máximo	80		-187	
<b>Norte Grande - Total</b>				
Mínimo	418	212	-482	-143
Máximo	863		-708	

Tabla 4-21: Resumen suficiencia en ACT





Se puede observar que específicamente en la sub-ACT de Domeyko se presenta una condición de déficit de las reservas capacitivas requeridas (condición que se repite en la mayoría de los escenarios analizados).

El déficit en esta sub-ACT deriva en que los recursos utilizados para el control de las tensiones sean brindados por la sub-ACT adyacente, lo cual como ya se mencionó, no deriva en tensiones inadmisibles. Por otro lado, en lo que respecta a las variaciones de la tensión, se encuentra que:

- En los escenarios de estudio que contemplan los recursos acorde a los escenarios esperados (PCP) se encuentra que las variaciones de tensión post-contingencia no superan el 5% (rango de operación en red completa). Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.
- A pesar de esto, en los escenarios específicos con recursos reducidos con respecto a las proyecciones, se presentan variaciones admisibles pero mayores al 5% en las barras del sur del ACT ante la salida de servicio del SVC Domeyko. Debido a esto, y a que sólo existe un recurso de control de tensión dinámico en esta sub-ART, se recomienda que el incremento de los recursos de control identificados como convenientes para la operación en red N, sean incorporados por medio de un equipo que ejerza control de tensión dinámico, para suplir los requerimientos en caso de la contingencia del SVC, mejorando las tensiones post-contingencia y la sensibilidad en la sub-ACT.

Los recursos que se prevén en el ACT y se consideran efectivos disponibles para tal fin son:

1. PV Domeyko Oeste (201MVA) [proyecto futuro]
2. PE Cerro Tigre (158MVA) [proyecto futuro]
3. PV Andes Solar (21.8MVA)

Los recursos están enunciados en orden de prioridad con respecto a su efectividad. En todos los casos, se recomienda que el control sea tanto de día como de noche, lo que implica:

- Proyectos solares con control de tensión aún sin recurso primario
- Proyectos eólicos del tipo full converter pueden dar este servicio en ausencia de recurso primario, mientras que proyectos eólicos del tipo DFIG sólo podrán dar este soporte en condiciones de disponibilidad de viento.

A pesar de que una mayor velocidad de respuesta del control de tensión mejora su desempeño, una respuesta del orden de los 5 segundos es suficiente para mejorar el control de tensión del área.



## 4.6 Análisis año 2022

En base a las particularidades de las zonas Norte/Centro y Sur del Norte Grande, para el análisis de control de tensión de esta ACT se mantiene la división en Sub-ACT: i) NG-norte/centro y ii) NG-sur.

### 4.6.1 Requerimientos y reserva de potencia reactiva

#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de cada RCT por tipo, escenario e hidrología, separados en zona norte/centro del Norte Grande y zona sur del Norte Grande. Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva en la acometida de la línea Los Changos – Cumbre 2x500kV a la S/E Los Changos.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales		
	HÚMEDA				SECA				HH	SECA	
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DB_Noche N-1	CT10 DB_Día N-1	CT11 DB_Noche N+2
<b>ACT-NG_nor-cen</b>											
<b>RCT</b>	<b>-268</b>	<b>-400</b>	<b>-251</b>	<b>-201</b>	<b>-397</b>	<b>-435</b>	<b>-325</b>	<b>-254</b>	<b>-148</b>	<b>-361</b>	<b>-272</b>
Capacitor	55	49	106	138	55	56	104	108	56	49	107
ERNCC	0	-52	-13	-8	-10	-81	-51	0	10	-45	0
Generador	-21	-72	-24	1	-119	-85	-55	-39	67	-39	-55
Reactor	-303	-325	-321	-332	-323	-325	-323	-322	-281	-327	-324
<b>Demanda</b>	<b>268</b>	<b>400</b>	<b>251</b>	<b>201</b>	<b>397</b>	<b>435</b>	<b>325</b>	<b>254</b>	<b>148</b>	<b>361</b>	<b>272</b>
Carga	-336	-319	-379	-383	-345	-341	-379	-379	-336	-319	-379
TR	-423	-443	-475	-466	-416	-441	-483	-481	-414	-451	-568
Líneas	1001	1140	1084	1013	1062	1149	1130	1013	1019	1156	974
Intercambio	26	22	22	37	96	67	57	101	-121	-25	245
<b>ACT-NG_sur</b>											
<b>RCT</b>	<b>136</b>	<b>107</b>	<b>154</b>	<b>121</b>	<b>126</b>	<b>116</b>	<b>125</b>	<b>141</b>	<b>110</b>	<b>87</b>	<b>131</b>
Capacitor	33	33	37	37	33	33	37	37	33	33	37
FACTS	103	74	116	83	93	83	87	104	77	54	93
<b>Demanda</b>	<b>-136</b>	<b>-107</b>	<b>-154</b>	<b>-121</b>	<b>-126</b>	<b>-116</b>	<b>-125</b>	<b>-141</b>	<b>-110</b>	<b>-87</b>	<b>-131</b>
Carga	-129	-129	-124	-124	-129	-129	-124	-124	-129	-129	-124
TR	-49	-49	-53	-53	-49	-49	-53	-53	-49	-49	-61
Líneas	40	45	36	33	41	45	38	33	41	46	38
Intercambio	1	25	-14	23	11	16	14	2	26	45	16

\*positivo: inyecta potencia reactiva

\*negativo: absorbe potencia reactiva

Tabla 4-22: Resumen RCT por escenario, hidrología y sub-ACT.

Como se puede observar los requerimientos no varían significativamente con respecto al 2020, lo cual se debe a que a la fecha sólo se contempla la entrada en servicio de nuevos vínculos de 220kV en el norte/centro del ACT. Del mismo modo se observa que las características de cada sub-ACT siguen siendo las mismas: En el norte/centro los RCT están orientados a absorber potencia reactiva en red completa, y en el sur dedicados inyectar potencia reactiva para compensar los requerimientos locales.



En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Norte Grande divididos en zona norte/centro y sur, para los escenarios de estudio específicos, en donde se observa que no sólo los valores máximos y mínimos son similares al 2020, sino que la evolución diaria también presenta una características similar.

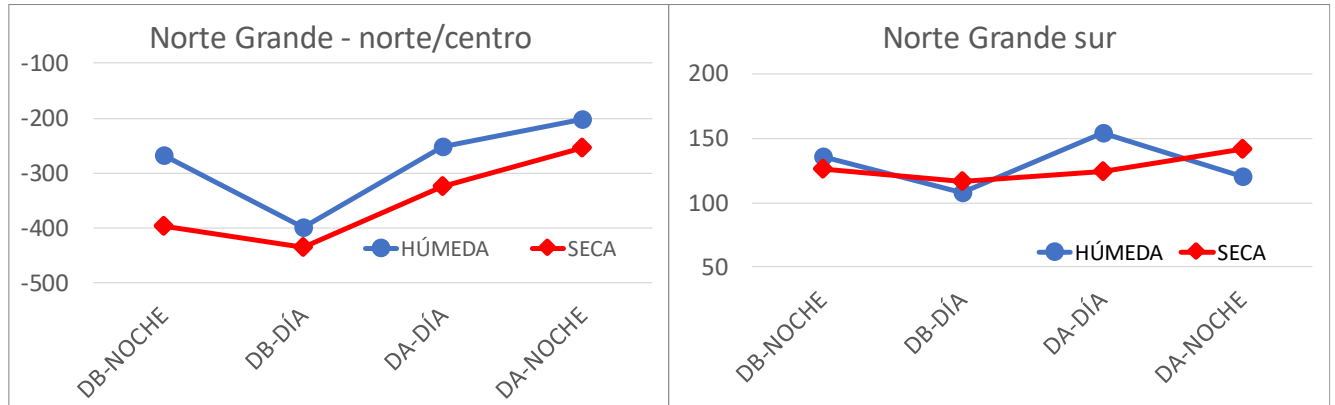


Figura 4-7: RPR por sub-ACT | Norte Grande.

En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Grande.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Norte Grande	norte-centro	-435	-148
	sur	87	154

Tabla 4-23: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

### Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del Norte Grande post-contingencia. Las mismas se enuncian en el apartado 4.4.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para las contingencias de cada tipo que derivan en un mayor requerimiento, como el total para el Norte Grande y parciales para las zonas norte-centro y sur.

### Circuitos de 500kV



Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH		HS
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DB_Noche N-1	CT10 DB_Día N-1	CT11 DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	-21	-72	-24	1	-119	-85	-55	-39	67	-39	-55
	Q sur	103	74	116	83	93	83	87	104	77	54	93
	Q total	82	2	93	84	-26	-2	32	65	144	15	39
Los Changos Kimal 500kV C1	Q norte-centro	114	17	141	112	-14	11	43	75	212	42	45
	Q sur	127	124	126	115	128	122	127	132	127	108	115
	Q total	241	140	267	227	115	133	170	208	339	150	160
	ΔQ norte-centro	135	89	164	112	106	96	98	115	145	81	100
	ΔQ sur	24	49	10	32	35	39	40	28	50	55	22
	ΔQ total	159	138	174	144	141	134	138	143	195	135	122
Los Changos Cumbre 500kVC1	Q norte-centro	145	35	173	104	6	15	46	65	332	58	40
	Q sur	126	129	125	111	130	121	126	132	121	116	114
	Q total	272	165	299	216	135	136	172	197	453	175	154
	ΔQ norte-centro	166	107	197	104	125	100	102	104	265	97	95
	ΔQ sur	23	55	9	28	37	38	39	29	44	63	21
	ΔQ total	189	162	206	132	162	138	141	133	309	160	115

Tabla 4-24: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. circuitos 500kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 500kV puede demandar altos niveles de requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Norte Grande. De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Norte Grande, en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N, son:

- Desconexión de un circuito de la línea Los Changos – Cumbre 500kV: **309MVar capacitivos**.
- Desconexión de un circuito de la línea Kimal – Los Changos 500kV: **195MVar capacitivos**.

### Circuitos de 220kV

Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH		HS
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DB_Noche N-1	CT10 DB_Día N-1	CT11 DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	-21	-72	-24	1	-119	-85	-55	-39	67	-39	-55
	Q sur	103	74	116	83	93	83	87	104	77	54	93
	Q total	82	2	93	84	-26	-2	32	65	144	15	39
220 kV Cochrane- Encuentro.C 1	Q norte-centro	1	-52	-3	25	-96	-63	-32	-15	86	-20	79
	Q sur	114	87	129	91	101	93	98	112	90	68	108
	Q total	114	35	127	116	4	30	65	97	176	48	187
	ΔQ norte-centro	21	20	21	25	23	22	23	24	19	19	133
	ΔQ sur	11	13	13	8	8	10	10	8	13	14	15
	ΔQ total	32	33	34	32	31	32	33	32	32	33	148
220 kV T.O. Sierra Gorda Eólico-El Tesoro	Q norte-centro	36	-46	65	27	-89	-62	-24	13	121	-16	-26
	Q sur	128	107	128	108	119	108	115	132	122	89	117
	Q total	165	61	193	135	31	46	91	145	243	73	91
	ΔQ norte-centro	57	25	88	26	30	23	31	52	54	23	28
	ΔQ sur	25	33	12	25	26	25	28	28	45	35	24
	ΔQ total	82	58	100	51	57	48	59	80	99	58	52

Tabla 4-25: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. circuitos 220kV.



De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Norte Grande en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), son:

- Desconexión línea Cochrane - Encuentro 220kV: **148MVar capacitivos**.  
Sólo en escenarios con alta generación de la CT Cochrane. La mayor parte del requerimiento está específicamente asociado a las unidades de la central, para mantener las tensiones de su barra dentro de los límites admisibles.
- Desconexión línea Sierra Gorda – El Tesoro 220kV: **100MVar capacitivos**.

### FACT

Hidrología →		Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH	HS	
Escenario → Condición / sub-ACT		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DB_Noche N-1	CT10 DB_Día N-1	CT11 DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	-21	-72	-24	1	-119	-85	-55	-39	67	-39	-55
	Q sur	103	74	116	83	93	83	87	104	77	54	93
	Q total	82	2	93	84	-26	-2	32	65	144	15	39
SVC Domeyko	Q norte-centro	121	33	151	107	-5	20	59	93	173	39	59
	Q sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Q total	121	33	151	107	-5	20	59	93	173	39	59
	ΔQ norte-centro	141	105	175	106	114	105	115	132	106	78	114
	ΔQ sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ΔQ total	141	105	175	106	114	105	115	132	106	78	114

Tabla 4-26: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. SVC Domeyko.

De la tabla anterior puede verse que la desconexión del SVC de Domeyko genera un RPR de **175MVar capacitivos** en los RCT del Norte Grande.

### Reactores

Hidrología →		Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH	HS	
Escenario → Condición / sub-ACT		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DB_Noche N-1	CT10 DB_Día N-1	CT11 DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	-21	-72	-24	1	-119	-85	-55	-39	67	-39	-55
	Q sur	103	74	116	83	93	83	87	104	77	54	93
	Q total	82	2	93	84	-26	-2	32	65	144	15	39
Reactor Los Changos 500kV 175Mvar	Q norte-centro	-117	-163	-118	-111	-218	-179	-155	-146	-22	-123	-165
	Q sur	62	28	70	53	61	42	49	74	26	0	68
	Q total	-55	-135	-48	-58	-157	-137	-105	-72	4	-123	-97
	ΔQ norte-centro	-97	-91	-94	-112	-99	-95	-99	-107	-89	-84	-111
	ΔQ sur	-41	-47	-47	-30	-32	-41	-38	-29	-51	-54	-25
	ΔQ total	-137	-137	-141	-142	-131	-136	-137	-137	-140	-137	-136
Reactor N. Cardones 500kV 175Mvar	Q norte-centro	-68	-118	-69	-59	-167	-131	-103	-90	22	-83	-109
	Q sur	83	50	94	67	77	64	69	90	51	26	81
	Q total	15	-68	24	8	-90	-67	-34	-1	73	-57	-28
	ΔQ norte-centro	-47	-46	-46	-59	-48	-46	-47	-51	-45	-44	-55
	ΔQ sur	-20	-24	-23	-16	-16	-19	-18	-14	-26	-28	-12
	ΔQ total	-67	-70	-69	-76	-63	-65	-65	-65	-71	-72	-67

Tabla 4-27: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. reactores.



De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un reactor de barra de 500kV demanda altos niveles de requerimientos de potencia reactiva inductiva de los RCT del Norte Grande. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión del reactor de barra de Los Changos 500kV: **142MVAR inductivos**.

### Transformadores

Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH		HS
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche N-1	DB_Día N-1	DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	-21	-72	-24	1	-119	-85	-55	-39	67	-39	-55
	Q sur	103	74	116	83	93	83	87	104	77	54	93
	Q total	82	2	93	84	-26	-2	32	65	144	15	39
Los Changos 500/220kV 750MVA	Q norte-centro	-15	-66	-21	8	-112	-80	-51	-33	68	-35	-147
	Q sur	104	75	117	84	95	84	88	105	78	55	72
	Q total	89	9	96	92	-18	3	37	72	146	21	-75
	ΔQ norte-centro	5	5	2	7	7	4	4	7	1	4	-93
	ΔQ sur	1	1	1	1	2	1	1	1	1	2	-21
	ΔQ total	6	7	3	8	9	5	5	8	2	6	-114
Kimal 500/220kV 750MVA	Q norte-centro	1	-60	-5	20	-98	-70	-40	-19	100	-29	-43
	Q sur	114	83	129	90	101	90	95	111	99	62	96
	Q total	115	23	124	109	3	20	55	92	199	33	53
	ΔQ norte-centro	22	12	19	19	22	15	15	20	33	10	12
	ΔQ sur	11	9	13	7	8	7	8	7	22	8	2
ΔQ total	32	21	32	26	30	22	23	27	55	18	14	

Tabla 4-28: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. transformadores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un transformador de 500/220kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Norte Grande, comparativamente menor a la desconexión de un circuito de línea.

Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión del transformador de Los Changos 500/220kV: **114MVAR capacitivos**. Este nivel de requerimiento se da sólo en el escenario de elevada generación en el norte grande.

### Generadores

La tabla siguiente muestra que la desconexión de una unidad sincrónica del Norte Grande en general demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del área. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión de:

- U16: **145MVAR capacitivos**.
- IEM: **105MVAR capacitivos**.



Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH		HS
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche N-1	DB_Día N-1	DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	-21	-72	-24	1	-119	-85	-55	-39	67	-39	-55
	Q sur	103	74	116	83	93	83	87	104	77	54	93
	Q total	82	2	93	84	-26	-2	32	65	144	15	39
U16	Q norte-centro	95	FS	FS	86	-59	FS	FS	38	FS	FS	-96
	Q sur	126	FS	FS	110	102	FS	FS	129	FS	FS	86
	Q total	222	FS	FS	196	43	FS	FS	167	FS	FS	-10
	ΔQ norte-centro	121	FS	FS	85	25	FS	FS	79	FS	FS	-29
	ΔQ sur	24	FS	FS	27	9	FS	FS	25	FS	FS	-7
	ΔQ total	145	FS	FS	112	34	FS	FS	105	FS	FS	-36
IEM	Q norte-centro	73	-8	73	54	-49	-42	-6	9	NC	10	-63
	Q sur	128	98	128	98	113	97	103	118	NC	93	88
	Q total	201	90	201	151	63	55	97	128	NC	103	25
	ΔQ norte-centro	80	29	94	43	47	27	30	42	NC	35	-21
	ΔQ sur	25	24	12	15	20	15	16	15	NC	40	-5
	ΔQ total	105	54	105	57	67	41	46	56	NC	74	-25

Tabla 4-29: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. generación sincr.

### Máximos del ACT

A continuación se resumen los máximos requerimientos del ACT y de las Sub-ACT.

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Norte Grande	Total	Capacitiva	<b>309</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-142</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
Norte Grande	Centro/norte	Capacitiva	<b>265</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-112</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
Norte Grande	sur	Capacitiva	<b>63</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-54</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar

Tabla 4-30: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande





#### 4.6.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

##### Operación normal

En el gráfico siguiente se muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en un conjunto de barras de principal interés, en condiciones de operación normal para todos los escenarios específicos de estudio.

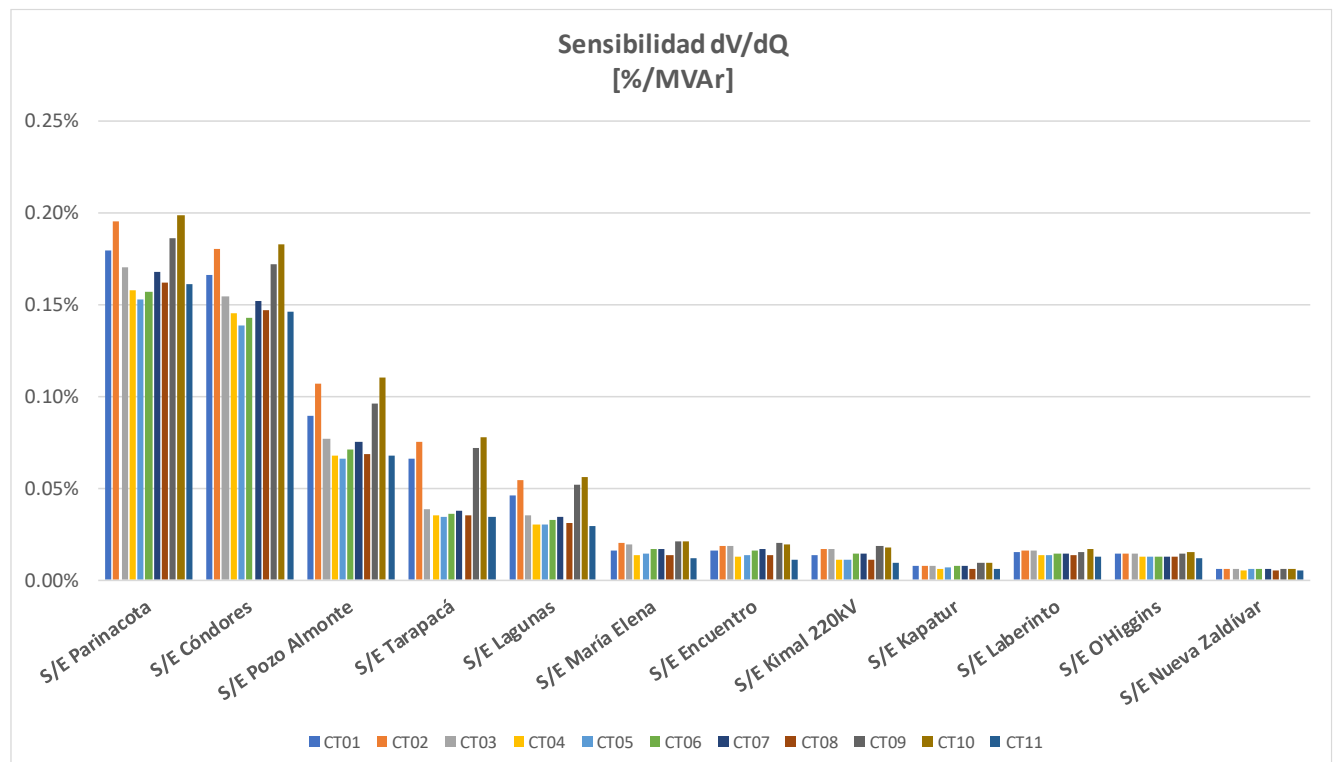


Figura 4-8 Sensibilidades  $dV/dQ$  en barras de 220kV del ACT Norte Grande en operación normal

De este gráfico se puede observar que en operación normal la barra de 220kV más débil del ACT se corresponde a la S/E Parinacota, pero la misma reduce significativamente su valor (aproximadamente a la mitad) en comparación a los resultados del año 2020 debido a las nuevas líneas de 220kV que enmallan el sistema en esta zona del ACT.

Por otra parte, las figuras siguientes muestran el perfil de tensión en red completa en los principales nodos del área para las distintas condiciones de operación analizadas. A pesar de reducir su sensibilidad, las barras del norte del ACT (Parinacota y Cóndores) operan con elevados niveles de tensión en red completa, cercanos al límite normativo. Aunque no se presentan incumplimientos, puede resultar conveniente la incorporación de recursos adicionales para contrarrestar el excedente de potencia reactiva local.

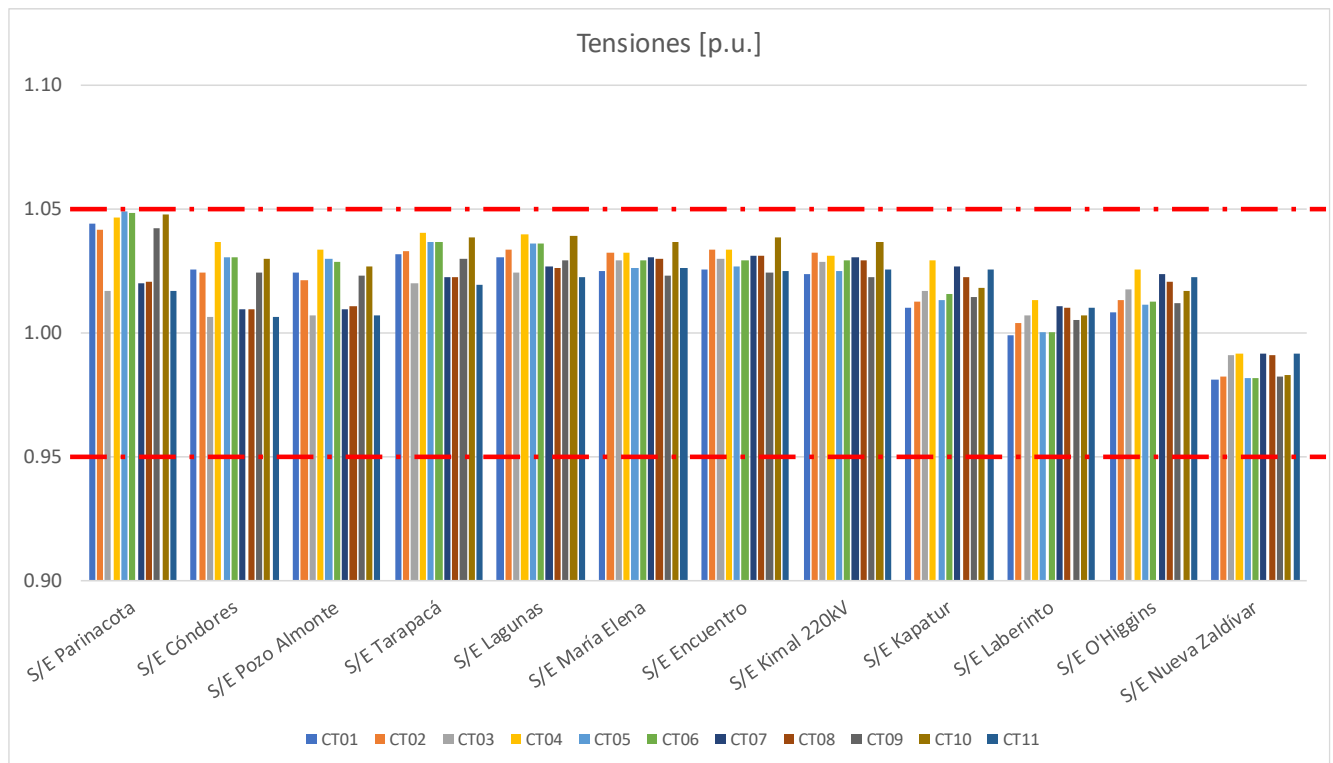


Figura 4-9. Perfil de tensiones del ACT Norte Grande en operación normal

### Operación post-contingencia

A continuación se presenta el análisis del impacto de las contingencias en el sistema en lo que respecta a tensiones y sensibilidades post-contingencia.

#### Variación de la tensión

En la siguiente figura se presentan los máximos y mínimos valores de tensión en estado post-contingencia en las principales subestaciones del sistema de 220kV del área considerando el abanico de escenarios específicos. En la misma se puede apreciar una distribución más uniforme de la amplitudes en las variaciones en la zona norte del ACT.

A su vez, tal como fue analizado en condiciones de operación normal, el perfil de tensiones presenta una tendencia que disminuye en sentido norte→sur del área, presentando las mayores depresiones en la zona de mayor consumo minero. En esta, se puede observar una contingencia en la cual las tensiones evolucionan por debajo de la media, la cual se corresponde a la desconexión del SVC de Domeyko, principal recurso para el control de tensión del área. Para este caso se observa una reducción en las tensiones mínimas post-contingencia con respecto a los años anteriores, lo cual se debe al incremento de los requerimientos locales (incremento de la demanda).

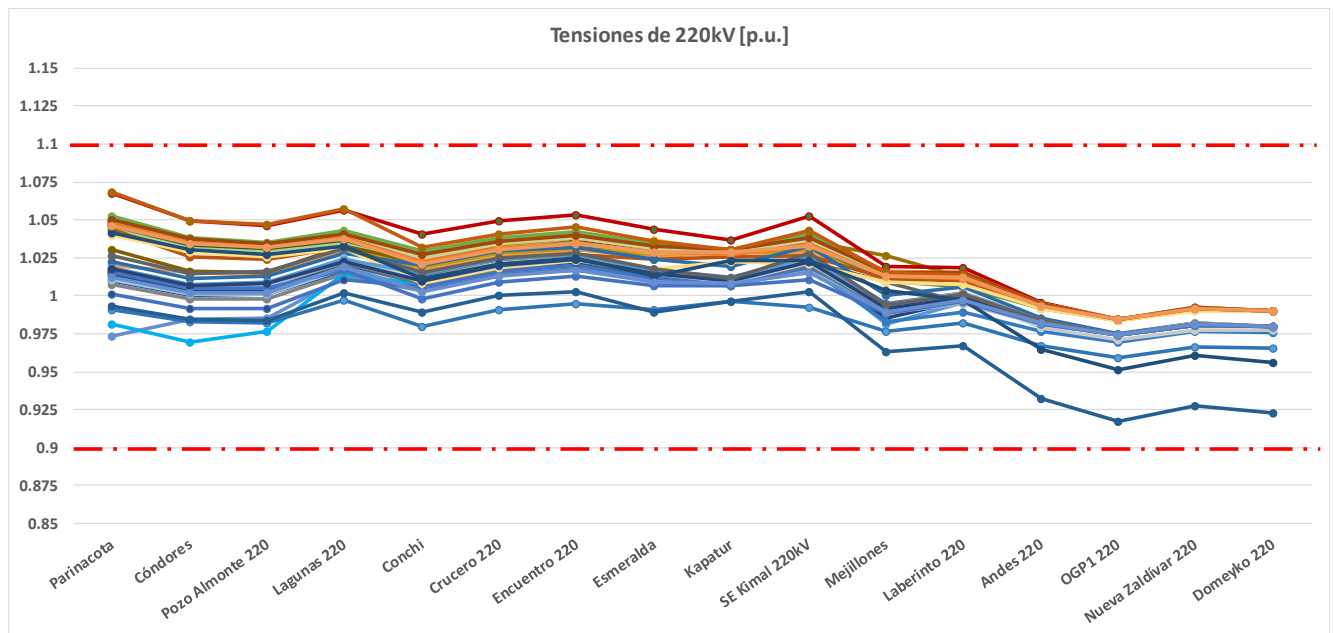


Figura 4-10. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia del ACT Norte Grande

A pesar de esto, de los resultados obtenidos de la simulación de contingencias en el norte grande, se encuentra en todos los casos que las tensiones se enmarcan en las bandas establecidas para la operación en Estado de Emergencia.

Por otra parte, en la Tabla 4-32 se muestra el resumen de las máximas variaciones de tensión respecto al escenario pre-contingencia, tanto positivas como negativas, ante la totalidad de las contingencias.

Existen sólo dos contingencias que producen variaciones de tensión mayores al 5% (límites de red N):

- Desconexión del SVC de Domeyko, con una variación máxima de **6.9%**
- Desconexión de un circuito Los Changos – Cumbre 500kV, con una variación máxima de **5.7%** (Solo se da en el escenario CT09 de mínima inercia, con recursos reducidos con respecto a PCP).

La tabla siguiente resume las variaciones de tensión por escenario para las mismas.

Contingencia	SVC Domeyko	Los Changos - Cumbre 2x500kV C1
	Máxima variación de tensión [%]	
CT01	-6.8	-2.3
CT02	-5.5	-2.6
CT03	-4.3	-3.2
CT04	-6.8	-0.8
CT05	-3.4	-1.2
CT06	-4.0	-1.3
CT07	-3.8	-1.3
CT08	-4.0	-0.9
CT09	-4.3	-5.7
CT10	-4.2	-3.2
CT11	-3.5	-0.6

Tabla 4-31: Resumen de máximas variaciones por escenarios en contingencias críticas



Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	S/E Parinacota 220kV	S/E Cóndores 220kV	S/E Pozo Almonte 220kV	S/E Tarapacá 220kV	S/E Lagunas 220kV	S/E Encuentro 220kV	SE Kimal 220kV	S/E Kapatur 220kV	S/E Laberinto 220kV	S/E Esmeralda 220kV	S/E Mejillones 220kV	S/E Nueva Zaldívar 220kV	S/E Domeyko 220kV
	<b>Desconexión de un circuito de línea</b>	Los Changos - Kimal 500kV C1	-3.4	-3.3	-3.3	-3.2	-3.1	-2.9	-2.9	-1.8	-2.5	-2.6	-2.6
Los Changos - Cumbre 500kV C1	-5.6	-5.5	-5.5	-5.2	-5.2	-4.8	-4.7	-3.6	-3.9	-4.3	-3.1	-3.6	-3.4
Cumbre - Nueva Cardones 500kV C1	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.8	-0.8	-0.6	-0.5	-0.6	-0.4	-0.1	0.0
220 kV Tarapacá-Cóndores	-3.5	-3.9	-3.0	-0.7	-0.9	-0.4	-0.3	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	0.0	0.0
220 kV Nva P. Almonte-Cóndores	-0.5	-0.8	-0.7	-0.3	-0.4	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0
220 kV Nva P. Almonte-Parinacota	-2.9	-2.5	-2.8	-1.9	-1.6	-0.6	-0.6	-0.2	-0.3	-0.4	-0.3	-0.1	0.0
220 kV Cochran-Encuentro.C1	-0.8	-0.7	-0.8	-0.7	-0.7	-0.8	-0.7	-0.2	-0.3	-0.5	-0.3	-0.1	0.0
220 kV Chacaya-Mejillones	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.1	-0.3	0.2	1.7	-0.1	0.0
220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar.C1	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.4	-0.5	-0.4	-1.2	-1.1
220 kV Tarapacá-Lagunas.C1	-0.7	-0.7	-0.6	-0.7	-0.5	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0
220 kV Cóndores-Parinacota	-4.2	-3.2	-3.0	-2.2	-1.8	-0.7	-0.6	-0.2	-0.3	-0.4	-0.4	-0.1	0.0
220 kV Lagunas-Collahuasi.C1	-1.0	-1.0	-1.0	-0.9	-0.9	-0.4	-0.4	-0.1	-0.2	-0.3	-0.2	0.0	0.0
220 kV Chacaya-El Cobre.C1	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	-0.3	-0.2	-0.6	-0.1	0.0
220 kV Chacaya-Crucero	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.2	-1.0	-0.1	0.0
220 kV Kapatur-O'Higgins.C1	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.4	-0.3	-0.2
220 kV Atacama-O'Higgins.C1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-0.1	0.0	0.5	-0.1	0.0	0.0
220 kV Andes-Tap Off Oeste	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.3	0.3	0.0	0.0
220 kV Andes-Nueva Zaldívar.C2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0
220 kV Crucero-Laberinto.C1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.5	-0.1	-0.3	-0.1	0.0
Los Changos - Kapatur 2x220kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Encuentro - Kimal 2x220kV C1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0
Crucero - Kimal 2x220kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
220 kV Crucero-María Elena	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
220 kV Salar-Chuquicamata	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
220 kV Kapatur-Laberinto.C1	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.7	-0.7	-0.4	-1.2	-0.8	-1.1	-0.9	-0.9
220 kV Encuentro-Collahuasi.C1	-1.5	-1.5	-1.5	-1.3	-1.3	-0.7	-0.7	-0.3	-0.3	-0.5	-0.4	-0.1	0.0
220 kV C. Tocopilla-T.O. El Loa.C7A	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0
220 kV T.O. S. Gorda Eól-El Tesoro	-1.1	-1.0	-1.0	-0.8	-1.0	-1.2	-1.2	-1.0	-2.2	-1.4	-1.9	-1.9	-1.8
<b>Equipo de compensación</b>	SVC Domeyko 220/19.5 kV	-2.3	-2.2	-2.3	-2.0	-2.2	-2.7	-2.6	-1.8	-4.0	-3.3	-3.8	-6.4
R. Los Changos 500kV	1.9	1.9	1.9	1.7	1.7	1.5	1.6	1.2	1.0	1.2	1.1	0.2	0.0
R. Nva. Cardones 500kV	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8	0.6	0.5	0.6	0.6	0.1	0.0
R. Angamos Laberinto 220 kV	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.3	0.1	0.2	0.1	0.0
R. Laberinto 220 kV	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.3	0.1	0.2	0.1	0.0
R. Lagunas 220 kV	2.0	1.9	1.9	1.8	1.7	0.7	0.6	0.2	0.3	0.4	0.4	0.1	0.0
R. Crucero 242 kV	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.1	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0
<b>TRF</b>	Los Changos 500/220kV - 3	0.7	0.6	0.6	0.5	0.6	0.8	0.8	0.4	0.4	0.5	0.3	0.1
Kimal 500/220kV 750MVA	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	-0.7	-0.7	-0.4	-0.4	-0.6	-0.4	-0.1	0.0
<b>Desc. de generador</b>	U16	-2.3	-2.2	-2.2	-2.1	-2.1	-1.9	-1.9	-1.4	-1.7	-1.8	-1.8	-1.4
CTTAR	-1.6	-1.6	-1.6	-1.5	-1.4	-1.0	-0.9	-0.6	-0.7	-0.8	-0.8	-0.5	-0.5
ANG1	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.8	-0.8	-0.8	-0.6	-0.5	-0.6	-0.6	-0.1	0.0
IEM	-1.7	-1.6	-1.7	-1.4	-1.6	-1.9	-1.9	-1.4	-1.9	-1.9	-1.9	-1.8	-1.8
NTO2	-1.3	-1.3	-1.3	-1.2	-1.2	-1.1	-1.1	-0.8	-0.6	-0.9	-0.6	-0.1	0.0

Tabla 4-32: Mayores variaciones absolutas de tensión



### Sensibilidad post-contingencia

En la tabla a continuación se resumen los máximos valores de sensibilidad dV/dQ [%/MVar] en las principales barras del Norte Grande en condiciones post-contingencia.

En particular, se observa que la desconexión del SVC y de circuitos de líneas de 220kV en la zona de Domeyko, producen los mayores aumentos de sensibilidad dV/dQ en esta zona; mientras que la desconexión de la central CTTAR, o las líneas cercanas a la S/E Parinacota producen los mayores aumentos en la zona al norte de Lagunas 220kV (Arica, Parinacota, Pozo Almonte e Iquique).

La desconexión de las líneas de 500kV que acometen a Los Changos producen un aumento de la sensibilidad en todo el norte grande, principalmente en condiciones de mínima inercia.

Mayor sensibilidad dV/dQ [%/MVar]

Subestación→ Contingencia↓	S/E Parinacota 220kV	S/E Cóndores 220kV	S/E Pozo Almonte 220kV	S/E Tarapacá 220kV	S/E Lagunas 220kV	S/E Encuentro 220kV	SE Kimal 220kV	S/E Kapatur 220kV	S/E Laberinto 220kV	S/E Esmeralda 220kV	S/E Mejillones 220kV	S/E Nueva Zaldívar 220kV	S/E Domeyko 220kV
	Desconexión de un circuito de línea	Los Changos - Kimal 500kV C1	0.235	0.215	0.147	0.098	0.076	0.040	0.037	0.016	0.043	0.115	0.056
Los Changos - Cumbre 500kV C1		0.257	0.239	0.157	0.128	0.105	0.064	0.060	0.038	0.066	0.141	0.058	0.100
Cumbre - Nueva Cardones 500kV C1		0.202	0.186	0.114	0.079	0.058	0.021	0.019	0.010	0.017	0.092	0.031	0.006
220 kV Tarapacá-Cóndores		0.295	0.291	0.188	0.088	0.066	0.021	0.019	0.009	0.017	0.092	0.031	0.006
220 kV Nva P. Almonte-Cóndores		0.203	0.207	0.133	0.080	0.057	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006
220 kV Nva P. Almonte-Parinacota		0.362	0.226	0.162	0.099	0.072	0.022	0.020	0.010	0.017	0.092	0.031	0.006
220 kV Cochane-Encuentro.C1		0.204	0.187	0.115	0.080	0.057	0.020	0.018	0.009	0.017	0.091	0.031	0.006
220 kV Chacaya-Mejillones		0.200	0.184	0.112	0.078	0.056	0.020	0.018	0.009	0.018	0.091	0.064	0.006
220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar.C1		0.199	0.183	0.111	0.078	0.057	0.029	0.026	0.013	0.038	0.108	0.051	0.070
220 kV Tarapacá-Lagunas.C1		0.208	0.193	0.118	0.096	0.057	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006
220 kV Cóndores-Parinacota		0.320	0.192	0.118	0.080	0.058	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006
220 kV Lagunas-Collahuasi.C1		0.208	0.191	0.120	0.083	0.060	0.020	0.018	0.009	0.017	0.091	0.031	0.006
220 kV Chacaya-El Cobre.C1		0.201	0.184	0.112	0.078	0.056	0.020	0.018	0.009	0.017	0.091	0.034	0.006
220 kV Chacaya-Crucero		0.201	0.185	0.113	0.079	0.057	0.021	0.019	0.009	0.017	0.091	0.035	0.006
220 kV Kapatur-O'Higgins.C1		0.201	0.185	0.113	0.079	0.057	0.031	0.028	0.013	0.042	0.115	0.057	0.068
220 kV Atacama-O'Higgins.C1		0.199	0.183	0.111	0.078	0.057	0.021	0.019	0.009	0.016	0.100	0.030	0.006
220 kV Andes-Tap Off Oeste		0.198	0.182	0.110	0.077	0.056	0.021	0.018	0.009	0.018	0.091	0.031	0.006
220 kV Andes-Nueva Zaldívar.C2		0.199	0.183	0.111	0.078	0.056	0.020	0.018	0.009	0.017	0.091	0.031	0.006
220 kV Crucero-Laberinto.C1		0.200	0.184	0.112	0.079	0.057	0.021	0.019	0.009	0.017	0.091	0.031	0.006
Los Changos - Kapatur 2x220kV C1		0.199	0.183	0.111	0.078	0.056	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.031	0.006
Encuentro - Kimal 2x220kV C1		0.200	0.184	0.112	0.078	0.057	0.022	0.018	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006
Crucero - Kimal 2x220kV C1		0.199	0.183	0.111	0.078	0.056	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006
220 kV Crucero-María Elena		0.200	0.184	0.112	0.079	0.057	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006
220 kV Salar-Chuquicamata		0.199	0.183	0.111	0.078	0.056	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006
220 kV Kapatur-Laberinto.C1	0.202	0.186	0.113	0.079	0.057	0.031	0.028	0.013	0.047	0.110	0.056	0.067	
220 kV C. Tocopilla-T.O. El Loa.C7A	0.199	0.183	0.111	0.078	0.056	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006	
220 kV T.O. S. Gorda Eó-El Tesoro	0.203	0.186	0.114	0.080	0.058	0.030	0.027	0.013	0.042	0.109	0.053	0.064	
Equipo de compensación	SVC Domeyko 220/19.5 kV	0.248	0.227	0.159	0.109	0.084	0.036	0.033	0.017	0.045	0.114	0.057	0.068
	R. Los Changos 500kV	0.191	0.176	0.104	0.075	0.054	0.020	0.018	0.009	0.016	0.090	0.030	0.006
	R. Nva. Cardones 500kV	0.195	0.179	0.107	0.076	0.055	0.020	0.018	0.009	0.016	0.090	0.030	0.006
	R. Angamos Laberinto 220 kV	0.198	0.182	0.110	0.077	0.056	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006
	R. Laberinto 220 kV	0.198	0.182	0.110	0.077	0.056	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006
	R. Lagunas 220 kV	0.191	0.176	0.105	0.075	0.054	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006
Desc. de generador	R. Crucero 242 kV	0.197	0.181	0.109	0.077	0.055	0.020	0.018	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006
	U16	0.206	0.192	0.113	0.088	0.067	0.033	0.029	0.014	0.041	0.111	0.055	0.064
	CTTAR	0.253	0.234	0.150	0.112	0.087	0.042	0.038	0.015	0.047	0.118	0.060	0.070
	ANG1	0.201	0.185	0.113	0.079	0.058	0.033	0.030	0.017	0.043	0.112	0.056	0.066
	IEM	0.215	0.197	0.126	0.086	0.063	0.038	0.035	0.021	0.051	0.120	0.064	0.076
NT02	0.206	0.189	0.117	0.082	0.060	0.024	0.021	0.010	0.017	0.093	0.031	0.006	

Tabla 4-33. Máximos valores de sensibilidad dV/dQ en condiciones post-contingencia



### 4.6.3 Principales resultados

#### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Norte Grande de la siguiente manera:

- Se mantiene la recomendación de considerar al ACT subdividida en 2 sub-ACT.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Grande.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Norte Grande	norte-centro	-435	-148
	sur	87	154

Tabla 4-34: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

#### Reservas de potencia reactiva para contingencia

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Norte Grande para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Norte Grande	Total	Capacitiva	<b>309</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-142</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
Norte Grande	Centro/norte	Capacitiva	<b>265</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-112</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
Norte Grande	sur	Capacitiva	<b>63</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-54</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar

Tabla 4-35: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande

### 4.6.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

#### Requerimientos en red completa

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Grande dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.



Las obras asociada a las líneas de 220kV entre Nva Pozo Almonte y Parinacota reducen la sensibilidad en las barras del norte del ACT (Parinacota y Cóndores), pero derivan en que las mismas operen con elevados niveles de tensión en red completa, cercanos al límite normativo. A pesar de que no se presentan incumplimientos, resulta conveniente la incorporación de recursos adicionales para contrarrestar el excedente de potencia reactiva local.

Por otro lado, al igual que en 2020, las barras de la sub-ACT sur presentan valores de tensión por debajo de la tensión nominal en la mayoría de los escenarios de estudio, por lo que se mantiene la recomendación de la incorporación de recursos de control adicional para mejorar el perfil de tensiones.

### Reservas de potencia reactiva

En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Grande dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Reservas de potencia	Capacitivas		Inductivas	
	Esc. de Estudio	Requerim.	Esc. de Estudio	Requerim.
<b>Norte Grande - Región norte-centro</b>				
Mínimo	385	265	-357	-112
Máximo	1326		-847	
<b>Norte Grande - Región sur</b>				
Mínimo	4	63	-134	-54
Máximo	66		-196	
<b>Norte Grande - Total</b>				
Mínimo	428	309	-491	-142
Máximo	1352		-1020	

Tabla 4-36: Resumen suficiencia en ACT

Se puede observar que específicamente en la sub-ACT de Domeyko se presenta una condición de déficit de las reservas capacitivas requeridas (condición que se repite en la mayoría de los escenarios analizados).

El déficit en esta sub-ACT deriva en que los recursos utilizados para el control de las tensiones sean brindados por la sub-ACT adyacente, lo cual como ya se mencionó, no deriva en tensiones inadmisibles. Por otro lado, en lo que respecta a las variaciones de la tensión en 220kV, se encuentra que se presentan variaciones mayores al 5% (hasta 6.8%) ante la pérdida del SVC Plus de Domeyko en los escenarios de estudio analizados a la fecha.

Considerando esto, se mantienen para esta fecha las recomendaciones asociadas a la incorporación de recursos adicionales en la zona mediante equipos que brinden control de tensión dinámico, considerando conveniente algunos de los siguientes proyectos:





1. PV Domeyko Oeste (201MVA) [proyecto futuro]
2. PE Cerro Tigre (158MVA) [proyecto futuro]
3. PV Andes Solar (21.8MVA)

Los recursos están enunciados en orden de prioridad con respecto a su efectividad. En todos los casos, se recomienda que el control sea tanto de día como de noche, lo que implica:

- Proyectos solares con control de tensión aún sin recurso primario
- Proyectos eólicos del tipo full converter pueden dar este servicio en ausencia de recurso primario, mientras que proyectos eólicos del tipo DFIG sólo podrán dar este soporte en condiciones de disponibilidad de viento.

A pesar de que una mayor velocidad de respuesta del control de tensión mejora su desempeño, una respuesta del orden de los 5 segundos es suficiente para mejorar el control de tensión del área.

Por otro lado, la zona de Parinacota las variaciones de tensión post-contingencias son menores al 5% por lo que se considera que los requerimientos de compensación para la operación en red completa pueden suplirse por recursos estáticos, es decir, sin control dinámico de la tensión. Los equipos disponibles que serían efectivos para tal fin son los proyectos solares actualmente en servicio conectados a la S/E Pozo Almonte, o los proyectos futuros a conectarse a la S/E Lagunas:

1. PV La Huayca II (25MVA)
2. PV PAS2 / PAS3 (7+16 MVA)
3. PV Atacama Solar (151MVA) [proyecto futuro]
4. PV Santa Isabel (70MVA) [proyecto futuro]

Se recomienda que el control sea tanto de día como de noche, lo que implica que los proyectos solares ofrezcan potencia reactiva aún sin recurso primario.



## 4.7 Análisis año 2023

### 4.7.1 Requerimientos y reserva de potencia reactiva

#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de cada RCT por tipo, escenario e hidrología, separados en zona norte/centro del Norte Grande y zona sur del Norte Grande. Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva en la acometida de la línea Los Changos – Parinas 2x500kV a la S/E Los Changos.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales		
	HÚMEDA				SECA				HH	SECA	
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DB_Noche N-1	CT10 DB_Día N-1	CT11 DB_Noche N+2
<b>ACT-NG_nor-cen</b>											
<b>RCT</b>	<b>-201</b>	<b>-314</b>	<b>-193</b>	<b>-120</b>	<b>-271</b>	<b>-357</b>	<b>-255</b>	<b>-138</b>	<b>-165</b>	<b>-280</b>	<b>-139</b>
Capacitor	55	48	147	136	55	55	102	105	54	48	105
ERNC	0	-43	-13	-8	0	-81	-51	0	0	-36	0
Generador	45	5	-6	80	-4	-31	11	76	79	30	73
Reactor	-300	-324	-320	-327	-322	-301	-317	-319	-298	-322	-317
<b>Demanda</b>	<b>201</b>	<b>314</b>	<b>193</b>	<b>120</b>	<b>271</b>	<b>357</b>	<b>255</b>	<b>138</b>	<b>165</b>	<b>280</b>	<b>139</b>
Carga	-340	-323	-384	-388	-349	-345	-384	-384	-340	-323	-384
TR	-436	-453	-493	-477	-416	-447	-493	-489	-418	-454	-570
Líneas	981	1136	1067	974	1052	1125	1099	979	991	1123	944
Intercambio	-4	-46	3	11	-16	25	34	33	-68	-66	150
<b>ACT-NG_sur</b>											
<b>RCT</b>	<b>151</b>	<b>111</b>	<b>169</b>	<b>169</b>	<b>137</b>	<b>137</b>	<b>157</b>	<b>168</b>	<b>143</b>	<b>127</b>	<b>166</b>
Capacitor	33	33	37	37	33	33	37	37	33	33	37
FACTS	118	78	132	132	103	104	120	131	110	94	128
<b>Demanda</b>	<b>-151</b>	<b>-111</b>	<b>-169</b>	<b>-169</b>	<b>-137</b>	<b>-137</b>	<b>-157</b>	<b>-168</b>	<b>-143</b>	<b>-127</b>	<b>-166</b>
Carga	-130	-130	-125	-125	-130	-130	-125	-125	-130	-130	-125
TR	-50	-50	-54	-54	-50	-50	-54	-54	-50	-50	-63
Líneas	38	44	33	28	39	43	35	28	38	43	35
Intercambio	-9	25	-23	-19	5	0	-13	-17	-1	10	-13

Tabla 4-37: Resumen RCT por escenario, hidrología y sub-AC T.

A la fecha de estudio no se presentan modificaciones topológicas significativas dentro del Norte Grande, en comparación al año 2022. Debido a esto no se modifican los requerimientos en red completa.

En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Norte Grande divididos en zona norte/centro y sur, para los escenarios de estudio específicos, en donde se observa que no sólo los valores máximos y mínimos son similares a los años anteriores, sino que la evolución diaria también presenta una características similar.

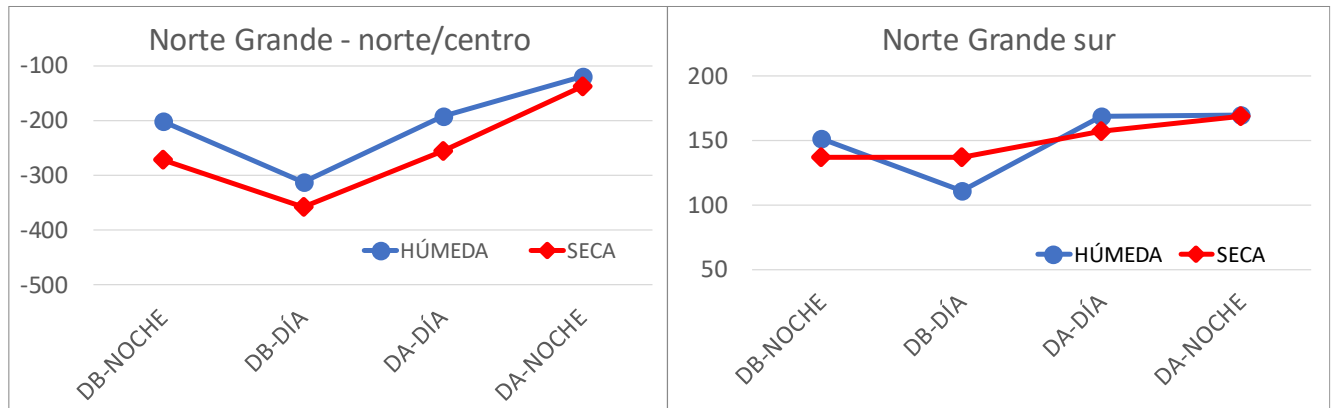


Figura 4-11: RPR por sub-ACT | Norte Grande.

La tabla siguiente resume los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Norte Grande	norte-centro	-357	-120
	sur	111	169

Tabla 4-38: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

### Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del Norte Grande post-contingencia. Las mismas se enuncian en el apartado 4.4.

En las tablas a continuación se resumen los máximos RPR encontrados para las contingencias más relevantes de cada tipo, como el total para el Norte Grande y parciales para las zonas norte-centro y sur.

### Circuitos de 500kV

Hidrología →	Escenario → Condición   sub-ACT	Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH	HS	
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DB_Noche N-1	CT10 DB_Día N-1	CT11 DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	45	5	-6	80	-4	-31	11	76	79	30	73
	Q sur	118	78	132	132	103	104	120	131	110	94	128
	Q total	163	83	126	212	100	73	131	207	188	124	202
Los Changos Kimal 500kV C1	Q norte-centro	201	92	183	240	114	84	152	232	276	132	190
	Q sur	125	126	123	128	129	128	129	128	123	127	131
	Q total	326	218	306	369	243	212	281	360	399	260	321
	ΔQ norte-centro	157	87	188	161	118	114	141	157	198	102	117
	ΔQ sur	7	48	-9	-4	26	24	9	-4	13	33	3
	ΔQ total	164	135	180	157	144	139	150	153	210	136	119
Los Changos Parinas 500kVC1	Q norte-centro	181	81	165	191	84	53	121	184	308	119	155
	Q sur	126	117	124	130	130	130	130	129	122	128	132
	Q total	307	198	289	321	214	182	251	313	430	247	286
	ΔQ norte-centro	136	76	171	112	88	84	110	109	230	89	81
	ΔQ sur	8	39	-8	-3	26	26	10	-3	12	34	3
	ΔQ total	144	115	163	109	114	109	120	106	241	123	84

Tabla 4-39: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. circuitos 500kV.



De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Norte Grande, en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N, son:

- Desconexión de un circuito de la línea Los Changos – Parinas 500kV: **241MVAR capacitivos**.
- Desconexión de un circuito de la línea Kimal – Los Changos 500kV: **210MVAR capacitivos**.

#### Circuitos de 220kV

Hidrología →		Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH		HS
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11
Condición / sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche N-1	DB_Día N-1	DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	45	5	-6	80	-4	-31	11	76	79	30	73
	Q sur	118	78	132	132	103	104	120	131	110	94	128
	Q total	163	83	126	212	100	73	131	207	188	124	202
220 kV Cochrane- Encuentro.C 1	Q norte-centro	66	25	36	115	19	-8	34	110	98	48	223
	Q sur	129	91	130	131	111	114	130	131	122	108	131
	Q total	195	116	166	246	130	106	164	241	221	156	354
	ΔQ norte-centro	21	20	41	35	23	22	23	35	20	18	150
	ΔQ sur	11	13	-2	-1	8	10	10	-1	13	14	3
	ΔQ total	32	33	39	34	31	32	34	34	33	32	153
220 kV T.O. Sierra Gorda Eólico-El Tesoro	Q norte-centro	125	30	112	141	35	-6	66	170	164	49	128
	Q sur	126	111	124	129	130	129	131	127	127	122	131
	Q total	251	141	236	271	165	123	196	297	291	171	259
	ΔQ norte-centro	80	25	118	62	39	25	55	94	85	19	55
	ΔQ sur	8	33	-8	-3	26	25	11	-4	17	28	2
	ΔQ total	88	58	110	59	65	50	65	90	102	47	57

Tabla 4-40: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. circuitos 220kV.

De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Norte Grande en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), son:

- Desconexión línea Cochrane - Encuentro 220kV: **153MVAR capacitivos**.  
Sólo en escenarios con alta generación de la CT Cochrane. La mayor parte del requerimiento está específicamente asociado a las unidades de la central, para mantener las tensiones de su barra dentro de los límites admisibles.
- Desconexión línea Sierra Gorda – El Tesoro 220kV: **110MVAR capacitivos**.



**FACT**

Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH		HS
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DB_Noche N-1	CT10 DB_Día N-1	CT11 DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	45	5	-6	80	-4	-31	11	76	79	30	73
	Q sur	118	78	132	132	103	104	120	131	110	94	128
	Q total	163	83	126	212	100	73	131	207	188	124	202
SVC Domeyko	Q norte-centro	212	118	202	253	125	105	174	247	235	169	232
	Q sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Q total	212	118	202	253	125	105	174	247	235	169	232
	ΔQ norte-centro	167	113	208	173	129	135	163	172	156	140	159
	ΔQ sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ΔQ total	167	113	208	173	129	135	163	172	156	140	159

Tabla 4-41: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. SVC Domeyko.

De la tabla anterior puede verse que la desconexión del SVC de Domeyko genera un RPR de **208MVAR capacitivos** en los RCT del Norte Grande.

**Reactores**

Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH		HS
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DB_Noche N-1	CT10 DB_Día N-1	CT11 DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	45	5	-6	80	-4	-31	11	76	79	30	73
	Q sur	118	78	132	132	103	104	120	131	110	94	128
	Q total	163	83	126	212	100	73	131	207	188	124	202
Reactor Los Changos 500kV 175Mvar	Q norte-centro	-52	-86	-107	-35	-105	-128	-89	-46	-13	-53	-36
	Q sur	77	32	89	106	71	66	82	113	61	41	104
	Q total	25	-55	-18	72	-34	-62	-7	66	47	-12	68
	ΔQ norte-centro	-97	-91	-101	-114	-101	-97	-99	-122	-92	-83	-110
	ΔQ sur	-41	-46	-43	-26	-32	-38	-38	-19	-49	-53	-24
	ΔQ total	-138	-138	-145	-140	-133	-135	-137	-141	-141	-136	-134
Reactor Parinas 500kV 175Mvar	Q norte-centro	-15	-51	-71	8	-66	-91	-50	-4	FS	-21	8
	Q sur	93	50	108	118	84	81	97	125	FS	62	114
	Q total	78	-1	37	126	18	-10	47	121	FS	41	122
	ΔQ norte-centro	-60	-56	-65	-72	-62	-60	-61	-80	FS	-51	-66
	ΔQ sur	-25	-28	-24	-14	-20	-23	-23	-7	FS	-32	-14
	ΔQ total	-85	-84	-89	-86	-82	-83	-84	-87	FS	-83	-80

Tabla 4-42: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. reactores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un reactor de barra de 500kV demanda altos niveles de requerimientos de potencia reactiva inductiva de los RCT del Norte Grande. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión del reactor de barra de Los Changos 500kV: **145MVAR inductivos** y Parinas 500kV: **89MVAR inductivos**.



### Transformadores

Hidrología →		Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH		HS
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche N-1	DB_Día N-1	DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	45	5	-6	80	-4	-31	11	76	79	30	73
	Q sur	118	78	132	132	103	104	120	131	110	94	128
	Q total	163	83	126	212	100	73	131	207	188	124	202
Los Changos 500/220kV 750MVA	Q norte-centro	48	8	-2	84	-1	-29	13	80	81	33	-22
	Q sur	119	79	132	132	104	104	120	131	111	95	107
	Q total	167	86	130	216	103	76	133	211	191	128	85
	ΔQ norte-centro	3	3	4	4	3	2	2	4	2	3	-95
	ΔQ sur	1	1	0	0	1	0	0	0	1	1	-21
	ΔQ total	4	3	4	4	4	3	3	4	3	5	117
Kimal 500/220kV 750MVA	Q norte-centro	65	16	27	111	17	-16	27	105	114	38	83
	Q sur	128	86	130	131	111	111	128	131	130	100	130
	Q total	193	101	157	243	128	95	155	236	244	138	213
	ΔQ norte-centro	20	11	32	32	21	15	16	30	35	8	9
	ΔQ sur	10	8	-2	-1	8	7	8	-1	20	6	2
	ΔQ total	31	18	30	31	28	22	24	29	55	14	11

Tabla 4-43: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. transformadores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un transformador de 500/220kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Norte Grande, comparativamente menor a la desconexión de un circuito de línea.

Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión del transformador de Los Changos 500/220kV: **117MVar capacitivos**. Este nivel de requerimiento se da sólo en el escenario de elevada generación en el norte grande.

### Generadores

De la tabla siguiente se encuentra que la desconexión de una unidad sincrónica del Norte Grande en general demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Norte Grande. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión de:

- U16: **158MVar capacitivos**.
- IEM: **125MVar capacitivos**.



Hidrología→		Escenarios Específicos								E. Adicionales		
		HÚMEDA				SECA				HH		HS
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche N-1	DB_Día N-1	DA_Noche N+2
Red N	Q nor-cen	45	5	-6	80	-4	-31	11	76	79	30	73
	Q sur	118	78	132	132	103	104	120	131	110	94	128
	Q total	163	83	126	212	100	73	131	207	188	124	202
U16	Q norte-centro	185	FS	FS	NC	56	FS	FS	NC	FS	FS	32
	Q sur	124	FS	FS	NC	115	FS	FS	NC	FS	FS	124
	Q total	309	FS	FS	NC	171	FS	FS	NC	FS	FS	156
	ΔQ norte-centro	152	FS	FS	NC	31	FS	FS	NC	FS	FS	-17
	ΔQ sur	6	FS	FS	NC	11	FS	FS	NC	FS	FS	-5
	ΔQ total	158	FS	FS	NC	43	FS	FS	NC	FS	FS	-22
IEM	Q norte-centro	160	50	121	158	59	7	71	NC	NC	92	59
	Q sur	125	115	124	130	130	124	131	NC	NC	127	127
	Q total	285	165	244	288	189	131	202	NC	NC	219	187
	ΔQ norte-centro	118	47	127	81	74	37	58	NC	NC	66	-5
	ΔQ sur	7	37	-8	-2	26	20	11	NC	NC	33	-1
	ΔQ total	125	84	119	79	100	57	69	NC	NC	98	-6

Tabla 4-44: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande | Desc. generación sincr.

### Máximos del ACT

A continuación se resumen los máximos requerimientos del ACT y de las Sub-ACT. En este caso, la contingencia más exigente para la zona sur del ACT, en cuanto a aporte de potencia reactiva capacitiva difiere de la correspondiente a la zona centro/norte del ACT.

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Norte Grande	Total	Capacitiva	<b>241</b>	Los Changos - Parinas 500kV C1
		Inductiva	<b>-145</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
Norte Grande	Centro/norte	Capacitiva	<b>230</b>	Los Changos - Parinas 500kV C1
		Inductiva	<b>-122</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
Norte Grande	sur	Capacitiva	<b>48</b>	Los Changos - Kimal 500kV C1
		Inductiva	<b>-53</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVar

Tabla 4-45: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande

Se puede observar que los requerimientos de reserva capacitiva se reducen en 70MVar con respecto al año anterior por el seccionamiento de la línea Los Changos – Cumbre 500kV, línea cuya contingencia deriva en los mayores requerimientos en años anteriores al aquí analizado.





#### 4.7.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

##### Operación normal

En el gráfico siguiente se muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en un conjunto de barras de principal interés, en condiciones de operación normal para todos los escenarios específicos de estudio.

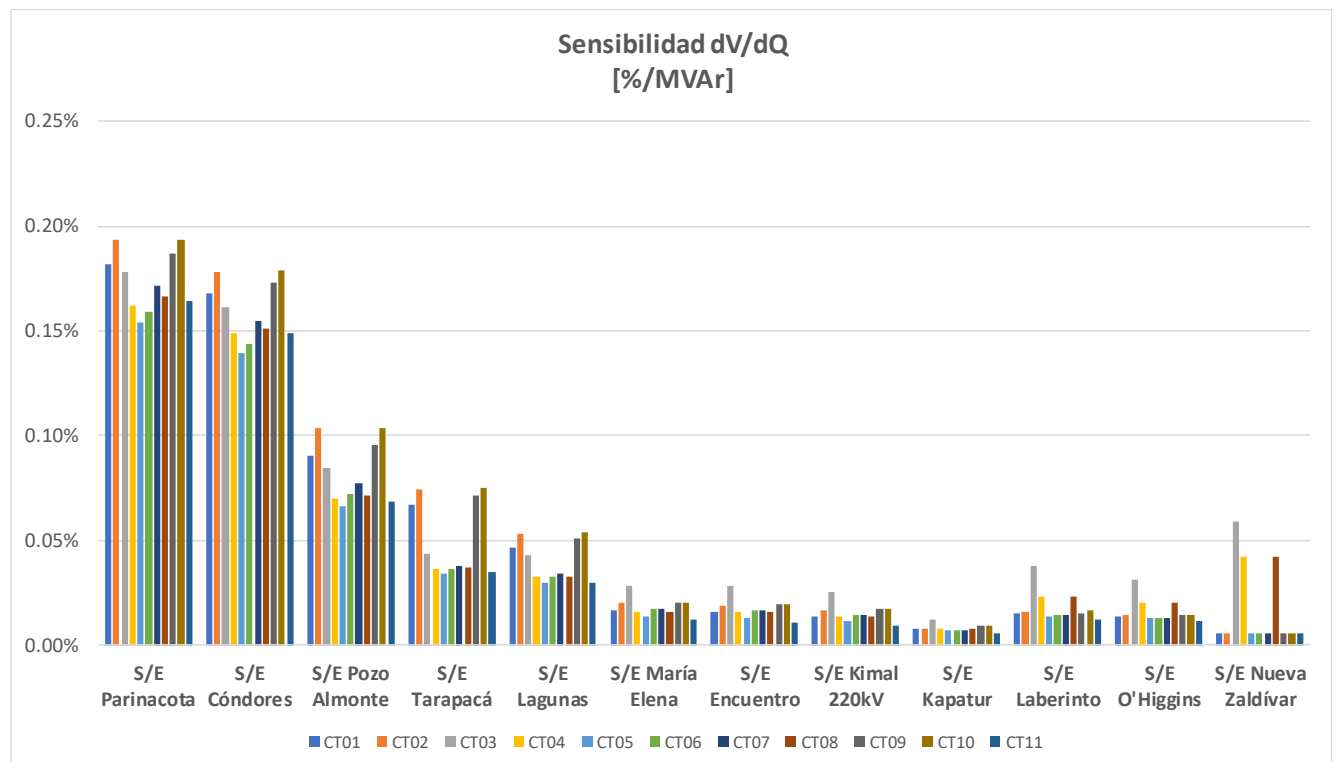


Figura 4-12 Sensibilidades dV/dQ en barras de 220kV del ACT Norte Grande en operación normal

De este gráfico se puede observar que no se presentan modificaciones en la sensibilidad de las barras del sistema en comparación con 2022.

Por otra parte, las figuras siguientes muestran el perfil de tensión en red completa en los principales nodos del área para las distintas condiciones de operación analizadas.

Se observa que, al igual que en 2022, existen escenarios en donde las barras de la S/E Parinacota operan con elevados niveles de tensión, cercanos al límite normativo en red completa.

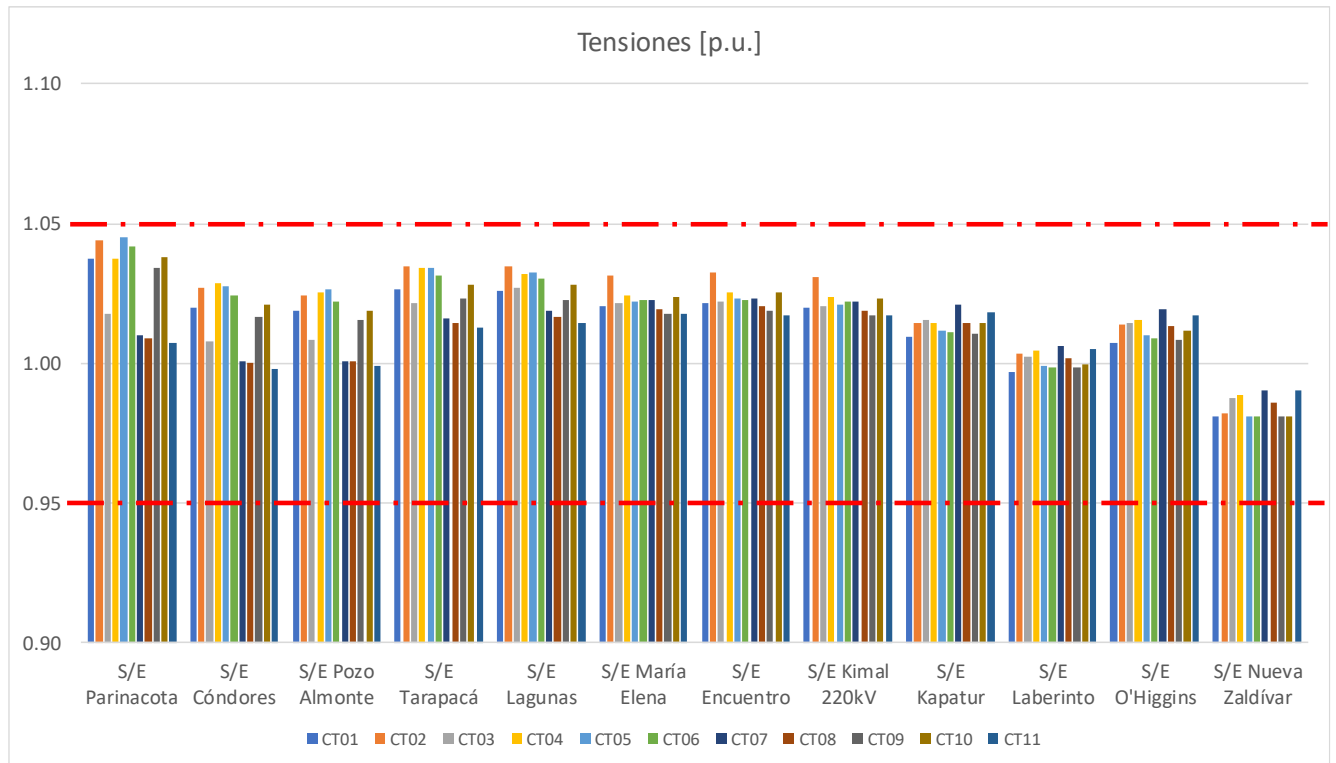


Figura 4-13. Perfil de tensiones del ACT Norte Grande en operación normal

### Operación post-contingencia

A continuación se presenta el análisis del impacto de las contingencias en el sistema en lo que respecta a tensiones y sensibilidades post-contingencia.

### Variación de la tensión

En la siguiente figura se presentan los máximos y mínimos valores de tensión en estado post-contingencia en las principales subestaciones del sistema de 220kV del área considerando el abanico de escenarios específicos.

En este caso se puede observar que las contingencias en la sub-ACT Sur asociada a la pérdida del SVC de Domeyko implica tensiones mínimas cercanas a los límites normativos. A pesar de esto, de los resultados obtenidos de la simulación de contingencias en el norte grande, se encuentra en todos los casos que las tensiones se enmarcan en las bandas establecidas para la operación en Estado de Emergencia.

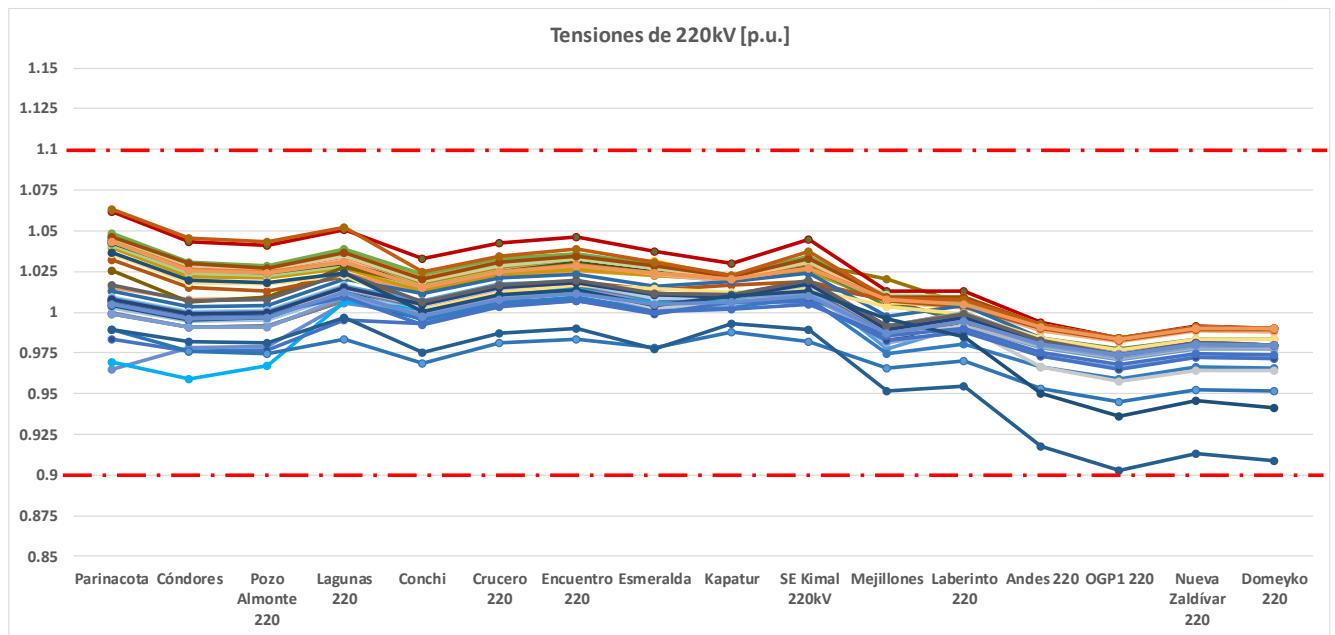


Figura 4-14. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia del ACT Norte Grande

Por otra parte, en la Tabla 4-47 se muestra el resumen de las máximas variaciones de tensión respecto al escenario pre-contingencia, tanto positivas como negativas, ante la totalidad de las contingencias.

Con el seccionamiento de la línea Los Changos – Cumbre en la S/E Parinas, se reduce el impacto de dicha contingencia por lo que sólo se presentan variaciones de tensión mayores a los límites en red completa (5%) ante la falla del SVC Domeyko, alcanzando un 8% de variación máxima.

Contingencia	SVC Domeyko
Escenario	Máxima variación de U [%]
CT01	-6.4
CT02	-4.6
CT03	-8.0
CT04	-5.6
CT05	-4.5
CT06	-4.8
CT07	-5.6
CT08	-5.6
CT09	-6.0
CT10	-6.2
CT11	-4.9

Tabla 4-46: Resumen de máximas variaciones por escenarios en contingencias críticas



Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	S/E Parinacota 220kV	S/E Cóndores 220kV	S/E Pozo Almonte 220kV	S/E Tarapacá 220kV	S/E Lagunas 220kV	S/E Encuentro 220kV	S/E Kimal 220kV	S/E Kapatur 220kV	S/E Laberinto 220kV	S/E Esmeralda 220kV	S/E Mejillones 220kV	S/E Nueva Zaldívar 220kV	S/E Domeyko 220kV	
	<b>Desconexión de un circuito de línea</b>	Los Changos - Kimal 500kV C1	-4.1	-4.1	-4.0	-3.9	-3.8	-3.5	-3.5	-2.3	-3.0	-3.2	-3.1	-3.4
	Los Changos - Parinas 500kV C1	-4.3	-4.2	-4.1	-4.0	-3.9	-3.6	-3.5	-2.8	-3.2	-3.4	-2.6	-3.3	-3.3
	Parinas - Cumbre 500kV C1	-0.7	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.4	-0.6	-0.6	-0.6	-0.7	-0.7
	Cumbre - Nueva Cardones 500kV C1	-1.0	-1.0	-0.9	-0.9	-0.9	-0.8	-0.8	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.8	-0.8
	220 kV Tarapacá-Cóndores	-4.0	-4.3	-3.4	-0.7	-1.1	-0.6	-0.6	-0.3	-0.5	-0.5	-0.5	-0.6	-0.6
	220 kV Nva P. Almonte-Cóndores	-0.5	-0.8	-0.6	-0.3	-0.3	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
	220 kV Nva P. Almonte-Parinacota	-3.3	-2.2	-2.5	-1.6	-1.4	-0.6	-0.6	-0.3	-0.5	-0.5	-0.5	-0.6	-0.6
	220 kV Cochran-Encuentro.C1	-0.8	-0.8	-0.8	-0.6	-0.8	-1.0	-0.8	-0.4	-0.7	-0.8	-0.7	-0.8	-0.8
	220 kV Chacaya-Mejillones	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	-0.5	0.2	1.9	-0.3	-0.2
	220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar.C1	-0.7	-0.6	-0.7	-0.5	-0.6	-0.8	-0.7	-0.6	-1.0	-1.0	-1.1	-2.4	-2.3
	220 kV Tarapacá-Lagunas.C1	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.5	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
	220 kV Cóndores-Parinacota	-4.6	-3.2	-2.9	-2.2	-1.8	-0.7	-0.7	-0.3	-0.6	-0.6	-0.6	-0.7	-0.7
	220 kV Lagunas-Collahuasi.C1	-0.9	-0.9	-0.9	-0.8	-0.8	-0.6	-0.5	-0.3	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5
	220 kV Chacaya-El Cobre.C1	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.4	-0.5	-0.5	-0.3	-0.7	-0.6	-1.0	-0.8	-0.8
	220 kV Chacaya-Crucero	-0.5	-0.4	-0.5	-0.4	-0.4	-0.5	-0.5	-0.4	-0.9	-0.7	-1.5	-1.0	-1.0
	220 kV Kapatur-O'Higgins.C1	-0.8	-0.8	-0.8	-0.7	-0.8	-1.0	-0.9	-0.7	-1.3	-1.3	-1.3	-1.6	-1.6
	220 kV Atacama-O'Higgins.C1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	0.4	-0.3	-0.4	-0.4
	220 kV Andes-Tap Off Oeste	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2	0.4	0.3	0.4	0.3	0.3
	220 kV Andes-Nueva Zaldívar.C2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.4	-0.3	-0.3	-0.6	-0.6
	220 kV Crucero-Laberinto.C1	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.9	-0.5	-0.8	-0.9	-0.9
	Los Changos - Kapatur 2x220kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
	Encuentro - Kimal 2x220kV C1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
	Crucero - Kimal 2x220kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0
	220 kV Crucero-María Elena	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	220 kV Salar-Chuquicamata	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1
	220 kV Kapatur-Laberinto.C1	-1.1	-1.1	-1.1	-1.0	-1.1	-1.3	-1.2	-0.8	-2.1	-1.4	-1.9	-2.2	-2.2
	220 kV Encuentro-Collahuasi.C1	-1.4	-1.4	-1.3	-1.3	-1.3	-0.8	-0.8	-0.4	-0.7	-0.7	-0.7	-0.8	-0.8
	220 kV C. Tocopilla-T.O. El Loa.C7A	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	220 kV T.O. S. Gorda Eól-El Tesoro	-1.5	-1.4	-1.4	-1.2	-1.4	-1.6	-1.6	-1.3	-2.8	-1.9	-2.6	-2.9	-2.9
<b>Equipo de compensación</b>	SVC Domeyko 220/19.5 kV	-3.4	-3.3	-3.3	-3.1	-3.0	-3.2	-3.1	-2.2	-4.7	-4.0	-4.6	-7.5	-8.0
	R. Los Changos 500kV	1.8	1.8	1.8	1.7	1.6	1.5	1.5	1.2	1.0	1.2	1.1	0.5	0.4
	R. Nva. Cardones 500kV	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.6	0.7	0.6	0.5	0.4
	R. Parinas 2	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.7	0.7	0.8	0.7	0.5	0.4
	R. Angamos Laberinto 220 kV	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.5	0.3	0.4	0.4	0.4
	R. Laberinto 220 kV	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.5	0.3	0.4	0.4	0.4
	R. Lagunas 220 kV	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	0.6	0.6	0.2	0.4	0.5	0.4	0.3	0.3
	R. Crucero 242 kV	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
<b>TRF</b>	Los Changos 500/220kV - 3	0.6	0.6	0.6	0.5	0.6	0.7	0.8	0.5	0.4	0.5	0.3	0.1	0.0
	Kimal 500/220kV 750MVA	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	-0.7	-0.7	-0.4	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6
<b>Desc. de generadoración</b>	U16	-3.0	-2.9	-2.9	-2.8	-2.7	-2.5	-2.5	-1.7	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5
	CTTAR	-2.7	-2.6	-2.5	-2.5	-2.2	-1.5	-1.4	-0.9	-1.4	-1.4	-1.4	-1.6	-1.6
	ANG1	-1.5	-1.5	-1.4	-1.4	-1.4	-1.3	-1.2	-1.0	-1.3	-1.2	-1.3	-1.2	-1.2
	IEM	-2.5	-2.5	-2.5	-2.3	-2.3	-2.6	-2.6	-2.0	-2.8	-2.7	-2.8	-3.2	-3.2
	NTO2	-1.4	-1.4	-1.4	-1.3	-1.3	-1.2	-1.2	-0.9	-1.1	-1.1	-1.1	-1.2	-1.2

Tabla 4-47: Mayores variaciones absolutas de tensión



### Sensibilidad post-contingencia

En la tabla a continuación se resumen los máximos valores de sensibilidad  $dV/dQ$  [%/MVAr] en las principales barras del Norte Grande en condiciones post-contingencia.

En particular, se observa que la desconexión del SVC produce los mayores aumentos de sensibilidad  $dV/dQ$  en esta zona; mientras que la desconexión de la central CTTAR, o las líneas cercanas a la S/E Parinacota producen los mayores aumentos en la zona al norte de Lagunas 220kV. La desconexión de las líneas de 500kV que acometen a Los Changos producen un aumento de la sensibilidad en todo el norte grande, principalmente en condiciones de mínima inercia, al igual que la pérdida de generación en el ACT.

		Mayor sensibilidad $dV/dQ$ [%/MVAr]													
		S/E Parinacota 220kV	S/E Cándores 220kV	S/E Pozo Almonte 220kV	S/E Tarapacá 220kV	S/E Lagunas 220kV	S/E Encuentro 220kV	S/E Kimal 220kV	S/E Kapatur 220kV	S/E Laberinto 220kV	S/E Esmeralda 220kV	S/E Mejillones 220kV	S/E Nueva Zaldívar 220kV	S/E Domeyko 220kV	
Subestación →	Contingencia ↓														
Desconexión de un circuito de línea	Los Changos - Kimal 500kV C1	0.237	0.219	0.143	0.107	0.084	0.042	0.039	0.018	0.049	0.119	0.061	0.073	0.074	
	Los Changos - Parinas 500kV C1	0.231	0.213	0.138	0.103	0.081	0.040	0.037	0.020	0.051	0.119	0.063	0.075	0.076	
	Parinas - Cumbre 500kV C1	0.196	0.180	0.105	0.076	0.055	0.030	0.027	0.013	0.039	0.109	0.052	0.062	0.063	
	Cumbre - Nueva Cardones 500kV C1	0.204	0.189	0.110	0.085	0.064	0.031	0.028	0.015	0.040	0.110	0.053	0.063	0.064	
	220 kV Tarapacá-Cóndores	0.261	0.260	0.139	0.077	0.055	0.030	0.027	0.013	0.039	0.109	0.052	0.061	0.062	
	220 kV Nva P. Almonte-Cóndores	0.195	0.204	0.121	0.077	0.054	0.029	0.026	0.013	0.038	0.107	0.050	0.059	0.061	
	220 kV Nva P. Almonte-Parinacota	0.319	0.186	0.110	0.077	0.055	0.029	0.026	0.013	0.038	0.108	0.051	0.060	0.061	
	220 kV Cochran-Encuentro.C1	0.196	0.181	0.106	0.076	0.054	0.029	0.026	0.013	0.039	0.109	0.051	0.061	0.062	
	220 kV Chacaya-Mejillones	0.195	0.179	0.105	0.075	0.054	0.029	0.027	0.013	0.040	0.108	0.081	0.060	0.061	
	220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar.C1	0.199	0.185	0.107	0.082	0.062	0.030	0.027	0.014	0.040	0.110	0.053	0.074	0.074	
	220 kV Tarapacá-Lagunas.C1	0.200	0.187	0.109	0.092	0.054	0.029	0.026	0.013	0.038	0.108	0.051	0.060	0.061	
	220 kV Cándores-Parinacota	0.313	0.187	0.112	0.078	0.056	0.029	0.026	0.013	0.039	0.109	0.051	0.061	0.062	
	220 kV Chacaya-El Cobre.C1	0.195	0.179	0.105	0.075	0.054	0.029	0.026	0.013	0.039	0.108	0.054	0.060	0.062	
	220 kV Chacaya-Crucero	0.195	0.180	0.105	0.076	0.055	0.029	0.026	0.013	0.040	0.109	0.059	0.062	0.063	
	220 kV Kapatur-O'Higgins.C1	0.202	0.187	0.109	0.084	0.063	0.033	0.029	0.015	0.045	0.119	0.060	0.073	0.075	
	220 kV Atacama-O'Higgins.C1	0.195	0.179	0.105	0.076	0.055	0.029	0.026	0.013	0.038	0.116	0.050	0.060	0.061	
	220 kV Andes-Tap Off Oeste	0.194	0.178	0.104	0.075	0.054	0.029	0.026	0.018	0.009	0.022	0.095	0.031	0.045	0.046
	220 kV Andes-Nueva Zaldívar.C2	0.194	0.179	0.104	0.075	0.054	0.029	0.026	0.013	0.038	0.108	0.051	0.060	0.061	
	220 kV Crucero-Laberinto.C1	0.195	0.180	0.105	0.076	0.055	0.029	0.026	0.013	0.041	0.108	0.052	0.063	0.064	
	Los Changos - Kapatur 2x220kV C1	0.194	0.179	0.104	0.075	0.054	0.029	0.026	0.013	0.038	0.107	0.050	0.060	0.061	
	Encuentro - Kimal 2x220kV C1	0.195	0.179	0.105	0.075	0.054	0.031	0.026	0.013	0.038	0.108	0.050	0.060	0.061	
	Crucero - Kimal 2x220kV C1	0.194	0.179	0.104	0.075	0.054	0.029	0.026	0.013	0.038	0.107	0.050	0.059	0.060	
	220 kV Crucero-María Elena	0.195	0.180	0.105	0.076	0.055	0.028	0.026	0.013	0.038	0.107	0.050	0.059	0.060	
	220 kV Salar-Chuquicamata	0.194	0.179	0.104	0.075	0.054	0.029	0.026	0.013	0.038	0.107	0.050	0.059	0.060	
	220 kV Kapatur-Laberinto.C1	0.203	0.188	0.110	0.085	0.064	0.032	0.029	0.015	0.050	0.113	0.059	0.072	0.072	
	220 kV C. Tocopilla-T.O. El Loa.C7A	0.194	0.179	0.104	0.075	0.054	0.028	0.026	0.012	0.038	0.107	0.050	0.059	0.060	
220 kV T.O. S. Gorda Eól-El Tesoro	0.204	0.189	0.110	0.085	0.064	0.031	0.028	0.015	0.044	0.112	0.055	0.067	0.068		
Equipo de compensación	SVC Domeyko 220/19.5 kV	0.231	0.213	0.137	0.101	0.078	0.036	0.033	0.018	0.048	0.118	0.060	0.073	0.075	
	R. Los Changos 500kV	0.212	0.196	0.115	0.085	0.061	0.022	0.020	0.009	0.017	0.092	0.031	0.006	0.000	
	R. Nva. Cardones 500kV	0.191	0.176	0.102	0.074	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006	0.000	
	R. Parinas 2	0.191	0.176	0.101	0.074	0.053	0.019	0.017	0.009	0.016	0.091	0.030	0.006	0.000	
	R. Angamos Laberinto 220 kV	0.193	0.178	0.103	0.075	0.054	0.019	0.017	0.009	0.023	0.095	0.031	0.042	0.043	
	R. Laberinto 220 kV	0.193	0.178	0.103	0.075	0.054	0.019	0.017	0.009	0.023	0.095	0.031	0.042	0.043	
	R. Lagunas 220 kV	0.214	0.198	0.116	0.087	0.062	0.023	0.020	0.009	0.023	0.095	0.031	0.042	0.043	
R. Crucero 242 kV	0.193	0.178	0.103	0.074	0.054	0.019	0.017	0.009	0.023	0.095	0.031	0.042	0.043		
TRF	Los Changos 500/220kV - 3	0.194	0.179	0.104	0.075	0.054	0.029	0.026	0.013	0.038	0.107	0.050	0.059	0.060	
	Kimal 500/220kV 750MVA	0.207	0.192	0.114	0.089	0.068	0.034	0.032	0.015	0.041	0.111	0.054	0.063	0.064	
Desc. de generación	U16	0.212	0.197	0.117	0.091	0.069	0.034	0.031	0.014	0.044	0.113	0.057	0.067	0.069	
	CTTAR	0.265	0.245	0.160	0.120	0.094	0.046	0.041	0.016	0.051	0.122	0.064	0.075	0.077	
	ANG1	0.197	0.182	0.106	0.079	0.058	0.034	0.031	0.017	0.046	0.115	0.058	0.070	0.071	
	IEM	0.256	0.237	0.161	0.124	0.100	0.054	0.051	0.034	0.072	0.138	0.084	0.102	0.103	
	NTO2	0.208	0.193	0.114	0.089	0.068	0.036	0.033	0.016	0.044	0.114	0.057	0.067	0.069	

Tabla 4-48. Máximos valores de sensibilidad  $dV/dQ$  en condiciones post-contingencia



### 4.7.3 Principales resultados

#### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Norte Grande de la siguiente manera:

- Se mantiene la recomendación de considerar al ACT subdividida en 2 sub-ACT.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Grande.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Norte Grande	norte-centro	-357	-120
	sur	111	169

Tabla 4-49: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- Se observa que los requerimientos de potencia reactiva en red completa del ACT se reducen aproximadamente en 75MVAR debido a que los reactores de la S/E Parinas compensan los excedentes de potencia reactiva de los circuitos de 500kV que acometen a Los Changos.

#### Reservas de potencia reactiva para contingencia

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Norte Grande para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVAR]	Contingencia
Norte Grande	Total	Capacitiva	<b>241</b>	Los Changos - Parinas 500kV C1
		Inductiva	<b>-145</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVAR
Norte Grande	Centro/norte	Capacitiva	<b>230</b>	Los Changos - Parinas 500kV C1
		Inductiva	<b>-122</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVAR
Norte Grande	sur	Capacitiva	<b>48</b>	Los Changos - Kimal 500kV C1
		Inductiva	<b>-53</b>	Reactor Los Changos 500kV 175MVAR

Tabla 4-50: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande

Se puede observar que los requerimientos de reserva capacitiva del ACT se reducen en 70MVAR por el seccionamiento de la línea Los Changos – Cumbre 500kV, cuya contingencia era la más exigente en este sentido.

### 4.7.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

#### Requerimientos en red completa



De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Grande dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

Al igual que para el año 2022, se presentan tensiones elevadas en red completa en las barras del norte del ACT (Parinacota y Cóncores), por lo que se mantiene la recomendación de incorporar recursos adicionales para contrarrestar el excedente de potencia reactiva local.

Por otro lado, al igual que en los años anteriores, las barras de la sub-ACT sur presentan valores de tensión por debajo de la tensión nominal en la mayoría de los escenarios de estudio, por lo que se mantiene la recomendación de la incorporación de recursos de control adicional para mejorar el perfil de tensiones.

#### Reservas de potencia reactiva

En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Grande dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias**.

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Reservas de potencia	Capacitivas		Inductivas	
	Esc. de Estudio	Requerim.	Esc. de Estudio	Requerim.
<b>Norte Grande - Región norte-centro</b>				
Mínimo	420	230	-384	-122
Máximo	1197		-975	
<b>Norte Grande - Región sur</b>				
Mínimo	0	48	-158	-53
Máximo	42		-212	
<b>Norte Grande - Total</b>				
Mínimo	431	241	-596	-145
Máximo	1189		-1183	

Tabla 4-51: Resumen suficiencia en ACT

Se puede observar que específicamente en la sub-ACT de Domeyko se presenta una condición de déficit de las reservas capacitivas requeridas (condición que se repite en la mayoría de los escenarios analizados).

El déficit en esta sub-ACT deriva en que los recursos utilizados para el control de las tensiones sean brindados por la sub-ACT adyacente, lo cual como ya se mencionó, no deriva en tensiones inadmisibles. Por otro lado, en lo que respecta a las variaciones de la tensión en 220kV, se encuentra que se presentan variaciones mayores al **5%** (hasta 8%) ante la pérdida del SVC Plus de Domeyko en los escenarios de estudio analizados a la fecha.





Considerando esto, se mantienen para esta fecha las recomendaciones asociadas a la incorporación de recursos adicionales en la zona mediante equipos que brinden control de tensión dinámico, considerando conveniente algunos de los siguientes proyectos:

4. PV Domeyko Oeste (201MVA) [proyecto futuro]
5. PE Cerro Tigre (158MVA) [proyecto futuro]
6. PV Andes Solar (21.8MVA)

Los recursos están enunciados en orden de prioridad con respecto a su efectividad. En todos los casos, se recomienda que el control sea tanto de día como de noche, lo que implica:

- Proyectos solares con control de tensión aún sin recurso primario
- Proyectos eólicos del tipo full converter pueden dar este servicio en ausencia de recurso primario, mientras que proyectos eólicos del tipo DFIG sólo podrán dar este soporte en condiciones de disponibilidad de viento.

A pesar de que una mayor velocidad de respuesta del control de tensión mejora su desempeño, una respuesta del orden de los 5 segundos es suficiente para mejorar el control de tensión del área.

Al igual que lo presentado para el año 2022, la zona de Parinacota las variaciones de tensión post-contingencias son menores al 5% por lo que se considera que los requerimientos de compensación para la operación en red completa pueden suplirse por recursos estáticos, es decir, sin control dinámico de la tensión. Los equipos disponibles que serían efectivos para tal fin son los proyectos solares actualmente en servicio conectados a la S/E Pozo Almonte, o los proyectos futuros a conectarse a la S/E Lagunas:

1. PV La Huayca II (25MVA)
2. PV PAS2 / PAS3 (7+16 MVA)
3. PV Atacama Solar (151MVA) [proyecto futuro]
4. PV Santa Isabel (70MVA) [proyecto futuro]

Se recomienda que el control sea tanto de día como de noche, lo que implica que los proyectos solares ofrezcan potencia reactiva aún sin recurso primario.



## 4.8 RESUMEN: Resultados y Recomendaciones Norte Grande

### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Norte Grande de la siguiente manera:

- Se encuentra conveniente la determinación de los requerimientos de potencia reactiva (RPR) del Norte Grande teniendo en cuenta esta subdivisión en zona norte/centro y sur. Lo anterior, permite asociar de manera más precisa los RCT del Norte Grande en función sus características topológicas, distribución de los RCT y los fenómenos de control de tensión encontrados en el Norte Grande: tensiones más altas en la zona norte/centro y más bajas en la zona sur. Estas dos sub-ACT se pueden identificar dentro del Norte Grande ya que, por un lado, los RCT de la parte norte y centro del Norte Grande tienen tendencia a absorber potencia reactiva en condiciones de operación normal, es decir, existe un excedente de potencia reactiva generada que es absorbida principalmente por las unidades sincrónicas y reactores del Norte Grande. Por otro lado, los RCT de la parte sur del Norte Grande, correspondiente a la zona de Domeyko, tienen tendencia a inyectar potencia reactiva.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Grande.

ACT	sub-ACT	Año	Operación Normal	
			Mín	Máx
Norte Grande	Norte/ Centro	2020-21	-399	-134
		2022	-435	-148
		2023	-357	-120
	Sur	2020-21	74	140
		2022	87	154
		2023	111	169

Tabla 4-52: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Norte Grande dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.
- A pesar de esto, se encuentra que:
  - Las barras de la sub-ACT Sur presentan valores de tensión por debajo de la tensión nominal en la mayoría de los escenarios de estudio, para todas las fechas analizadas.
  - Luego del 2022, las obras asociada a las líneas de 220kV entre Nva Pozo Almonte y Parinacota reducen la sensibilidad en las barras del norte del ACT (Parinacota y Cóndores), pero derivan en que las mismas operen con elevados niveles de tensión en red completa, cercanos al límite normativo.



**Requerimientos de reservas de potencia reactiva**

- Se observa un requerimiento de reservas para transiciones por 55MVar inductivos en el norte-centro y 36MVar inductivos en el Sur para la transición del amanecer del Norte Grande. A su vez se requieren 19MVar capacitivos en el Norte Grande y 8MVar capacitivos en la zona Sur para la transición al anochecer.
- De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Norte Grande para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]			Contingencia
			2020-21	2022	2023	
Norte Grande	Total	Capacitiva	280	309	241	Los Changos - Cumbre/Parinas 500kV C1
		Inductiva	-143	-142	-145	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
	Norte/Centro	Capacitiva	212	265	230	Los Changos - Cumbre/Parinas 500kV C1
		Inductiva	-112	-112	-122	Reactor Los Changos 500kV 175MVar
	sur	Capacitiva	68	63	48	Los Changos - Cumbre/Parinas 500kV C1
		Inductiva	-52	-54	-53	Reactor Los Changos 500kV 175MVar

Tabla 4-53: Requerimientos de reservas de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande

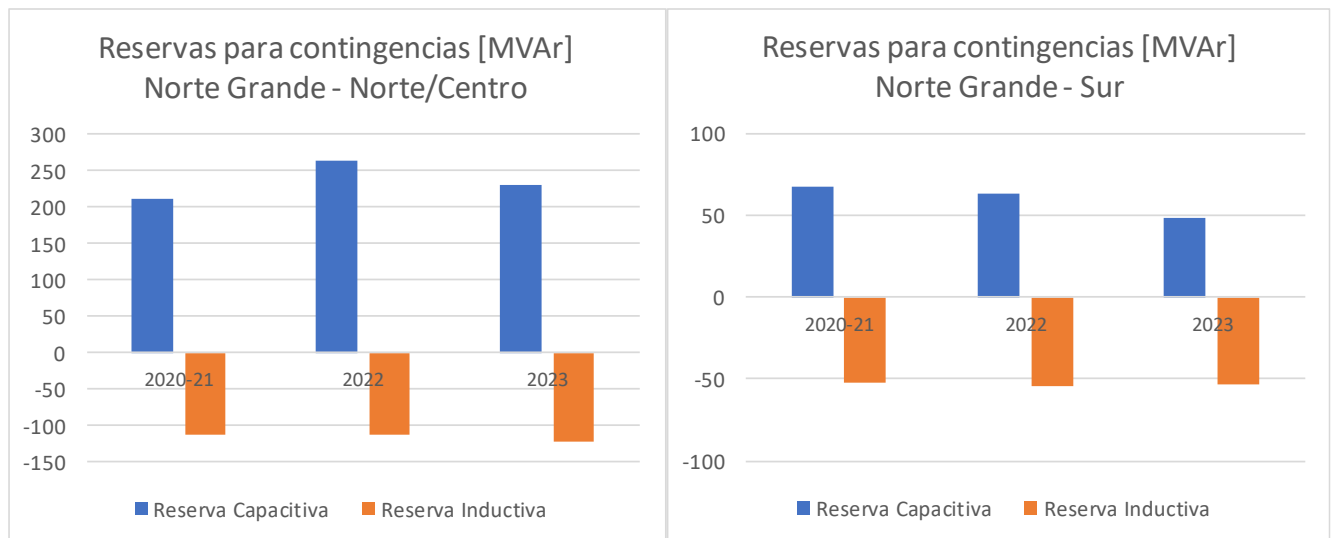


Figura 4-15. Evolución de las reservas

A 2023 los requerimientos de reserva capacitiva se reducen debido al seccionamiento de la línea Los Changos – Cumbre 2x500kV en Parinas, lo que resulta en que la contingencia crítica se corresponda a un circuito Los Changos – Parinas 2x500kV, correspondiente a un vínculo más corto, y por ende, de menor impacto en el sistema.

- En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Norte Grande dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**
- La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.



ACT	Año	Reservas Capacitivas			Reservas Inductivas		
		Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario	Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario
Norte/Centro	2020-21	212	354	827	-112	-352	-565
	2022	265	385	1326	-112	-357	-847
	2023	230	420	1197	-122	-384	-975
Sur	2020-21	68	13	80	-52	-120	-187
	2022	63	4	66	-54	-134	-196
	2023	48	0	42	-53	-158	-212
Total Norte Grande	2020-21	280	418	863	-143	-482	-708
	2022	309	428	1352	-142	-491	-1020
	2023	241	431	1189	-145	-596	-1183

Tabla 4-54: Resumen suficiencia en ACT

### Requerimientos y recomendaciones

#### Zona Norte Grande - Sur

Se puede observar que específicamente en la sub-ACT de Domeyko se presenta una condición de déficit de las reservas capacitivas requeridas, condición que se repite en la mayoría de los escenarios analizados para todas las fechas de estudio consideradas.

El déficit en esta sub-ACT deriva en que los recursos utilizados para el control de las tensiones sean brindados por la sub-ACT adyacente, lo cual como ya se mencionó, no deriva en tensiones inadmisibles. Por otro lado, en lo que respecta a las variaciones de la tensión, se encuentra que:

- A 2020-21, en los escenarios de estudio que contemplan los recursos acorde a los escenarios esperados (PCP) las variaciones de tensión post-contingencia no superan el **5%** (rango de operación en red completa). A pesar de esto, en los escenarios específicos con recursos reducidos con respecto a las proyecciones, se presentan variaciones admisibles pero mayores al 5% (hasta **5.7%**) en las barras del sur del ACT ante la salida de servicio del SVC Domeyko.
- A 2022, las variaciones de tensión alcanzan un máximo de **6.8%** ante esta contingencia.
- A 2023, las variaciones de tensión alcanzan un máximo de **8%** ante esta contingencia.

El cumplimiento normativo de los niveles de tensión en red completa y post-contingencia deriva en que no sea estrictamente necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT. A pesar de esto se recomienda el incremento de los recursos de control de tensión tanto para atender a las bajas tensiones en red N, como para reducir los saltos de tensión post-contingencia en la sub-ACT. Considerando el requerimiento, se recomienda que este servicio sea brindado por medio de un equipo que ejerza control dinámico de la tensión.

Los recursos que se prevén en el ACT y se consideran efectivos disponibles para tal fin son:

1. PV Domeyko Oeste (201MVA) [proyecto futuro]
2. PE Cerro Tigre (158MVA) [proyecto futuro]



### 3. PV Andes Solar (21.8MVA)

Los recursos están enunciados en orden de prioridad con respecto a su efectividad. En todos los casos, se recomienda que el control sea tanto de día como de noche, lo que implica:

- Proyectos solares con control de tensión aún sin recurso primario
- Proyectos eólicos del tipo full converter pueden dar este servicio en ausencia de recurso primario, mientras que proyectos eólicos del tipo DFIG sólo podrán dar este soporte en condiciones de disponibilidad de viento.

A pesar de que una mayor velocidad de respuesta del control de tensión mejora su desempeño, una respuesta del orden de los 5 segundos es suficiente para mejorar el control de tensión del área.

#### **Zona Norte Grande – Norte/Centro**

Al analizar la zona de Parinacota luego de 2022 se observa que, a pesar de presentarse tensiones elevadas en red N, las variaciones de tensión post-contingencias son menores al 5%. Considerando esto, se recomienda la incorporación de recursos de control adicional para mejorar el perfil de tensiones, los cuales pueden suplirse por recursos estáticos, es decir, sin control dinámico de la tensión. Los equipos disponibles que serían efectivos para tal fin son los proyectos solares actualmente en servicio conectados a la S/E Pozo Almonte, o los proyectos futuros a conectarse a la S/E Lagunas:

1. PV La Huayca II (25MVA)
2. PV PAS2 / PAS3 (7+16 MVA)
3. PV Atacama Solar (151MVA) [proyecto futuro]
4. PV Santa Isabel (70MVA) [proyecto futuro]

Se recomienda que el control sea tanto de día como de noche, lo que implica que los proyectos solares ofrezcan potencia reactiva aún sin recurso primario.



## 5 ANÁLISIS NORTE CHICO

Esta ACT se encuentra entre las regiones de Atacama y Coquimbo, correspondiente a lo que era la parte norte del ex - SIC (Sistema Interconectado Central), desde la subestación Nueva Pan de Azúcar 500kV y la S/E Las Palmas 220kV hacia el norte hasta S/E Los Chagos 500kV (incluyendo la zona de Diego de Almagro).





## 5.1 Recursos para el Control de Tensión

Los recursos en el área del Norte Chico que desempeñan el servicio de Control dinámico de Tensión se corresponden a dispositivos FACTs, sean estos CER y SVC, y unidades de generación térmica, principalmente la central Guacolda. A su vez, la zona de estudio se caracteriza por la mayor concentración de proyectos de generación renovable (tanto solares como eólicos).

Por otra parte, el sistema de transmisión troncal del área presenta instalados múltiples compensadores, ya sea reactores de barra y línea como capacitores serie y shunt a nivel de 500kV y 220kV, además de pequeños bancos de capacitores conectados a media tensión.

En las tablas a continuación se presentan los principales recursos para el control de tensión en el área del Norte Chico, tanto dinámicos como estáticos, junto con sus límites de inyección/absorción de potencia reactiva. La totalidad de los mismos se puede consultar en el documento anexo.

	Unidad	Cantidad	Modo	Capacidad por unidad		
				Pn [MW]	Q- [MVAr]	Qiny [MVAr]
<b>Elemento</b>	CT Combarbala	3	PV	25,5	-6,0096	6,0096
	CT Pajonales	4	PV	25,5	-6,0096	6,0096
	Cardones (ex Tierra Amarilla)	1	PQ	143,9	-37,9	104,8
	Guacolda U1	1	PV	150,0	-17,4	60,0
	Guacolda U2	1	PV	150,0	-17,4	60,0
	Guacolda U3	1	PV	152,0	-46,9	93,0
	Guacolda U4	1	PV	152,0	-47,0	89,3
	Guacolda U5	1	PV	154,0	-28,0	95,0
	Huasco U1	1	PV	23,8	-4,2	4,2
	Huasco U2	1	PV	23,8	-4,2	4,2
	Huasco U3	1	PV	23,8	-4,2	4,2
	Huasco U4	1	PV	7,99	-1,41	1,41
	Huasco U5	1	PV	7,99	-1,41	1,41
	Los Molles U1	1	PQ	8,0	-4,6	4,6
	Los Molles U2	1	PQ	8,0	-4,6	4,6
	Río Huasco	2	PV	2,6	-2,9	2,9
	Taltal U1	1	PV	132,0	-39,2	105,7
	Taltal U2	1	PV	140,3	-37,9	104,8
<b>SVC</b>	SVC Nva PdA 220/20.4	-	V	-	-150,0	50,0
	SVC PLUS Diego de Almagro	-	V	-	-100,0	140,0
<b>CER</b>	CER Cardones	-	V	-	-60,0	100,0
	CER Maitencillo	-	V	-	-28,0	24,0
	CER Pan de Azúcar 1	-	V	-	-28,0	24,0
	CER Pan de Azúcar 2	-	V	-	-28,0	24,0





Elemento	Unidad	Cantidad	Impedancia [ $\Omega$ ]	
Capacitor Serie	Los Changos - Cumbre 2x500kV	4	35	
	Cumbre - Nva. Cardones 2x500kV (Ext. Cumbre)	2	28	
	Nva. P. Azúcar - Nva. Maitencillo 2x500kV	2	31	
	Nva. P. Azúcar - Polpaico 2x500kV (Ext NPAZU)	2	29	
			<b>Capacidad</b>	
Reactor de línea	Los Changos - Cumbre 2x500kV	4	150	
	Cumbre - Nva. Cardones 2x500kV	4	75	
	Nva. Cardones - Nva. Maitencillo 2x500kV	2	75	
	Nva. P. Azúcar - Nva. Maitencillo 2x500kV	4	75	
	Nva. P. Azúcar - Polpaico 2x500kV (Ext NPAZU)	2	175	
			<b>Nº Step</b>	<b>Q/Step</b>
Reactor de barra	Nva Cardones 500kV	1	1	175
	Nva Pan de Azúcar 500kV	2	1	100
	Reactor D. Almagro 220 kV 1x24 MAVr	1	1	24
	Reactor La Mesa	1	1	20
Capacitor	CCEE Maitencillo 13.2 kV 5 MVar	2	1	5,0
	CCEE D. Almagro 13.8 kV 5 MVar	4	1	5,0
	CCEE Cardones 13.2 kV 5.4 MVar	2	1	5,4
	CCEE Plantas 2x2.5 MVar	1	2	2,5
	CCEE Dos Amigos 2x1.25 MVar	1	2	1,3
	CCEE Marquesa 2x2.5 MVar	1	2	2,5
	CCEE Ovalle 23 kV 2x7.5 MVar	1	2	7,5
	CCEE Punitaqui 66 kV 1x2.5 MVar	1	1	2,5
	CCEE El Peñón 2x2.5 MVar	1	2	2,5
CCEE Pan de Azúcar 75 MVar	1	1	75,0	

## 5.2 Topologías de análisis

Más allá de las topologías globales del estudio presentadas en el Informe Principal, en el área bajo análisis se incorporan obras relevantes las cuales pueden provocar cambios en los resultados en los requerimientos de potencia reactiva. En este sentido, para el análisis particular del ACT del Norte Chico se proponen los casos a 2020, 2022 y 2023, asociados al ingreso de las siguientes obras principales:

Obra	Zona	Fecha E/S	Topología
LT Nva Pan de Azúcar - Polpaico 2x500kV	NC	2019	1
LT Illapa - Cumbre 2x220kV + Tr Cumbre 500/220kV	NC	jul-19	1
2do Transformador Nva Cardones, Nva Maitencillo y Nva Pan de Azúcar	NC	feb-20	1
Compensación reactiva Nva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV	NC	feb-20	1
LT Nva Maitencillo - Punta Colorada - Nva Pan de Azúcar 2x220kV	NC	abr-22	3
LT Nva Nva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Nva Los Pelambres 2x220kV	NC	nov-22	3
S/E Parinas	NC	mar-23	4

Tabla 5-1. Fechas de análisis



### 5.3 Escenarios de estudio

En vista de que el objetivo principal del análisis resulta la determinación de los requerimientos de potencia reactiva tanto en condiciones de red completa (operación normal y transiciones de 5' a 15') como ante contingencias simples, el abanico de escenarios de estudio debe contemplar:

- Escenarios exigentes que representen fielmente al programa de despacho económico (PCP/PLP), de interés especial para la determinación de requerimientos en condiciones de red N.
- Escenarios críticos, partiendo de casos factibles de operación, llevados a un mayor grado de exigencia mediante la indisponibilidad de unidades de generación (hasta N-x, con  $x \leq 2$  según factibilidad técnica de operación) estableciendo un límite de inercia mínima para el análisis del área.

En base a lo anterior, los escenarios específicos de estudio del ACT del Norte Chico contemplan la representación de la operación real durante todo un día, planteado en cuatro bloques horarios (4 escenarios), tanto para hidrologías húmedas como seca. Para esto se seleccionan escenarios PCP que presenten el menor número de unidades de generación en servicio, resultando tanto en un menor control de tensión como inercia en la zona. A su vez, estos casos resultan exigidos mediante la indisponibilidad de ciertas unidades que desempeñan el control de tensión en el área (N-2 de generadores respecto los a PCP), manteniendo, dentro de lo posible, las transferencias de potencia en concordancia a la programación económica. El objetivo de estos resulta evaluar los requerimientos de potencia reactiva del área, y el impacto de las variaciones estacionales (hidrologías), horarias (demanda/ERNC) sobre estos.

De forma complementaria, debido a la elevada concentración de proyectos renovables y al concentrado control de tensión en la central térmica Guacolda, se diseñan escenarios con mayor criticidad para el análisis del área. Estos casos contemplan:

- CT09 y CT010: Estos casos representan nula inyección ERNC, simulando condiciones de noche sin aporte de la generación eólica, con dos unidades de generación en la central Guacolda y la operación de la CT Combarbalá y Pajonales, tanto para hidrología húmeda como seca respectivamente.
- CT011 y CT012: Estos casos contemplan sólo una unidad de la central térmica Guacolda en servicio, en condiciones de noche, con un importante aporte eólico en la zona. Vale destacar que estos casos representan más que un N-2 de los escenarios PCP/PLP, dado que no consideran la operación de CT Combarbalá ni Pajonales.
- CT013 y CT014: Casos con despacho nulo en la central térmica Guacolda en servicio, en condiciones de noche, con y sin generación eólica respectivamente. Vale destacar que estos casos representan más que un N-2 de los escenarios PCP/PLP.

En las siguientes tablas se presentan las principales características de los escenarios específicos del ACT de la zona del Norte Chico, correspondientes a montos de generación térmica, ERNC, demanda, transferencias, etc, para las distintas fechas de estudio.



**Año 2020**

ESCENARIO	CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT010	CT011	CT012	CT013	CT014	
HIDROLOGÍA									Húmeda	Seca	Húmeda	Seca			
HORA	Noche	Día		Noche	Noche	Día		Noche	Noche	Noche	Noche				
DEMANDA [MW]	705	705	873	873	705	705	873	873	873	705	705	705	705	705	
GENERACIÓN [MW]															
COMBARBALA	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	69	69	F/S	F/S	F/S	69
GUACOLDA U1	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U3	150	45	45	150	150	150	150	150	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
GUACOLDA U4	150	38	50	150	150	70	70	150	150	150	F/S	F/S	F/S	F/S	
GUACOLDA U5	150	50	50	150	150	150	150	150	150	150	150	150	F/S	F/S	
LOS MOLLES	F/S	F/S	4,8	4,8	F/S	F/S	6	6	6	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
PAJONALES	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	92	92	F/S	F/S	F/S	92
RIO HUASCO	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	F/S	2,8	F/S	F/S	F/S	2,8	
<b>Total. SINCRÓNICA</b>	<b>453</b>	<b>136</b>	<b>153</b>	<b>458</b>	<b>453</b>	<b>373</b>	<b>379</b>	<b>459</b>	<b>467</b>	<b>464</b>	<b>150</b>	<b>150</b>	<b>0</b>	<b>164</b>	
Solar	0	930	1064	0	0	1099	1122	0	0	0	0	0	0	0	
Eólica	739	609	645	983	651	596	1009	891	0	0	578	651	651	0	
<b>Total. ERNC</b>	<b>739</b>	<b>1539</b>	<b>1709</b>	<b>983</b>	<b>651</b>	<b>1695</b>	<b>2131</b>	<b>891</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>578</b>	<b>651</b>	<b>651</b>	<b>0</b>	
TRANSFERENCIA [MW]															
L. CHANGOS → CUMBRES 2x500kV	-822	-716	-707	-493	-424	-218	-251	-280	-408	-375	-898	-36	115	-115	
N.P. AZUCAR → POLPAICO 2x500kV	-521	74	79	-174	-162	886	1063	-16	-300	-588	-995	-69	-66	-617	
L. PALMAS → L. VILOS 2x220kV	123	129	140	186	96	203	287	161	-57	-63	52	100	100	-67	
INERCIA [MVAs]															
Norte Chico	2586	2586	2605	2605	2586	2586	2605	2605	2661	2646	812	812	0	949	

Figura 5-1 Principales características de los escenarios específicos al año 2020 del ACT del Norte Chico

**Año 2022**

ESCENARIO	CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT010	CT011	CT012	CT013	CT014
HIDROLOGÍA	Húmeda				Seca				Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Seca	Seca
HORA	Noche	Día		Noche	Noche	Día		Noche	Noche	Noche	Noche	Noche	Noche	Noche
DEMANDA [MW]	743	743	923	923	743	743	923	923	923	743	743	743	743	743
GENERACIÓN [MW]														
COMBARBALA	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	69	69	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U1	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U3	150	45	45	150	150	150	150	150	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U4	150	38	50	150	150	70	70	150	150	150	F/S	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U5	150	50	50	150	150	150	150	150	150	150	150	150	F/S	F/S
LOS MOLLES	F/S	F/S	4,8	4,8	F/S	F/S	6	6	6	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
PAJONALES	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	92	92	F/S	F/S	F/S
RIO HUASCO	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	F/S	2,8	F/S	F/S	F/S	F/S
<b>Total. SINCRÓNICA</b>	<b>453</b>	<b>136</b>	<b>153</b>	<b>458</b>	<b>453</b>	<b>373</b>	<b>379</b>	<b>459</b>	<b>467</b>	<b>464</b>	<b>150</b>	<b>150</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Solar	0	930	1064	0	0	1099	1122	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	739	609	645	983	651	596	1009	891	0	0	578	651	651	48
<b>Total. ERNC</b>	<b>739</b>	<b>1539</b>	<b>1709</b>	<b>983</b>	<b>651</b>	<b>1695</b>	<b>2131</b>	<b>891</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>578</b>	<b>651</b>	<b>651</b>	<b>48</b>
TRANSFERENCIA [MW]														
L. CHANGOS → CUMBRES 2x500kV	-824	-722	-694	-577	-497	-225	-288	-363	-472	-448	-841	-88	68	142
N.P. AZUCAR → POLPAICO 2x500kV	-582	-18	-4	-317	-286	727	904	-147	-372	-682	-973	-175	-171	-512
L. PALMAS → L. VILOS 2x220kV	34	58	69	71	18	125	141	46	-103	-91	-17	18	17	-15
INERCIA [MVAs]														
Norte Chico	2586	2586	2605	2605	2586	2586	2605	2605	2661	2646	812	812	0	0

Figura 5-2 Principales características de los escenarios al año 2022 específicos del ACT del Norte Chico


**Año 2023**

ESCENARIO	CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT010	CT011	CT012	CT013	CT014
HIDROLOGÍA	Húmeda				Seca				Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Seca	Seca
HORA	Noche	Día		Noche	Noche	Día		Noche	Noche	Noche	Noche	Noche	Noche	Noche
DEMANDA [MW]	762	762	948	948	762	762	948	948	948	762	762	762	762	762
GENERACIÓN [MW]														
COMBARBALA	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	69	69	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U1	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U3	150	45	45	150	150	150	150	150	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U4	150	38	50	150	150	70	70	150	150	150	F/S	F/S	F/S	F/S
GUACOLDA U5	150	50	50	150	150	150	150	150	150	150	150	150	F/S	F/S
LOS MOLLES	F/S	F/S	4,8	4,8	F/S	F/S	6	6	6	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
PAJONALES	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	92	92	F/S	F/S	F/S	F/S
RIO HUASCO	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	F/S	2,8	F/S	F/S	F/S	F/S
<b>Total. SINCRÓNICA</b>	<b>453</b>	<b>136</b>	<b>153</b>	<b>458</b>	<b>453</b>	<b>373</b>	<b>379</b>	<b>459</b>	<b>467</b>	<b>464</b>	<b>150</b>	<b>150</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Solar	0	930	1064	0	0	1099	1122	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	739	609	645	983	651	596	1009	891	0	0	578	651	651	48
<b>Total. ERNC</b>	<b>739</b>	<b>1539</b>	<b>1709</b>	<b>983</b>	<b>651</b>	<b>1695</b>	<b>2131</b>	<b>891</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>578</b>	<b>651</b>	<b>651</b>	<b>48</b>
TRANSFERENCIA [MW]														
L. CHANGOS → CUMBRES 2x500kV	-799	-661	-664	-616	-530	-189	-327	-402	-250	-221	-875	30	138	382
N.P. AZUCAR → POLPAICO 2x500kV	-583	-14	-10	-365	-348	737	828	-225	-708	-509	-1006	-104	-187	-361
L. PALMAS → L. VILOS 2x220kV	38	59	75	58	15	131	150	49	-88	-60	-34	31	27	-56
INERCIA [MVAs]														
Norte Chico	2586	2586	2605	2605	2586	2586	2605	2605	2661	2646	812	812	0	0

Figura 5-3 Principales características de los escenarios específicos del ACT del Norte Chico

## 5.1 Contingencias

Dentro del análisis de la zona se contempla evaluar el impacto de las siguientes contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del Norte Chico post-contingencia.

Año	Id_cont	Tipo	Nombre elemento	Año	Id_cont	Tipo	Nombre elemento
2020	1	Circuito de línea	Los Changos - Cumbre 500kV	2020	18	CCEE	Reactor N. Cardones 500kV 175MVArr
	2		19		Reactor Los Changos 500kV 175MVArr		
	3		20		Reactor Polpaico 500kV 1x75MVArr		
	4		21		Reactor PdAz 500kV 1x75MVArr		
	5		22		Gx		Guacolda U5
	6		23				Nueva Ventanas
	7		24		TRF		ATR Cumbre 500/220kV
	8		25				Nva. Cardones 500/220kV
	9		26				Nva. Maitencillo 500/220kV
	10		27				Nva. Pan de Azúcar 500/220kV
	11		28				SVC Plus DdA
	12		29		FACTS		CER Cardones
	13		30				CER Maitencillo
	14		31				CER Pan de Azúcar
	15		32				SVC Pan de Azúcar
	16		33				CER Polpaico
	17						
2022	34		LT N. Mai-PCol 2x220kV C1	2023	38		Los Changos - Parinas 500kV
	35		LT PCol-N. PdAz 2x220kV C1		39		Parinas - Cumbre 500kV
	36		Nva. PAzúcar - Punta Sierra 2x220 kV C2		40		Reactor Parinas 500kV 100MVArr
	37		Punta Sierra - Nva Pelambres 2x220 C2				

Tabla 5-2: Conjunto de contingencias – Zona Norte Chico.



## 5.2 Análisis año 2020

### 5.2.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de cada RCT por tipo, escenario e hidrología, separados en zona norte del Norte Chico y zona centro/sur del Norte Chico. Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva en la acometida de la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220kV a la S/E Las Palmas 220kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV (en un punto intermedio de la línea, debido a su longitud) y en la acometida de la línea Los Changos – Cumbre 2x500kV a la S/E Los Changos.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales					
	HÚMEDA				SECA				HH		HS			
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG-SinERNC
<b>ACT-NC_norte</b>														
<b>RCT</b>	<b>-55</b>	<b>-67</b>	<b>-91</b>	<b>-76</b>	<b>-76</b>	<b>-39</b>	<b>-46</b>	<b>-80</b>	<b>-64</b>	<b>-58</b>	<b>-48</b>	<b>-86</b>	<b>-87</b>	<b>-62</b>
ERNC	-10	-69	-65	-15	-10	-4	-24	-15			-10	-10	-10	
Reactor	-26	-24	-24	-26	-25	-25	-24	-25	-26	-25	-26	-26	-26	-25
FACTS	-19	27	-2	-35	-40	-10	2	-39	-38	-32	-12	-51	-52	-37
<b>Demanda</b>	<b>54</b>	<b>65</b>	<b>91</b>	<b>73</b>	<b>72</b>	<b>39</b>	<b>46</b>	<b>76</b>	<b>61</b>	<b>55</b>	<b>48</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>59</b>
Carga	-30	-30	-31	-31	-30	-30	-31	-31	-31	-30	-30	-30	-30	-30
TR	-12	-63	-70	-15	-16	-74	-77	-16	-12	-11	-11	-18	-18	-11
Líneas	81	38	41	80	79	30	33	79	83	81	81	79	79	81
Intercambio	15	121	151	39	39	113	122	44	21	15	8	49	50	20
<b>ACT-NC_cen-sur</b>														
<b>RCT</b>	<b>-578</b>	<b>-689</b>	<b>-545</b>	<b>-519</b>	<b>-606</b>	<b>-624</b>	<b>-432</b>	<b>-553</b>	<b>-469</b>	<b>-509</b>	<b>-538</b>	<b>-627</b>	<b>-621</b>	<b>-510</b>
Capacitor	5	5	32	32	10	10	112	33	35	10	5	10	10	10
ERNC	-105	-200	-128	-95	-103	-206	-172	-77			-105	-108	-108	
Generador	-8	-22	12	6	-34	-12	14	-32	6	-24	1	-14		-7
Reactor	-406	-406	-408	-408	-408	-402	-402	-405	-412	-408	-402	-410	-410	-408
FACTS	-64	-65	-54	-54	-71	-13	15	-71	-98	-87	-37	-105	-113	-105
<b>Demanda</b>	<b>578</b>	<b>689</b>	<b>545</b>	<b>519</b>	<b>606</b>	<b>624</b>	<b>432</b>	<b>553</b>	<b>469</b>	<b>509</b>	<b>538</b>	<b>627</b>	<b>621</b>	<b>510</b>
Carga	-101	-101	-132	-132	-101	-101	-132	-132	-132	-101	-101	-101	-101	-101
TR	-157	-173	-232	-241	-145	-265	-385	-222	-128	-104	-88	-101	-82	-73
Líneas	1084	1201	1164	1129	1222	1127	1022	1176	1202	1239	1009	1293	1299	1277
Intercambio	-248	-238	-256	-237	-370	-137	-73	-270	-474	-525	-282	-464	-495	-592

Tabla 5-3: Resumen RCT por escenario, hidrología y sub-ACT.

A partir de los análisis del Norte Chico se encuentra que los RCT de esta ACT absorben potencia reactiva en todos los escenarios de estudio, tanto en la zona norte (zona de Diego de Almagro) como en la zona centro/sur (al sur de San Andrés). Esto quiere decir que existe un excedente de potencia reactiva generada que es absorbida principalmente por las unidades sincrónicas, reactores de barra y SVCs del Norte Chico. Esto se debe, al igual que ocurre en el Norte Grande, a la generación de potencia reactiva de las líneas de transmisión que lo constituyen (líneas largas de 500kV con compensación serie y shunt y líneas de 220kV principalmente). Respecto al análisis de esta ACT subdividida en parte norte y centro/sur, no se observan diferencias apreciables en cuanto al comportamiento de los RCT (tendencia a absorber potencia reactiva), por lo que esta ACT podría ser estudiada sin necesidad de subdividirla. No obstante, debido a la extensión de esta ACT y la concentración de consumos industriales en la zona de Diego de Almagro, el reporte de los requerimientos de potencia reactiva se realiza manteniendo esta subdivisión, de manera de obtener montos de requerimientos de forma localizada.



De la Tabla 5-3 puede verse que los principales RCT de la zona norte son reactores de barra en 500kV, aporte de ERNC y el SVC plus de Diego de Almagro. Por otro lado, en la parte centro/sur del Norte Chico, los principales RCT son las unidades sincrónicas despachadas (central Guacolda), reactores de barra en 500kV, aporte de ERNC y los SVCs. En menor medida y de manera más local, se tienen capacitores para compensación de la demanda de potencia reactiva o cumplimiento de las curvas de capacidad de parques ERNC.

Como se menciona anteriormente, las líneas de transmisión generan un monto de potencia de reactiva cercanos a los 1000MVar (considerado la comprensión serie y shunt de las líneas de 500kV y sin considerar reactores de barra de 500kV) el cual es absorbido por las cargas (inductivas) y transformadores de poder, mientras que el excedente de potencia reactiva es absorbido por reactores de barra de 500kV y parques ERNC, principalmente, para evitar el aumento de las tensiones en estas zonas.

En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Norte Chico divididos en zona norte y centro/sur, para las condiciones de operación de los escenarios específicos.

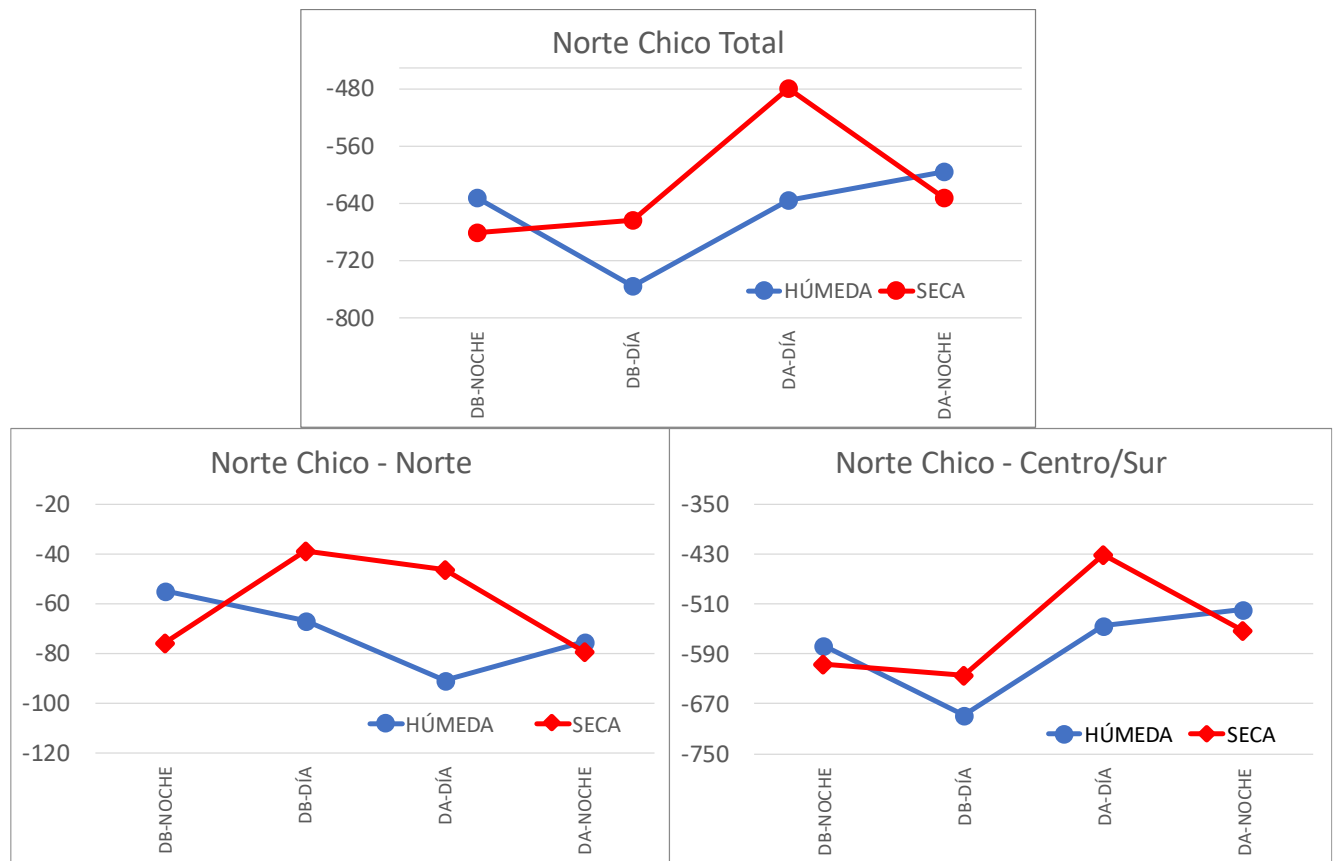


Figura 5-4: RPR por sub-ACT | Norte Chico.

Al realizar la comparación de los RPR según la hidrología, se encuentra que la mayor diferencia ocurre en condiciones de día con demanda alta (CT03 y CT08), tanto en la zona norte como en la zona centro/sur. En esta condición de operación, los RCT del Norte Chico absorben 157MVar más en hidrología húmeda que en hidrología seca (al revés de lo que se observa en el Norte Grande), debido solo a las pérdidas de potencia reactiva por las líneas de transmisión (pérdidas negativas) y transformadores de poder (pérdidas positivas). De la Tabla 5-3



puede verse una importante variación en las pérdidas en los transformares del Norte Chico, los cuales corresponden principalmente a los transformadores de 500/220kV. Lo anterior se debe a que, en condiciones de hidrología seca los flujos de potencia por las principales líneas de transmisión de la zona del Norte Chico son altos por las líneas de 500kV, principalmente en el tramo Nueva Maitencillo → Nueva Pan de Azúcar 2x500kV; mientras que en hidrología húmeda este mismo tramo opera casi en vacío.

De igual modo, puede verse de la Figura 5-4 que, al mirar la zona norte y centro/sur por separado, las mayores excursiones de potencia reactiva ocurren entre los escenarios de demanda baja-noche y demanda alta – día.

En consideración de todo lo anterior, en la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Chico.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
<b>Norte Chico</b>	norte	-91	-39
	centro-sur	-689	-432

Tabla 5-4: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

Como ya se mencionó, por las características de las sub-ACT resulta posible considerarlas como una sola ACT. A continuación se resumen los requerimientos conjuntos del área en red completa:

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
<b>Norte Chico</b>	-756	-479

Tabla 5-5: Requerimiento conjuntos del ACT

### Transiciones intrahorarias

Tomando como punto de partida los escenarios representativos de las diferentes condiciones de operación del sistema, se analiza en este apartado los requerimientos de reserva de potencia reactiva necesarios para afrontar las transiciones en la zona de estudio.

A continuación se analizan las variaciones de los requerimientos de potencia reactiva en un rango de 15 minutos, mediante flujos de potencia que contemplan variaciones de demanda y generación sobre los escenarios de estudio:

- CT11: Se analiza la transición en el amanecer desde este escenario, considerando un incremento de la demanda y de la generación solar en el sistema.
- CT05: Se analiza la transición en el amanecer desde este escenario, considerando un incremento de la demanda y de la generación solar en el sistema.
- CT06: Se analiza la transición en el atardecer desde este escenario, considerando un incremento de la demanda y una reducción de la generación solar en el sistema.





- CT07: Se analiza la transición en el atardecer. Se generan escenarios para representar el incremento de la demanda y la reducción de la generación solar en condiciones de alta demanda.
- CT02: Se analiza la transición desde condiciones de demanda baja a alta desde este escenario.
- CT04: Se analiza la transición en el atardecer hacia este escenario.

		Escenarios Específicos																	
Hidrología→	HÚMEDA			SECA			SECA			SECA			HÚMEDA			HÚMEDA			
Escenarios→	CT11			CT05			CT06			CT07			CT02			CT04			
ΔERNC	+			+			-			-			nula			-			
Δdemanda	+			+			+			+			+			nula			
Sub-AC T ↓ RCT↓	DB_Noc t0	DB_Noc t0+15'	Delta	DB_Noc t0	DB_Noc t0+15'	Delta	DB_Día t0	DB_Día t0+15'	Delta	DA_Día t0	DA_Día t0+15'	Delta	DB_Día t0	DB_Día t0+15'	Delta	DA_Noc t0	DA_Noc t0+15'	Delta	
<b>ACT-NC_nor</b>																			
<b>RCT</b>	<b>-48</b>	<b>-63</b>	<b>-14</b>	<b>-76</b>	<b>-82</b>	<b>-7</b>	<b>-59</b>	<b>-77</b>	<b>-18</b>	<b>-74</b>	<b>-95</b>	<b>-21</b>	<b>-97</b>	<b>-92</b>	<b>5</b>	<b>-91</b>	<b>-76</b>	<b>16</b>	
ERNC	-10	-10		-10	-10		-24	-24		-49	-49		-99	-99		-15	-15		
Reactor	-26	-26		-25	-26		-25	-25		-24	-25		-24	-24		-26	-26		
FACTS	-12	-27		-40	-47		-10	-28		-1	-21		27	31		-50	-35		
<b>Demanda</b>	<b>48</b>	<b>61</b>		<b>72</b>	<b>77</b>		<b>59</b>	<b>75</b>		<b>74</b>	<b>94</b>		<b>95</b>	<b>90</b>		<b>85</b>	<b>73</b>		
Carga	-30	-32		-30	-32		-30	-32		-30	-31		-30	-32		-31	-31		
TR	-12	-13		-17	-17		-126	-98		-133	-104		-104	-104		-18	-17		
Líneas	379	397		422	429		348	364		347	363		333	332		434	422		
Intercambio	-288	-291		-302	-302		-132	-159		-110	-135		-104	-106		-300	-302		
<b>ACT-NC_Cen-Sur</b>																			
<b>RCT</b>	<b>-538</b>	<b>-587</b>	<b>-49</b>	<b>-606</b>	<b>-612</b>	<b>-7</b>	<b>-604</b>	<b>-610</b>	<b>-6</b>	<b>-431</b>	<b>-457</b>	<b>-26</b>	<b>-659</b>	<b>-627</b>	<b>32</b>	<b>-570</b>	<b>-519</b>	<b>51</b>	
Capacitor	5	5		10	10		10	10		113	113		5	5		32	32		
ERNC	-105	-105		-103	-103		-186	-186		-147	-147		-170	-170		-95	-95		
Generador	1	-3		-34	-35		-12	-14		10	5		-22	-17		-2	6		
Reactor	-402	-406		-408	-409		-402	-402		-403	-404		-406	-404		-412	-408		
FACTS	-37	-78		-71	-75		-13	-17		-4	-24		-65	-40		-94	-54		
<b>Demanda</b>	<b>538</b>	<b>587</b>		<b>606</b>	<b>612</b>		<b>604</b>	<b>610</b>		<b>431</b>	<b>457</b>		<b>659</b>	<b>627</b>		<b>570</b>	<b>519</b>		
Carga	-101	-106		-101	-106		-101	-106		-127	-131		-101	-106		-131	-131		
TR	-87	-89		-144	-147		-212	-189		-328	-304		-133	-135		-241	-239		
líneas	727	804		895	917		817	866		715	770		918	911		843	802		
Intercambio	-1	-22		-45	-52		101	39		171	123		-25	-43		100	88		

Figura 5-5. Análisis de reservas para transiciones

Se observa un requerimiento de reservas para transiciones totales del ACT asociada al Norte Chico de 63MVAR inductivos para la transición del amanecer, y de 67MVAR capacitivos para el atardecer.



## Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del sistema post-contingencia.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para cada contingencia, como el total para el Norte Chico y parciales para las zonas norte y centro-sur.

### Circuitos de 500kV

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales					
		HÚMEDA				SECA				HH		HS			
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC
Red N	Q Cen/Sur	-71	-88	-42	-48	-25	-105	29	-103	-92	-111	-36	-119	-113	-112
	Q Norte	-19	27	-2	-35	-10	-40	2	-39	-38	-32	-12	-51	-52	-37
	Q Total	-91	-61	-43	-83	-35	-145	31	-143	-130	-143	-48	-170	-164	-149
LCHAN- CUMB	Q Cen/Sur	-4	-30	21	-3	20	-71	78	-67	-56	-88	40	-92	-87	-95
	Q Norte	3	46	19	-20	5	-29	18	-27	-26	-25	14	-41	-42	-30
	Q Total	-2	16	40	-24	25	-100	96	-94	-81	-113	54	-133	-129	-125
	ΔQ Cen/Sur	67	58	62	45	46	34	48	37	36	22	76	27	26	18
	ΔQ Norte	22	20	21	15	15	11	16	12	12	8	26	10	10	7
ΔQ Total	89	77	84	60	61	45	64	49	49	30	103	37	35	24	
N. Card - N.Mait 500kV C1	Q Cen/Sur	4	-45	1	9	21	-53	76	-56	-35	-59	48	-80	-77	-71
	Q Norte	-4	37	8	-25	-3	-30	9	-31	-29	-22	4	-43	-44	-28
	Q Total	0	-8	9	-16	18	-83	85	-87	-63	-81	53	-123	-120	-99
	ΔQ Cen/Sur	76	43	42	57	46	51	46	47	57	52	84	40	36	42
	ΔQ Norte	15	10	10	10	7	10	7	8	10	10	17	8	8	9
ΔQ Total	90	53	52	67	53	61	54	56	67	62	101	48	44	50	
NPdAz-Pol 500kV C1	Q Cen/Sur	-32	-63	-20	-24	31	-83	99	-79	-47	-75	46	-106	-101	-79
	Q Norte	-15	29	1	-33	-4	-38	10	-37	-34	-29	-4	-50	-50	-33
	Q Total	-47	-34	-20	-56	27	-122	109	-116	-81	-105	42	-156	-151	-112
	ΔQ Cen/Sur	39	24	21	24	56	21	70	24	45	35	82	13	12	34
	ΔQ Norte	4	3	2	2	6	2	8	2	4	3	9	1	1	3
ΔQ Total	43	27	24	27	62	23	78	27	49	38	90	14	14	37	

Tabla 5-6: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. circuitos 500kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 500kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Norte Chico. De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Norte Chico, en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N, son:

- Desconexión de un circuito de la línea Los Changos – Cumbre 500kV: **103MVar capacitivos**.
- Desconexión de un circuito de la línea N. Cardones – N. Maitencillo 500kV: **101MVar capacitivos**.



### Circuitos de 220kV

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-71	-88	-42	-48	-25	-105	29	-103	-92	-111	-36	-119	-113	-112
	Q Norte	-19	27	-2	-35	-10	-40	2	-39	-38	-32	-12	-51	-52	-37
	Q Total	-91	-61	-43	-83	-35	-145	31	-143	-130	-143	-48	-170	-164	-149
Don Goyo - Talinay 220kV	Q Cen/Sur	-76	-95	-52	-52	-36	-104	9	-109	-88	-108	-37	-119	-112	-110
	Q Norte	-19	26	-2	-35	-11	-40	1	-39	-38	-32	-12	-51	-51	-37
	Q Total	-94	-69	-54	-87	-47	-144	10	-148	-126	-140	-48	-169	-164	-146
	ΔQ Cen/Sur	-4	-8	-11	-4	-11	1	-20	-5	4	3	-1	1	0	3
	ΔQ Norte	0	0	0	0	-1	0	-1	0	0	0	1	0	0	0
	ΔQ Total	-4	-8	-11	-3	-11	1	-21	-5	4	3	0	1	1	3
P. Azúcar - P. Col. 220kV	Q Cen/Sur	-61	-74	-26	-37	-5	-94	54	-92	-82	-101	-26	-109	-103	-103
	Q Norte	-19	28	-1	-34	-8	-40	5	-39	-38	-32	-12	-50	-51	-36
	Q Total	-80	-46	-27	-71	-13	-134	59	-131	-120	-133	-38	-160	-154	-139
	ΔQ Cen/Sur	10	14	15	11	20	10	25	11	10	10	10	10	10	10
	ΔQ Norte	0	1	1	1	2	1	3	1	0	0	0	1	0	0
	ΔQ Total	11	15	16	12	22	11	28	12	10	10	10	10	10	10

Tabla 5-7: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. circuitos 220kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 220kV demanda requerimientos de potencia reactiva de los RCT del Norte Chico comparativamente menores a los producidos por la desconexión de un circuito de línea de 500kV. De estas contingencias, la que exige más los RCT del Norte Chico en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), es la desconexión circuito de línea Pan de Azúcar – Punta Colorada 220kV: **28MVar capacitivos**.

### FACT

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-71	-88	-42	-48	-25	-105	29	-103	-92	-111	-36	-119	-113	-112
	Q Norte	-19	27	-2	-35	-10	-40	2	-39	-38	-32	-12	-51	-52	-37
	Q Total	-91	-61	-43	-83	-35	-145	31	-143	-130	-143	-48	-170	-164	-149
SVC Plus DdA	Q Cen/Sur	-83	-66	-43	-69	-33	-129	31	-127	-114	-129	-43	-146	-137	-132
	Q Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Q Total	-83	-66	-43	-69	-33	-129	31	-127	-114	-129	-43	-146	-137	-132
	ΔQ Cen/Sur	-12	21	-1	-21	-8	-24	2	-23	-22	-18	-7	-27	-24	-20
	ΔQ Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ΔQ Total	-12	21	-1	-21	-8	-24	2	-23	-22	-18	-7	-27	-24	-20
CER Cardones 220/20,4	Q Cen/Sur	-59	-77	-31	-36	-33	-81	21	-84	-80	-97	-28	-89	-79	-91
	Q Norte	-24	22	-6	-39	-7	-48	6	-46	-42	-37	-15	-61	-62	-43
	Q Total	-83	-55	-37	-75	-40	-130	27	-130	-122	-134	-43	-150	-141	-134
	ΔQ Cen/Sur	-8	-7	-7	-7	5	-13	6	-11	-6	-7	-4	-13	-13	-8
	ΔQ Norte	-5	-4	-4	-4	3	-8	3	-7	-4	-4	-3	-10	-11	-7
	ΔQ Total	-12	-11	-11	-11	9	-21	9	-17	-10	-11	-7	-23	-23	-15
SVC Pan de Azúcar	Q Cen/Sur	-60	-72	-31	-39	-19	-101	27	-95	-71	-99	-30	-107	-99	-98
	Q Norte	-20	25	-3	-36	-11	-41	2	-40	-40	-33	-13	-52	-53	-38
	Q Total	-80	-47	-34	-75	-30	-141	29	-135	-111	-132	-43	-159	-152	-136
	ΔQ Cen/Sur	-13	-17	-12	-9	-7	-4	3	-9	-21	-12	-6	-11	-11	-13
	ΔQ Norte	-1	-2	-1	-1	-1	0	0	-1	-2	-1	-1	-1	-1	-1
	ΔQ Total	-14	-19	-13	-10	-8	-4	4	-10	-23	-13	-7	-12	-12	-14

Tabla 5-8: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. equipos FACTS.



De la tabla anterior puede verse que la desconexión de un equipo FACT genera un RPR inductivo en todos los casos. En particular, los que provocan los mayores requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Norte Chico son:

- Desconexión del SVC plus de Diego de Almagro: **27MVAR inductivos**.
- Desconexión del CER de Cardones/SVC Pan de Azúcar: **23MVAR inductivos**.

### Reactores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-71	-88	-42	-48	-25	-105	29	-103	-92	-111	-36	-119	-113	-112
	Q Norte	-19	27	-2	-35	-10	-40	2	-39	-38	-32	-12	-51	-52	-37
	Q Total	-91	-61	-43	-83	-35	-145	31	-143	-130	-143	-48	-170	-164	-149
R. Cardones 500kV	Q Cen/Sur	-159	-176	-130	-133	-114	-179	-61	-180	-174	-191	-120	-184	-168	-178
	Q Norte	-40	5	-24	-55	-32	-63	-20	-61	-58	-52	-34	-70	-70	-60
	Q Total	-200	-171	-154	-187	-146	-243	-80	-241	-232	-243	-154	-254	-238	-237
	ΔQ Cen/Sur	-88	-88	-89	-85	-88	-75	-90	-77	-82	-81	-84	-64	-55	-65
	ΔQ Norte	-21	-22	-22	-20	-22	-23	-22	-21	-20	-20	-22	-19	-19	-23
ΔQ Total	-109	-110	-111	-104	-110	-98	-112	-98	-102	-100	-106	-84	-74	-88	
R. Los Changos 500kV	Q Cen/Sur	-122	-140	-94	-92	-76	-149	-22	-145	-134	-151	-84	-156	-145	-149
	Q Norte	-36	9	-20	-49	-28	-55	-15	-53	-53	-46	-29	-66	-67	-51
	Q Total	-157	-132	-114	-141	-104	-204	-37	-199	-186	-197	-113	-222	-212	-200
	ΔQ Cen/Sur	-50	-53	-53	-44	-51	-44	-52	-42	-42	-41	-48	-37	-32	-37
	ΔQ Norte	-17	-18	-18	-14	-17	-15	-17	-14	-14	-14	-17	-15	-16	-14
ΔQ Total	-67	-71	-71	-58	-69	-59	-69	-56	-56	-55	-65	-52	-48	-51	

Tabla 5-9: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. reactores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un reactor de barra de 500kV demanda altos niveles de requerimientos de potencia reactiva inductiva de los RCT del Norte Chico. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión del reactor de barra de Nueva Cardones 500kV: **112MVAR inductivos**.

### Transformadores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-71	-88	-42	-48	-25	-105	29	-103	-92	-111	-36	-119	-113	-112
	Q Norte	-19	27	-2	-35	-10	-40	2	-39	-38	-32	-12	-51	-52	-37
	Q Total	-91	-61	-43	-83	-35	-145	31	-143	-130	-143	-48	-170	-164	-149
ATR Cumbre 500/220kV	Q Cen/Sur	-72	-49	-4	-53	17	-108	72	-108	-96	-110	-35	-122	-115	-111
	Q Norte	-19	62	61	-14	42	-24	61	-16	-13	-32	-16	-32	-33	-35
	Q Total	-91	13	57	-66	60	-132	132	-124	-108	-142	-52	-154	-148	-146
	ΔQ Cen/Sur	0	38	37	-5	43	-4	42	-4	-4	1	1	-3	-2	2
	ΔQ Norte	0	35	63	21	53	16	59	23	25	0	-4	19	19	1
ΔQ Total	-1	74	100	17	95	12	101	19	22	1	-3	16	17	3	
Nva. Maitencillo 500/220kV	Q Cen/Sur	-71	-85	-42	-38	-9	-98	57	-97	-103	-117	-44	-119	-115	-118
	Q Norte	-17	28	-1	-34	-8	-39	5	-38	-38	-32	-12	-51	-52	-37
	Q Total	-88	-58	-42	-72	-17	-137	62	-135	-140	-148	-56	-170	-166	-154
	ΔQ Cen/Sur	1	2	0	10	16	7	28	7	-11	-6	-8	0	-2	-5
	ΔQ Norte	2	1	1	1	2	1	3	1	0	0	0	0	0	0
ΔQ Total	2	3	1	11	18	8	31	8	-10	-6	-8	0	-2	-5	

Tabla 5-10: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. transformadores.



De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un transformador de 500/220kV puede demandar requerimientos de potencia reactiva capacitiva o inductiva de los RCT del Norte Chico. En particular, los que provocan los mayores requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Norte Chico son:

- Desconexión del ATR Cumbre 500/220kV: **101MVar capacitivos**.
- Desconexión del ATR Nueva Maitencillo: **31MVar capacitivos**.

### Generadores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-71	-88	-42	-48	-25	-105	29	-103	-92	-111	-36	-119	-113	-112
	Q Norte	-19	27	-2	-35	-10	-40	2	-39	-38	-32	-12	-51	-52	-37
	Q Total	-91	-61	-43	-83	-35	-145	31	-143	-130	-143	-48	-170	-164	-149
Guacolda U5	Q Cen/Sur	-58	-83	-39	-44	-47	-99	3	-101	-69	-91	-2	-105	FS	FS
	Q Norte	-17	27	-1	-34	-13	-41	-1	-40	-35	-31	-7	-51	FS	FS
	Q Total	-75	-56	-40	-79	-59	-140	2	-140	-104	-121	-9	-156	FS	FS
	ΔQ Cen/Sur	15	1	7	5	-21	-6	-25	-9	29	11	35	0	FS	FS
	ΔQ Norte	2	0	1	1	-2	0	-3	-1	4	2	5	0	FS	FS
	ΔQ Total	16	5	3	4	-24	5	-30	2	27	21	39	14	FS	FS

Tabla 5-11: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. generación sincr.

De la tabla anterior se encuentra que los máximos requerimientos asociados a la desconexión de Guacolda U5 son: **39MVar capacitivos y 30MVar inductivos**.

### Máximos del ACT

A continuación se muestran las contingencias que derivan en los máximos requerimientos capacitivos e inductivos del ACT y de cada sub-ACT.

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Norte Chico	Total	Capacitiva	<b>103</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-112</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar
	norte	Capacitiva	<b>63</b>	ATR Cumbre 500/220kV
		Inductiva	<b>-23</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar
	centro/sur	Capacitiva	<b>84</b>	Nva Cardones - Nva Maitencillo 500kV C1
		Inductiva	<b>-90</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar

Tabla 5-12: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico

## 5.2.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.



### Operación normal

En los gráficos a continuación se muestra la sensibilidad ( $dV/dQ$ ) en las principales barras del área del Norte Chico en condiciones de operación normal, distinguiéndose las subestaciones del sistema de 500kV y 220kV.

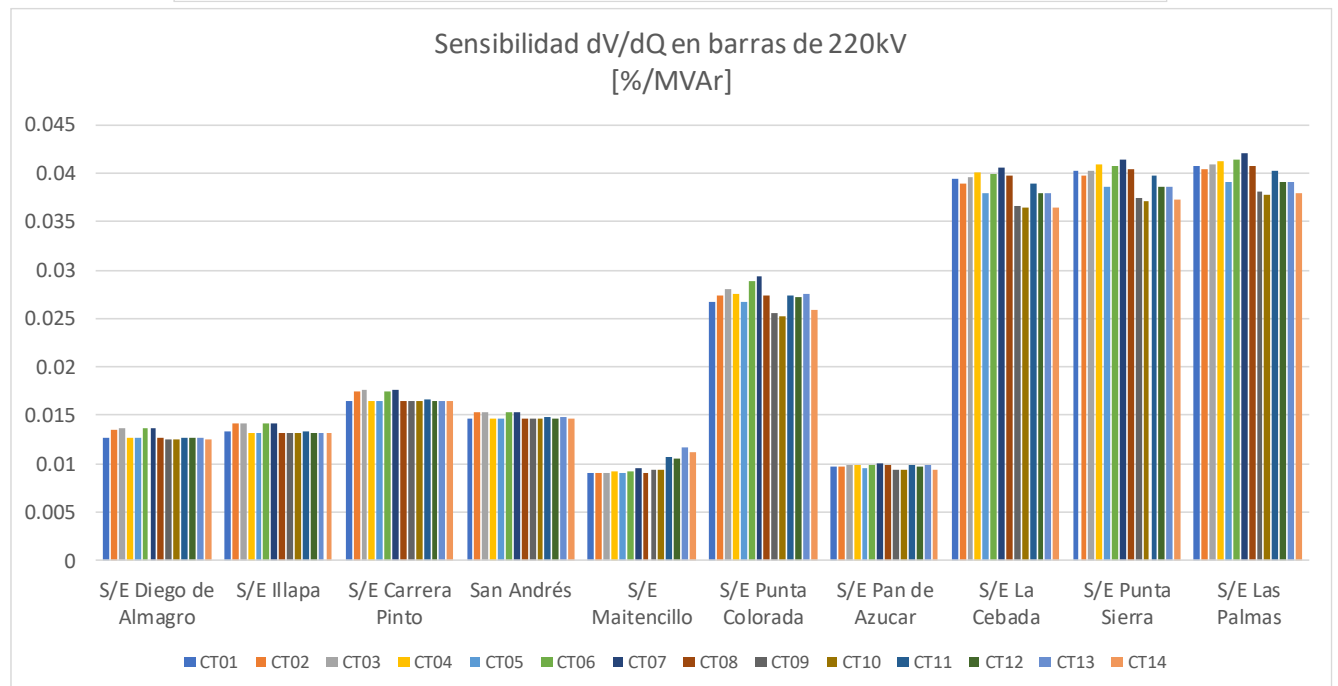
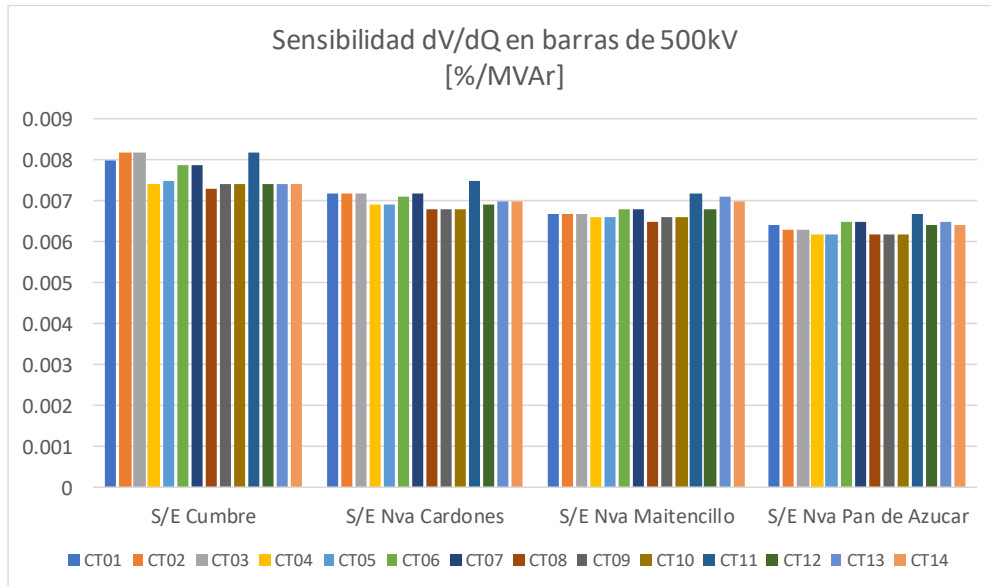


Figura 5-6 Sensibilidades  $dV/dQ$  en principales barras del ACT Norte Chico en operación normal

De este gráfico se puede observar que en operación normal las barras de 220kV más débiles del ACT se encuentran en las subestaciones de 220kV al Sur, correspondientes a Punta Sierra y Las Palmas, las cuales establecen la frontera con el ACT de la zona Centro. A su vez, se puede observar que las subestaciones próximas al sistema de transmisión de 500kV, así como también las propias subestaciones de 500kV presentan la mayor



robustez del área. Por otra parte, las figuras siguientes muestran el perfil de tensión en red completa en los principales nodos del área para las distintas condiciones de operación analizadas.

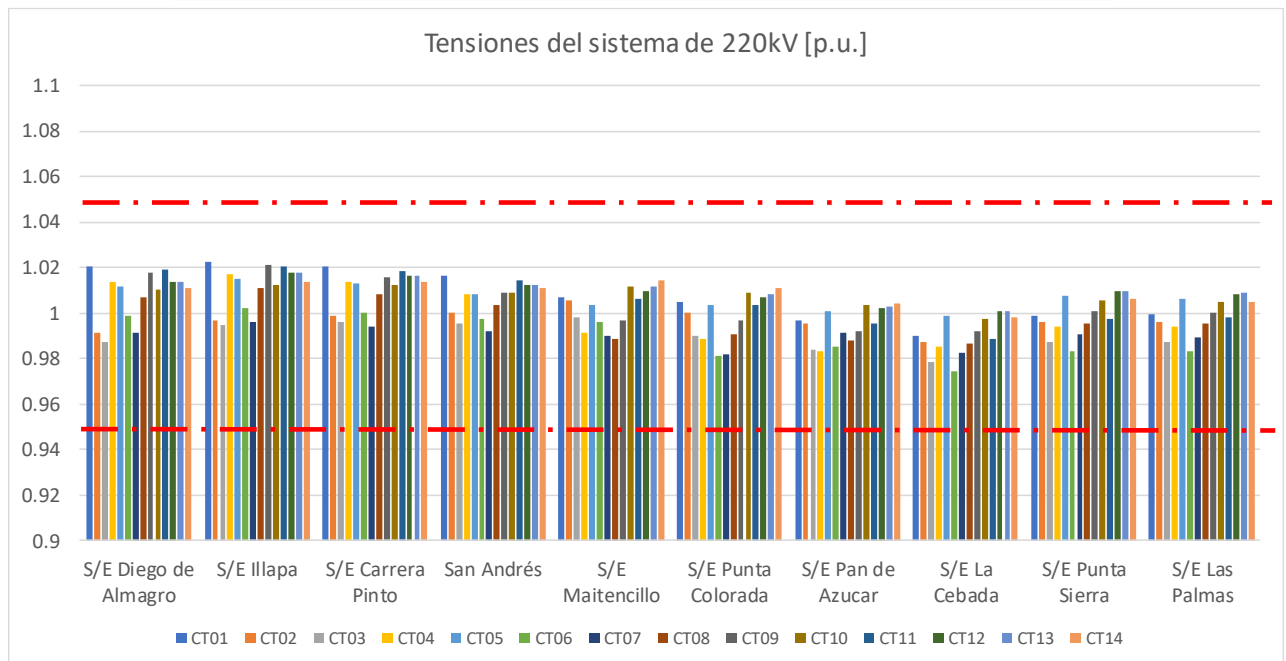
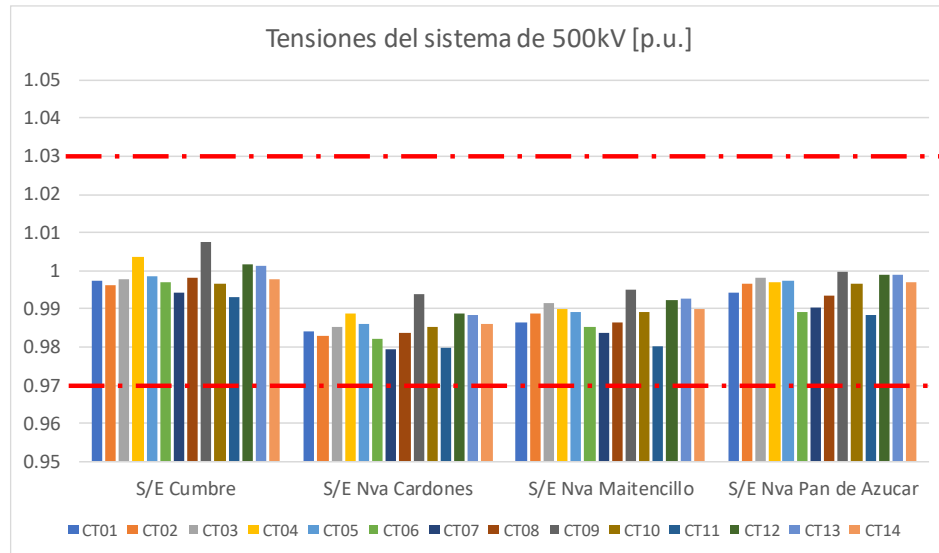


Figura 5-7. Perfil de tensiones del ACT Norte Chico en operación normal

Como se puede observar, algunas barras de 500kV operarían normalmente con tensiones por debajo de los 512kV utilizados como tensión de servicio. En este caso se recomienda que para la fecha se evalúe la modificación de las mismas dichas tensiones de servicio. Los valores promedio encontrados de los escenarios analizados son:

- S/E Cumbre: 512kV
- S/E Nva Cardones: 505kV
- S/E Nva Maitencillo: 506kV
- S/E Nva Pan de Azúcar: 510kV





### Operación post-contingencia

El impacto de las contingencias se analiza en función de las variaciones tanto en los requerimientos de potencia reactiva, como así también de las tensiones y en las sensibilidades que esta provoca. En este sentido, de forma complementaria al análisis de requerimientos de potencia reactiva del capítulo precedente, para evaluar el impacto de las contingencias, y analizar el desempeño y suficiencia de los recursos del sistema para atenderlas se analizan los siguientes indicadores:

- i. Sensibilidad post-contingencia
- ii. Variación de tensión

### Variación de la tensión

En la siguiente figura se presenta el perfil de tensiones en las principales subestaciones del área, mostrando en cada una de estas los máximos y mínimos valores ante cada una de las contingencias, sobre todos los escenarios específicos.

De la misma, se puede apreciar un perfil de tensión que podría considerarse uniforme, con amplitudes en las variaciones de tensión que se enmarcan dentro de las bandas establecidas por NTSyCS para la operación en Estado de Emergencia.

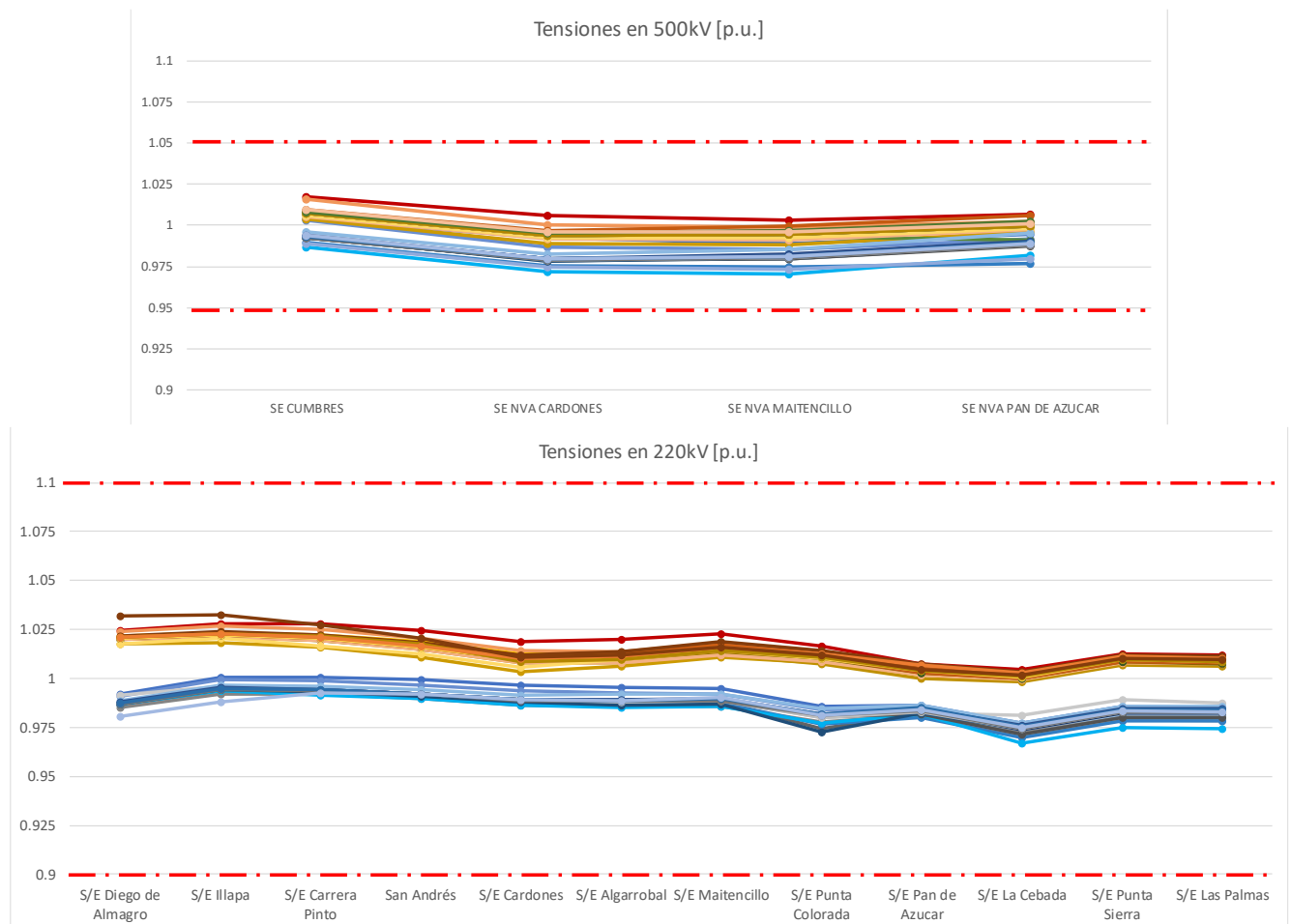


Figura 5-8. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia del ACT Norte Chico



Respecto a las variaciones, en la tabla a continuación se muestra el resumen de las máximas variaciones de tensión, tanto positivas como negativas, para un conjunto de barras de interés ante la totalidad de las contingencias evaluadas.

A partir de esta se puede observar que las mayores variaciones de tensión positivas las producen la desconexión del reactor de Nueva Cardones y del SVC Plus de Diego de Almagro, el cual generalmente se presenta absorbiendo potencia reactiva. Por otra parte, las mayores disminuciones de tensión se dan ante la pérdida de uno de los circuitos de 500kV, principalmente en los casos que estos se encuentran operando a alto nivel de carga. En todos los casos las variaciones de tensión son menores al 2%.

Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	SE CUMBRES 500kV	S/E Illapa 220kV	S/E Diego de Almagro 220kV	S/E Carrera Pinto 220kV	San Andrés 220kV	SE NVA CARDONES 500kV	SE NVA CARDONES 220kV	SE NVA MAITENCILLO 500kV	S/E Maitencillo 220kV	S/E Punta Colorada	SE NVA PAN DE AZÚCAR	S/E Pan de Azúcar	S/E La Cebada	S/E Punta Sierra	S/E Las Palmas
LCHAN-CUMB 500kV	-1.5	-0.7	-0.5	-0.7	-0.7	-1.1	-0.7	-0.8	-0.6	-0.5	-0.5	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2
CUMB-NCAR 500kV	-0.6	-0.4	-0.3	-0.5	-0.5	-0.8	-0.5	-0.5	-0.4	-0.3	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
NCAR-NMAI 500kV	-0.6	-0.4	-0.3	-0.5	-0.6	-0.8	-0.7	-1.0	-0.7	-0.5	-0.7	-0.4	-0.3	-0.3	-0.3
NMAI-NPAZ 500kV	-0.3	-0.2	-0.1	-0.2	-0.3	-0.4	-0.3	-0.6	-0.6	-0.6	-1.2	-0.6	-0.5	-0.5	-0.5
NPAZ-POL 500kV	-0.4	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.5	-0.3	-0.7	-0.6	-0.6	-0.9	-0.6	-0.8	-0.9	-0.9
Mait - Card 220kV	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Illapa - C.Pinto 220kV	0.0	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
P.Sierra-Talinay 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1
D.Héctor-El Romero 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.7	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1
Los Vilos - Las Palmas 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.4	-0.4	-0.5
Don Goyo - Talinay 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.7	0.7	0.7
P.Sierra-Las Palmas 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.2
C.Pinto-S.Andrés 220kV	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
S.Andrés-Cardones 220kV	0.0	-0.1	-0.1	0.1	0.2	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
P.Azúcar-D.Goyo 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.5	-0.5	-0.5
P.Azúcar-P.Colorada 220kV	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.9	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1
P.Colorada-D.Héctor 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SR. Los Changos 1475MVar	1.0	0.5	0.4	0.5	0.5	0.8	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1
SR. N. Cardones 175MVar	1.2	1.0	0.9	1.1	1.2	1.6	1.3	1.1	1.0	0.7	0.7	0.4	0.3	0.3	0.3
SR. P.Azúcar 100MVar	0.3	0.2	0.1	0.2	0.2	0.4	0.2	0.5	0.4	0.4	0.7	0.3	0.3	0.3	0.3
SE. Polpaico 75MVar	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2
Guacolda U5	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.2	-0.5	-0.3	-0.3	-0.5	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3
Nueva Ventanas	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.3	-0.2	-0.1	-0.3	-0.1	-0.2	-0.2	-0.3
SVC Plus D.d.Almagro	0.4	1.4	1.8	1.0	0.8	0.4	0.5	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
CER Cardones	0.3	0.3	0.2	0.4	0.5	0.3	0.6	0.2	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
CER Maitencillo	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
CER 1 Pan de Azúcar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
SVC Nva P.d.Azúcar	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.3	0.2	0.4	0.3	0.3	0.2
CER Polpaico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
ATR Cumbre 500/220kV	0.4	-1.7	-1.2	-1.6	-1.3	0.2	-0.7	0.1	-0.2	-0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Nva. Cardones 500/220kV	0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.1	-0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nva. Maitencillo 500/220kV	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	0.4	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Nva. Pan de Azúcar 500/220kV	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	-0.1	0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1

Tabla 5-13: Mayores variaciones absolutas de tensión



### Sensibilidad post-contingencia

Por otra parte, en la Tabla se resumen las variaciones del índice de sensibilidad  $dV/dQ$  [%/MVAr] del área del Norte Chico, calculado como la variación porcentual entre el valor de red N respecto del valor post-contingencia. Este valor indica la medida en que las barras del sistema pierden robustez debido a una contingencia.

Subestación → Contingencia ↓	SE Cumbre 500kV	S/E Illapa 220kV	S/E Diego de Almagro 220kV	S/E Carrera Pinto 220kV	San Andrés 220kV	SE Nva. Cardones 500kV	SE Cardones 220kV	S/E Nva. Maitencillo 500kV	S/E Maitencillo 220kV	S/E Punta Colorada 220kV	SE Nva. P. Azúcar 500kV	S/E Pan de Azúcar 220kV	S/E La Cebada 220kV	S/E Punta Sierra 220kV	S/E Las Palmas 220kV
LCHAN-CUMB 500kV	0.011	0.015	0.014	0.018	0.016	0.009	0.009	0.008	0.012	0.030	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
CUMB-NCAR 500kV	0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.012	0.030	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
NCAR-NMAI 500kV	0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.009	0.009	0.008	0.012	0.030	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
NMAI-NPAZ 500kV	0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.012	0.030	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
NPAZ-POL 500kV	0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.012	0.030	0.008	0.010	0.041	0.042	0.043
Mait - Card 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.012	0.030	0.008	0.010	0.041	0.041	0.042
Illapa - C. Pinto 220kV	0.008	0.015	0.014	0.019	0.016	0.008	0.009	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.041	0.041	0.042
P.Sierra-Talinay 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.041	0.043	0.043
D.Héctor-El Romero 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.012	0.037	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
Los Vilos - Las Palmas 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.012	0.030	0.008	0.010	0.046	0.048	0.049
Don Goyo - Talinay 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.047	0.047	0.047
P.Sierra-Las Palmas 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.042	0.043	0.044
C.Pinto-S. Andrés 220kV	0.008	0.015	0.014	0.019	0.016	0.008	0.009	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.041	0.041	0.042
S. Andrés-Cardones 220kV	0.008	0.015	0.014	0.019	0.018	0.008	0.009	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.041	0.041	0.042
P. Azúcar-D. Goyo 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.053	0.052	0.052
P. Azúcar-P. Colorada 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.012	0.039	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
P. Colorada-D. Héctor 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.012	0.032	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
SR. Los Changos 1475MVAr	0.008	0.014	0.014	0.019	0.019	0.009	0.014	0.008	0.013	0.029	0.008	0.010	0.041	0.041	0.042
SR. N. Cardones 175MVAr	0.011	0.032	0.042	0.030	0.026	0.011	0.018	0.010	0.017	0.030	0.008	0.010	0.041	0.041	0.042
SR. P. Azúcar 100MVAr	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.013	0.029	0.008	0.010	0.041	0.041	0.042
SE. Polpaico 75MVAr	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.041	0.041	0.042
Guacolda U5	0.008	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.012	0.030	0.008	0.010	0.041	0.041	0.042
Nueva Ventanas	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.041	0.042	0.043
SVC Plus D.d. Almagro	0.010	0.032	0.044	0.029	0.025	0.010	0.017	0.009	0.014	0.030	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
CER Cardones	0.010	0.016	0.014	0.021	0.020	0.009	0.015	0.008	0.013	0.030	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
CER Maitencillo	0.008	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.014	0.030	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
CER 1 Pan de Azúcar	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.012	0.030	0.009	0.012	0.041	0.042	0.043
SVC Nva P.d. Azúcar	0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.012	0.032	0.013	0.014	0.043	0.043	0.044
CER Polpaico	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
ATR Cumbre 500/220kV	0.009	0.019	0.016	0.020	0.017	0.008	0.009	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.041	0.041	0.042
Nva. Cardones 500/220kV	0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.012	0.029	0.008	0.010	0.041	0.041	0.042
Nva. Maitencillo 500/220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.008	0.014	0.030	0.008	0.010	0.041	0.042	0.042
Nva. Pan de Azúcar 500/220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.012	0.030	0.009	0.011	0.041	0.042	0.042

Tabla 5-14: Mayor sensibilidad  $dV/dQ$ .

En general, se observa que los aumentos de sensibilidad  $dV/dQ$  ante las distintas contingencias se encuentran localizados en zonas acotadas, principalmente en la de directa influencia de la falla. Por ejemplo, tanto la desconexión del SVC Plus de Diego de Almagro como del CER de Cardones provocan un considerable incremento en las sensibilidades de las barras localizadas al norte del área (zona Diego de Almagro). Análogamente, la desconexión de los CER de Pan de Azúcar o del SVC de Nva. Pan de Azúcar derivan en pérdida de la robustez, principalmente en las barras aledañas.

A su vez, otra contingencia que provoca un considerable aumento de sensibilidad  $dV/dQ$  se corresponde a la pérdida del reactor de barra de Nva Cardones, cuya influencia se expande a varias de sus SS/EE aledañas.



Por último, en general la desconexión de líneas de 220kV incrementa la sensibilidad en sus nodos extremos, pero con reducido impacto para las subestaciones adyacentes.

### 5.2.3 Principales resultados

#### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Norte Chico de la siguiente manera:

- Se considera conveniente considerar al ACT como una en lo que respecta a requerimientos debido a que ambas sub-áreas presentan características similares y comparten los recursos de CT.
- En condiciones de hidrología húmeda los flujos de potencia por las principales líneas de transmisión de la zona son menores que en hidrología seca (contrariamente a lo que se observa en el Norte Grande) debido a que se tiene menos generación térmica y, por lo tanto, se exporta menos generación hacia la zona centro del SEN.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Chico y totales.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Norte Chico	norte	-91	-39
	centro-sur	-689	-432

Tabla 5-15: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
Norte Chico	-756	-479

Tabla 5-16: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

#### Reservas de potencia reactiva para contingencia

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Norte Chico para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVAR]	Contingencia
Norte Chico	Total	Capacitiva	<b>103</b>	Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	<b>-112</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVAR
	norte	Capacitiva	<b>63</b>	ATR Cumbre 500/220kV
		Inductiva	<b>-23</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVAR
	centro/sur	Capacitiva	<b>84</b>	Nva Cardones - Nva Maitencillo 500kV C1
		Inductiva	<b>-90</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVAR

Tabla 5-17: Requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico



## 5.2.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

### Requerimientos en red completa

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Chico dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

En condiciones de red completa, se evidencia que a la fecha algunas barras de 500kV operarían normalmente con tensiones por debajo de los 512kV utilizados como tensión de servicio. En este caso se recomienda que para la fecha se evalúe la modificación de las mismas. Los valores promedios encontrados de los escenarios analizados son: S/E Cumbre: 512kV | S/E Nva Cardones: 505kV | S/E Nva Maitencillo: 506kV | S/E Nva Pan de Azúcar: 510kV.

### Reservas de potencia reactiva

En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Chico dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Reservas de potencia reactiva	Capacitivas		Inductivas	
	Esc. de Estudio	Requerim.	Esc. de Estudio	Requerim.
<b>Norte Chico - Región norte</b>				
Mínimo	113	63	0	-23
Máximo	192		-79	
<b>Norte Chico - Región centro-sur</b>				
Mínimo	335	84	-181	-90
Máximo	588		-454	
<b>Norte Chico Total</b>				
Mínimo	507	103	-182	-112
Máximo	752		-508	

Tabla 5-18: Resumen suficiencia en ACT



Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. Esto es coherente con los resultados de las variaciones de tensión ante contingencias, en donde se observa que las mismas no superan el **2%** en las barras del ACT. Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.

### 5.3 Análisis año 2022

#### 5.3.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

##### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de cada RCT por tipo, escenario e hidrología, separados en zona norte del Norte Chico y zona centro/sur del Norte Chico. Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva en la acometida de la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220kV a la S/E Las Palmas 220kV, Punta Sierra – Pelambres 2x220kV a la S/E Punta Sierra y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV (en un punto intermedio de la línea, debido a su longitud) y en la acometida de la línea Los Changos – Cumbre 2x500kV a la S/E Los Changos.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales					
	HÚMEDA				SECA				HH		HS			
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG-SinERNC
<b>ACT-NC_norte</b>														
<b>RCT</b>	<b>-58</b>	<b>-73</b>	<b>-93</b>	<b>-72</b>	<b>-75</b>	<b>-45</b>	<b>-52</b>	<b>-77</b>	<b>-61</b>	<b>-55</b>	<b>-56</b>	<b>-88</b>	<b>-89</b>	<b>-98</b>
ERNC	-10	-69	-65	-15	-10	-4	-24	-15			-10	-10	-10	-10
Reactor	-26	-25	-24	-26	-25	-25	-25	-25	-26	-25	-26	-26	-26	-26
FACTS	-22	21	-4	-31	-39	-16	-4	-37	-35	-30	-20	-52	-54	-63
<b>Demanda</b>	<b>57</b>	<b>72</b>	<b>93</b>	<b>69</b>	<b>71</b>	<b>45</b>	<b>52</b>	<b>74</b>	<b>58</b>	<b>53</b>	<b>55</b>	<b>81</b>	<b>83</b>	<b>89</b>
Carga	-31	-31	-32	-32	-31	-31	-32	-32	-32	-31	-31	-31	-31	-31
TR	-13	-63	-70	-16	-16	-74	-77	-17	-13	-11	-13	-19	-19	-22
Líneas	81	38	41	79	79	30	33	78	82	80	81	79	79	80
Intercambio	20	127	155	38	40	120	128	45	21	15	18	53	54	63
<b>ACT-NC_cen-sur</b>														
<b>RCT</b>	<b>-662</b>	<b>-779</b>	<b>-614</b>	<b>-560</b>	<b>-661</b>	<b>-726</b>	<b>-532</b>	<b>-597</b>	<b>-495</b>	<b>-545</b>	<b>-632</b>	<b>-689</b>	<b>-679</b>	<b>-575</b>
Capacitor	5	5	32	32	10	10	113	32	35	10	5	10	10	10
ERNC	-105	-200	-128	-95	-103	-206	-172	-77			-105	-108	-108	
Generador	-22	-39	0	-1	-46	-31	-7	-42	2	-30	-6	-20		
Reactor	-409	-409	-409	-408	-409	-406	-405	-405	-412	-408	-406	-412	-412	-413
FACTS	-131	-136	-109	-87	-112	-92	-61	-104	-120	-117	-120	-159	-169	-172
<b>Demanda</b>	<b>662</b>	<b>779</b>	<b>614</b>	<b>560</b>	<b>661</b>	<b>726</b>	<b>532</b>	<b>597</b>	<b>495</b>	<b>545</b>	<b>632</b>	<b>689</b>	<b>679</b>	<b>575</b>
Carga	-107	-107	-140	-140	-107	-107	-140	-140	-140	-107	-107	-107	-107	-107
TR	-159	-173	-234	-246	-147	-255	-376	-227	-136	-108	-91	-104	-85	-49
Líneas	1241	1365	1326	1258	1354	1312	1233	1318	1307	1353	1197	1443	1454	1469
Intercambio	-312	-306	-337	-312	-439	-224	-185	-354	-536	-593	-367	-543	-583	-738

Tabla 5-19: Resumen RCT por escenario, hidrología y sub-ACT.

En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Norte Chico totales y divididos en zona norte y centro/sur, para las condiciones de operación de los escenarios específicos.

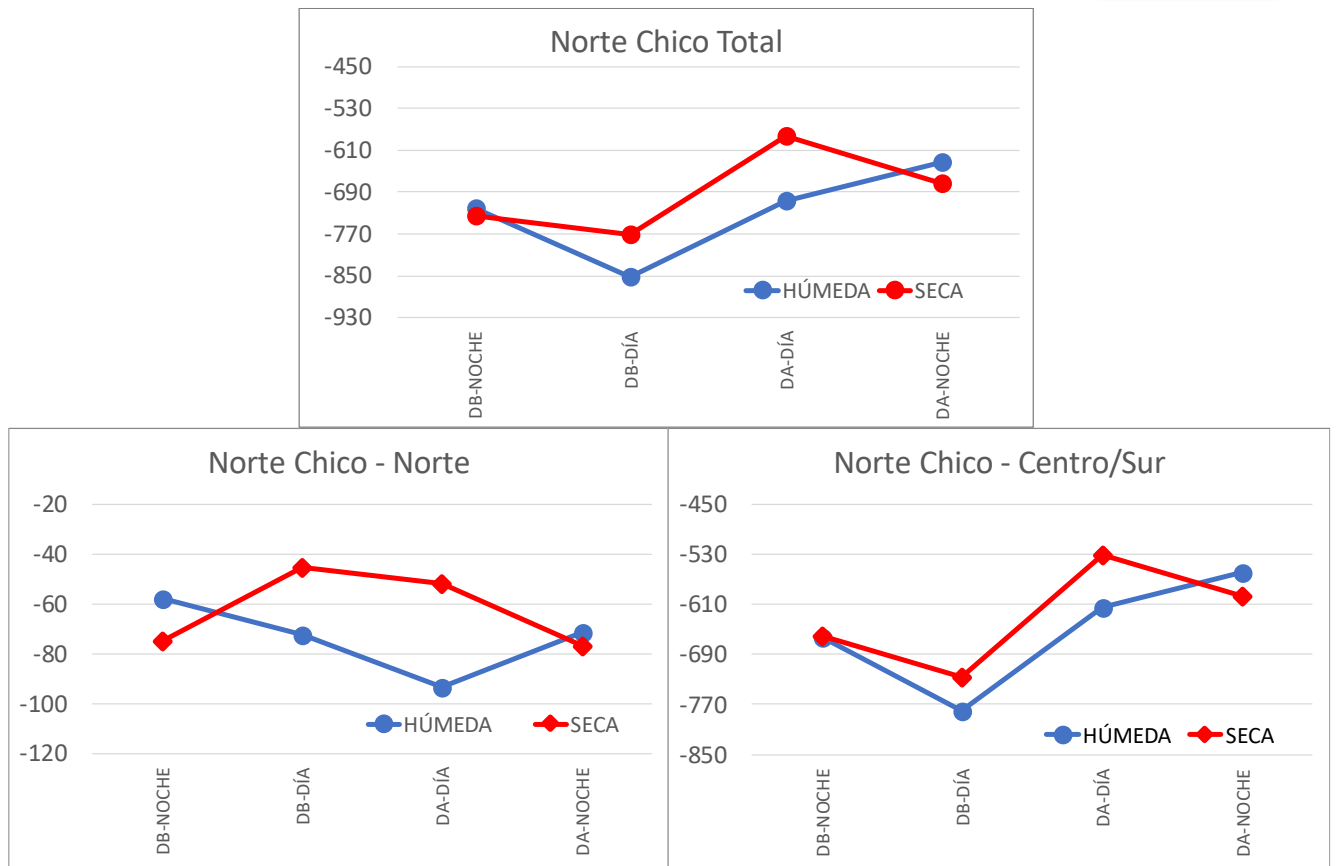


Figura 5-9: RPR por sub-ACT | Norte Chico.

En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Chico.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Norte Chico	norte	-98	-45
	centro-sur	-779	-495

Tabla 5-20: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

Como ya se mencionó, por las características de las sub-ACT resulta posible considerarlas como una sola ACT. A continuación se resumen los requerimientos conjuntos del área en red completa:

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
Norte Chico	-852	-556

Tabla 5-21: Requerimiento conjuntos del ACT

Se puede observar un incremento de los requerimientos de potencia reactiva en el ACT con respecto al 2020 de aproximadamente -100MVAR.





## Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del sistema post-contingencia.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para cada contingencia, como el total para el Norte Chico y parciales para las respectivas sub-ACT.

### Circuitos de 500kV

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-153	-175	-108	-89	-123	-158	-67	-146	-118	-146	-126	-179	-169	-172
	Q Norte	-22	21	-4	-31	-16	-39	-4	-37	-35	-30	-20	-52	-54	-63
	Q Total	-175	-154	-113	-120	-140	-197	-71	-183	-153	-176	-146	-231	-222	-235
LCHAN- CUMB	Q Cen/Sur	-86	-117	-42	-42	-79	-123	-21	-109	-80	-123	-57	-153	-145	-148
	Q Norte	-1	41	18	-16	-2	-28	12	-24	-22	4	-43	-45	-54	-54
	Q Total	-87	-76	-23	-57	-81	-151	-9	-134	-103	-145	-54	-196	-189	-202
	ΔQ Cen/Sur	67	58	67	47	44	35	47	37	38	24	68	26	24	24
	ΔQ Norte	22	20	23	15	15	12	16	12	13	8	23	9	9	9
ΔQ Total	89	78	89	62	59	47	62	49	50	31	92	35	33	33	
N. Card - N.Mait 500kV C1	Q Cen/Sur	-77	-132	-66	-27	-79	-104	-24	-96	-58	-92	-47	-139	-132	-136
	Q Norte	-7	32	6	-20	-9	-28	4	-27	-24	-19	-4	-44	-45	-55
	Q Total	-84	-100	-60	-47	-88	-132	-19	-123	-82	-110	-51	-182	-178	-191
	ΔQ Cen/Sur	76	43	42	62	44	54	44	50	60	55	79	40	36	36
	ΔQ Norte	15	11	11	11	7	11	8	9	11	11	16	8	8	8
ΔQ Total	91	54	52	73	52	66	51	60	71	66	95	49	45	44	

Tabla 5-22: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. circuitos 500kV.

De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Norte Chico, en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N, son:

- Desconexión de un circuito de la línea Los Changos – Cumbre 500kV: **92MVar capacitivos**.
- Desconexión de un circuito de la línea N. Cardones – N. Maitencillo 500kV: **95MVar capacitivos**.

### Circuitos de 220kV

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-153	-175	-108	-89	-123	-158	-67	-146	-118	-146	-126	-179	-169	-172
	Q Norte	-22	21	-4	-31	-16	-39	-4	-37	-35	-30	-20	-52	-54	-63
	Q Total	-175	-154	-113	-120	-140	-197	-71	-183	-153	-176	-146	-231	-222	-235
LT PCol- N.PdAz 2x220kV C1	Q Cen/Sur	-126	-156	-88	-72	-124	-143	-68	-129	-95	-123	-95	-165	-154	-150
	Q Norte	-20	22	-3	-30	-17	-38	-4	-35	-34	-28	-17	-51	-53	-61
	Q Total	-146	-133	-91	-102	-141	-181	-71	-164	-129	-151	-111	-215	-206	-211
	ΔQ Cen/Sur	27	19	20	17	-1	15	-1	17	23	24	31	14	15	22
	ΔQ Norte	2	1	2	1	0	1	0	1	1	1	3	1	1	1
ΔQ Total	30	21	21	18	-1	16	-1	19	25	25	34	15	16	24	
Nva. PAZúcar - Punta Sierra 2x220 kV C2	Q Cen/Sur	-137	-160	-93	-71	-108	-143	-52	-130	-103	-132	-110	-164	-154	-159
	Q Norte	-21	22	-4	-30	-16	-39	-3	-36	-34	-29	-19	-51	-53	-62
	Q Total	-158	-138	-97	-102	-123	-181	-55	-166	-137	-162	-129	-215	-207	-221
	ΔQ Cen/Sur	16	15	15	17	15	15	15	16	15	14	16	15	15	14
	ΔQ Norte	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ΔQ Total	17	16	16	18	16	16	16	17	16	15	17	16	15	14	

Tabla 5-23: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. circuitos 220kV.



De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Norte Chico en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), es la desconexión circuito de línea Punta Colorada – Nva Pan de Azúcar 220kV: **34MVar capacitivos**.

### FACT

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales					
		HÚMEDA				SECA				HH		HS			
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC
Red N	Q Cen/Sur	-153	-175	-108	-89	-123	-158	-67	-146	-118	-146	-126	-179	-169	-172
	Q Norte	-22	21	-4	-31	-16	-39	-4	-37	-35	-30	-20	-52	-54	-63
	Q Total	-175	-154	-113	-120	-140	-197	-71	-183	-153	-176	-146	-231	-222	-235
SVC Plus DdA	Q Cen/Sur	-167	-158	-112	-107	-136	-182	-70	-168	-138	-164	-138	-202	-188	-205
	Q Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Q Total	-167	-158	-112	-107	-136	-182	-70	-168	-138	-164	-138	-202	-188	-205
	ΔQ Cen/Sur	-14	17	-4	-19	-13	-24	-3	-22	-20	-17	-12	-23	-20	-33
	ΔQ Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΔQ Total	-14	17	-4	-19	-13	-24	-3	-22	-20	-17	-12	-23	-20	-33	
SVC Pan de Azúcar	Q Cen/Sur	-124	-142	-84	-70	-100	-143	-55	-129	-89	-125	-99	-151	-132	-120
	Q Norte	-25	17	-7	-33	-19	-41	-5	-38	-38	-32	-23	-55	-58	-68
	Q Total	-150	-125	-91	-103	-119	-184	-60	-167	-127	-156	-122	-206	-190	-188
	ΔQ Cen/Sur	-30	-34	-26	-20	-26	-15	-14	-18	-28	-21	-25	-22	-18	-16
	ΔQ Norte	-3	-4	-3	-2	-3	-1	-2	-2	-3	-2	-3	-3	-4	-5
ΔQ Total	-33	-38	-29	-22	-28	-16	-16	-20	-31	-23	-28	-25	-23	-21	

Tabla 5-24: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. equipos FACTS.

De la tabla anterior puede verse que la desconexión de un equipo FACT genera un RPR inductivo en todos los casos. En particular, los que provocan los mayores requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Norte Chico son:

- Desconexión del SVC plus de Diego de Almagro: **33MVar inductivos**.
- Desconexión del CER de Cardones/SVC Pan de Azúcar: **38MVar inductivos**.

### Reactores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales					
		HÚMEDA				SECA				HH		HS			
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC
Red N	Q Cen/Sur	-153	-175	-108	-89	-123	-158	-67	-146	-118	-146	-126	-179	-169	-172
	Q Norte	-22	21	-4	-31	-16	-39	-4	-37	-35	-30	-20	-52	-54	-63
	Q Total	-175	-154	-113	-120	-140	-197	-71	-183	-153	-176	-146	-231	-222	-235
R. Cardones 500kV	Q Cen/Sur	-236	-257	-194	-173	-211	-231	-156	-223	-200	-226	-205	-236	-217	-233
	Q Norte	-45	-3	-28	-51	-38	-63	-25	-58	-55	-49	-43	-70	-70	-70
	Q Total	-281	-261	-221	-224	-249	-294	-182	-280	-255	-275	-248	-307	-287	-302
	ΔQ Cen/Sur	-82	-82	-86	-84	-88	-73	-89	-76	-82	-79	-79	-58	-49	-60
	ΔQ Norte	-23	-24	-23	-20	-22	-24	-22	-21	-20	-20	-24	-18	-16	-7
ΔQ Total	-105	-107	-109	-104	-110	-96	-111	-98	-102	-99	-102	-76	-65	-67	
R. Los Changos 500kV	Q Cen/Sur	-202	-228	-162	-132	-173	-202	-118	-188	-160	-187	-173	-210	-194	-211
	Q Norte	-39	3	-23	-45	-33	-54	-21	-51	-49	-44	-36	-69	-70	-70
	Q Total	-241	-225	-184	-177	-207	-256	-139	-239	-209	-231	-209	-279	-265	-281
	ΔQ Cen/Sur	-49	-53	-53	-43	-50	-44	-51	-42	-42	-41	-47	-31	-26	-38
	ΔQ Norte	-16	-18	-18	-14	-17	-15	-17	-14	-14	-14	-17	-17	-17	-7
ΔQ Total	-66	-71	-72	-58	-67	-59	-68	-56	-56	-55	-64	-48	-42	-46	

Tabla 5-25: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. reactores.



De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un reactor de barra de 500kV demanda altos niveles de requerimientos de potencia reactiva inductiva de los RCT del Norte Chico. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión del reactor de barra de Nueva Cardones 500kV: **111MVAR inductivos**.

### Transformadores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-153	-175	-108	-89	-123	-158	-67	-146	-118	-146	-126	-179	-169	-172
	Q Norte	-22	21	-4	-31	-16	-39	-4	-37	-35	-30	-20	-52	-54	-63
	Q Total	-175	-154	-113	-120	-140	-197	-71	-183	-153	-176	-146	-231	-222	-235
ATR Cumbre 500/220kV	Q Cen/Sur	-154	-139	-73	-93	-83	-162	-27	-151	-122	-146	-126	-182	-171	-174
	Q Norte	-20	59	59	-10	38	-23	56	-13	-9	-30	-19	-31	-33	-42
	Q Total	-174	-80	-14	-103	-45	-184	30	-164	-131	-175	-145	-213	-204	-216
	ΔQ Cen/Sur	-1	36	35	-4	40	-4	41	-4	-4	1	0	-3	-2	-2
	ΔQ Norte	2	38	64	21	54	17	60	24	26	0	0	21	21	21
ΔQ Total	2	74	99	17	95	13	101	19	22	1	0	18	18	19	
Nva. Maitencillo 500/220kV	Q Cen/Sur	-155	-176	-111	-84	-113	-156	-49	-145	-131	-155	-136	-182	-173	-178
	Q Norte	-21	22	-3	-30	-15	-38	-2	-36	-34	-29	-19	-52	-54	-63
	Q Total	-176	-154	-115	-114	-128	-194	-51	-180	-166	-184	-155	-233	-227	-241
	ΔQ Cen/Sur	-2	-1	-3	4	10	3	18	1	-13	-9	-10	-3	-4	-6
	ΔQ Norte	2	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	0	0	0
ΔQ Total	-1	0	-2	6	12	4	20	2	-13	-8	-9	-3	-4	-6	

Tabla 5-26: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. transformadores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un transformador de 500/220kV puede demandar requerimientos de potencia reactiva capacitiva o inductiva de los RCT del Norte Chico. En particular, los que provocan los mayores requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Norte Chico son:

- Desconexión del ATR Cumbre 500/220kV: **101MVar capacitivos**.
- Desconexión del ATR Nueva Maitencillo: **20MVar capacitivos**.

### Generadores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-153	-175	-108	-89	-123	-158	-67	-146	-118	-146	-126	-179	-169	-172
	Q Norte	-22	21	-4	-31	-16	-39	-4	-37	-35	-30	-20	-52	-54	-63
	Q Total	-175	-154	-113	-120	-140	-197	-71	-183	-153	-176	-146	-231	-222	-235
Guacolda U5	Q Cen/Sur	-138	-168	-104	-81	-139	-149	-87	-139	-93	-124	-92	-161	FS	FS
	Q Norte	-20	21	-4	-30	-19	-39	-6	-37	-32	-28	-16	-52	FS	FS
	Q Total	-158	-147	-108	-111	-158	-189	-93	-176	-125	-152	-108	-214	FS	FS
	ΔQ Cen/Sur	12	-2	5	6	-22	-6	-25	-8	28	11	28	-2	FS	FS
	ΔQ Norte	2	0	1	1	-2	0	-2	0	3	2	4	0	FS	FS
ΔQ Total	14	-2	6	7	-24	-6	-27	-9	31	13	32	-2	FS	FS	

Tabla 5-27: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. generación sincr.

De la tabla anterior se encuentra que los máximos requerimientos asociados a la desconexión de Guacolda U5 son: **32MVar capacitivos y 27MVar inductivos**.



### Máximos del ACT

A continuación se muestran las contingencias que derivan en los máximos requerimientos capacitivos e inductivos del ACT y de cada sub-ACT. Se puede observar que los requerimientos son muy similares a los definidos en 2020.

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Norte Chico	Total	Capacitiva	<b>101</b>	ATR Cumbre 500/220kV
		Inductiva	<b>-111</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar
	norte	Capacitiva	<b>64</b>	ATR Cumbre 500/220kV
		Inductiva	<b>-24</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar
	centro/sur	Capacitiva	<b>79</b>	Nva Cardones - Nva Maitencillo 2x500kV C1
		Inductiva	<b>-89</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar

Tabla 5-28: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico

### 5.3.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

#### Operación normal

En los gráficos a continuación se muestra la sensibilidad ( $dV/dQ$ ) en las principales barras del área del Norte Chico en condiciones de operación normal, distinguiéndose las subestaciones del sistema de 500kV y 220kV.

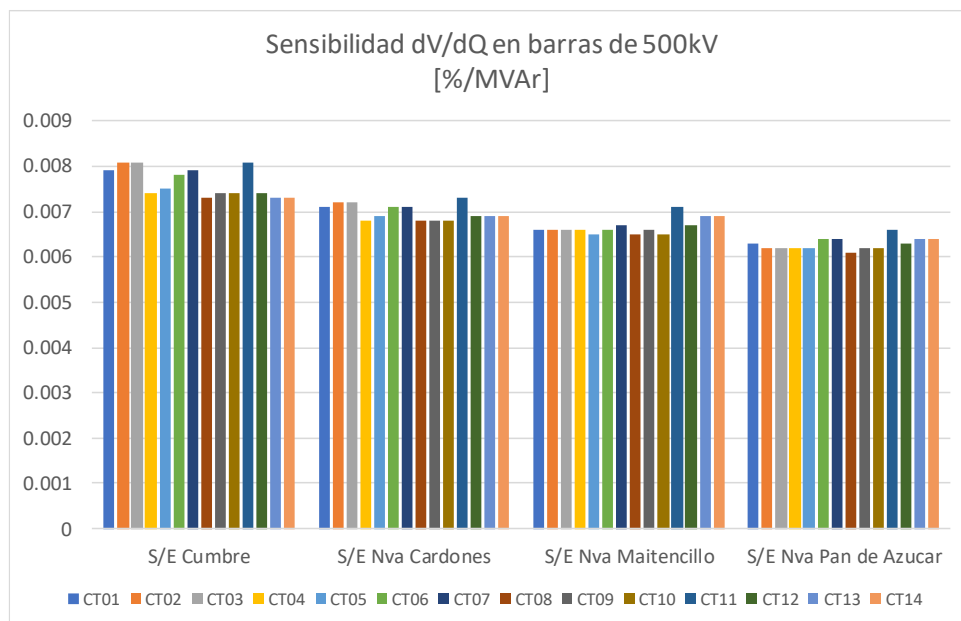


Figura 5-10 Sensibilidades  $dV/dQ$  en principales barras del ACT Norte Chico en operación normal

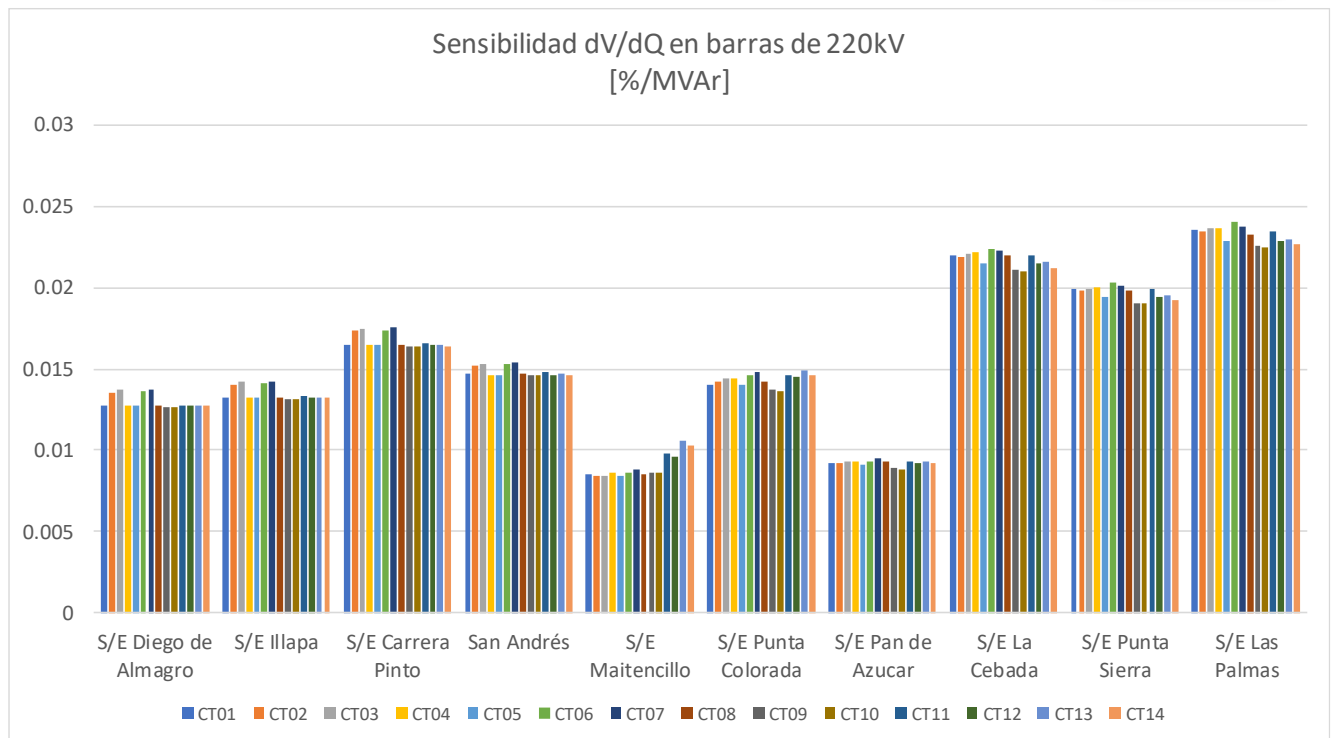


Figura 5-11 Sensibilidades dV/dQ en principales barras del ACT Norte Chico en operación normal

De este gráfico se puede observar que en operación normal las barras de 220kV más débiles del ACT se encuentran en las subestaciones de 220kV al Sur, correspondientes a La Cebada, Punta Sierra y Las Palmas, pero con las obras asociadas a esta fecha de análisis su sensibilidad se reduce aproximadamente un 0.15%/MVar con respecto a 2020. Por otra parte, las figuras siguientes muestran el perfil de tensión en red completa en los principales nodos del área para las distintas condiciones de operación analizadas.

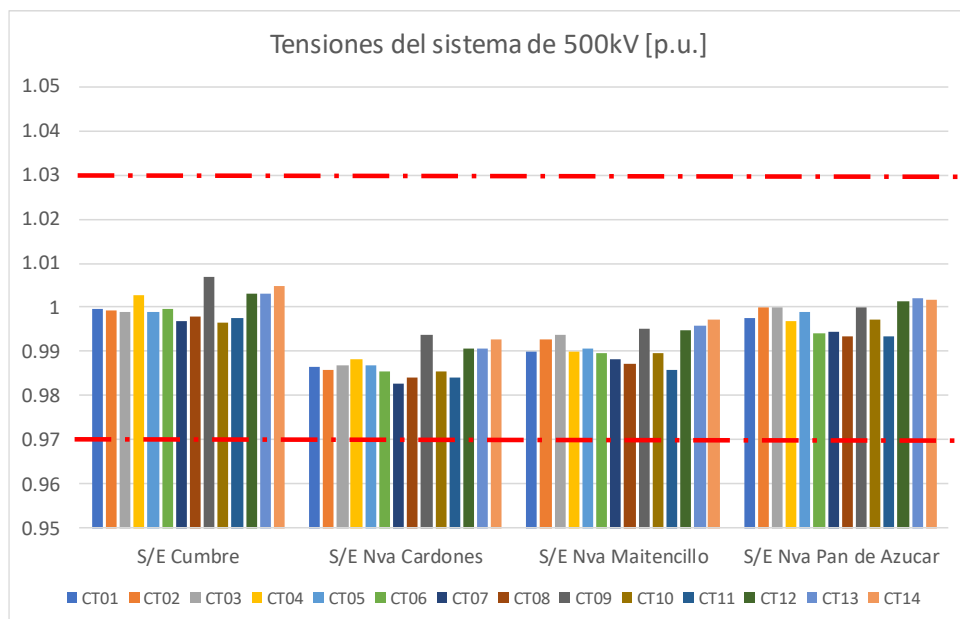


Figura 5-12. Perfil de tensiones del ACT Norte Chico en operación normal

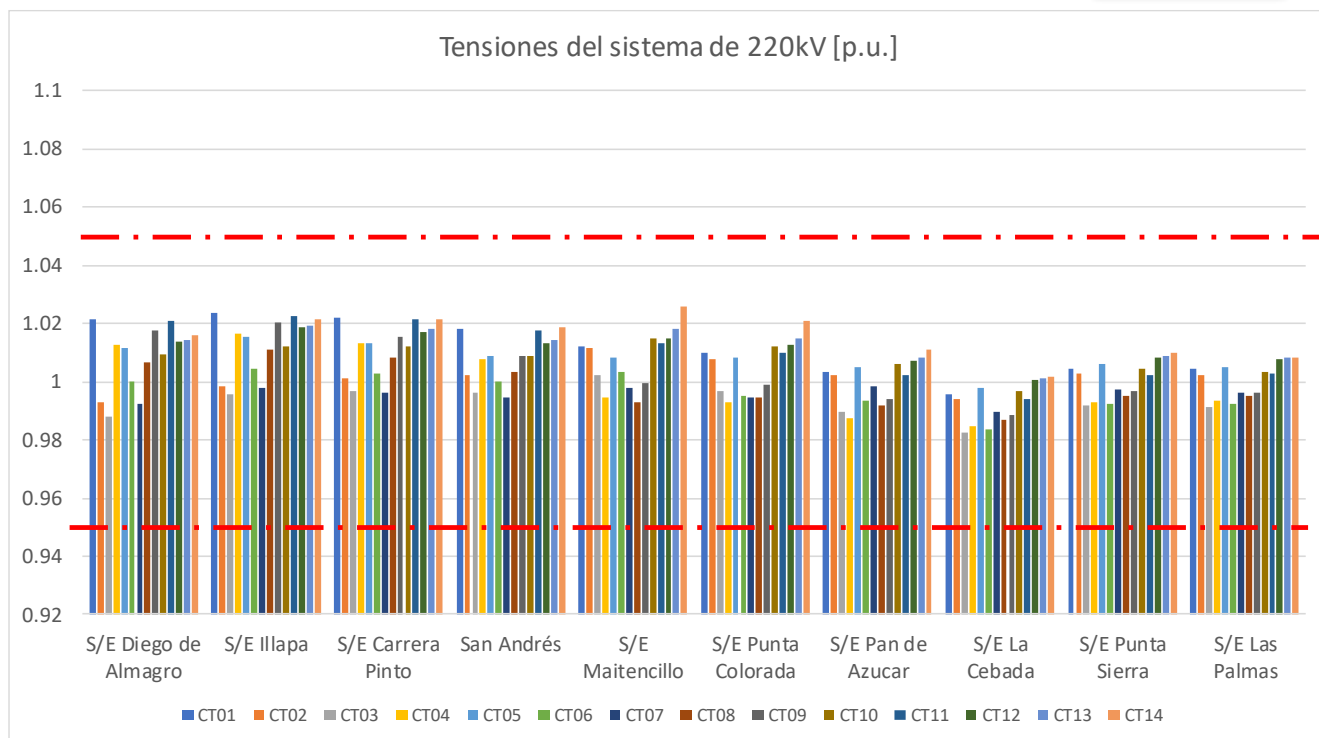


Figura 5-13. Perfil de tensiones del ACT Norte Chico en operación normal

Como se puede observar, algunas barras de 500kV operarían normalmente con tensiones por debajo de los 512kV utilizados como tensión de servicio. En este caso se recomienda que para la fecha se evalúe la modificación de las mismas. Los valores promedio encontrados de los escenarios analizados son:

- S/E Cumbre: 512kV
- S/E Nva Cardones: 505kV
- S/E Nva Maitencillo: 508kV
- S/E Nva Pan de Azúcar: 511kV

### Operación post-contingencia

A continuación se presenta el análisis del impacto de las contingencias en el sistema en lo que respecta a tensiones y sensibilidades post-contingencia.

#### Variación de la tensión

En la siguiente figura se presenta el perfil de tensiones en las principales subestaciones del área, mostrando en cada una de estas los máximos y mínimos valores ante cada una de las contingencias, sobre todos los escenarios específicos. De la misma, se puede apreciar un perfil de tensión que podría considerarse uniforme, con amplitudes en las variaciones de tensión que se enmarcan dentro de las bandas establecidas por NTSyCS para la operación en Estado de Emergencia.

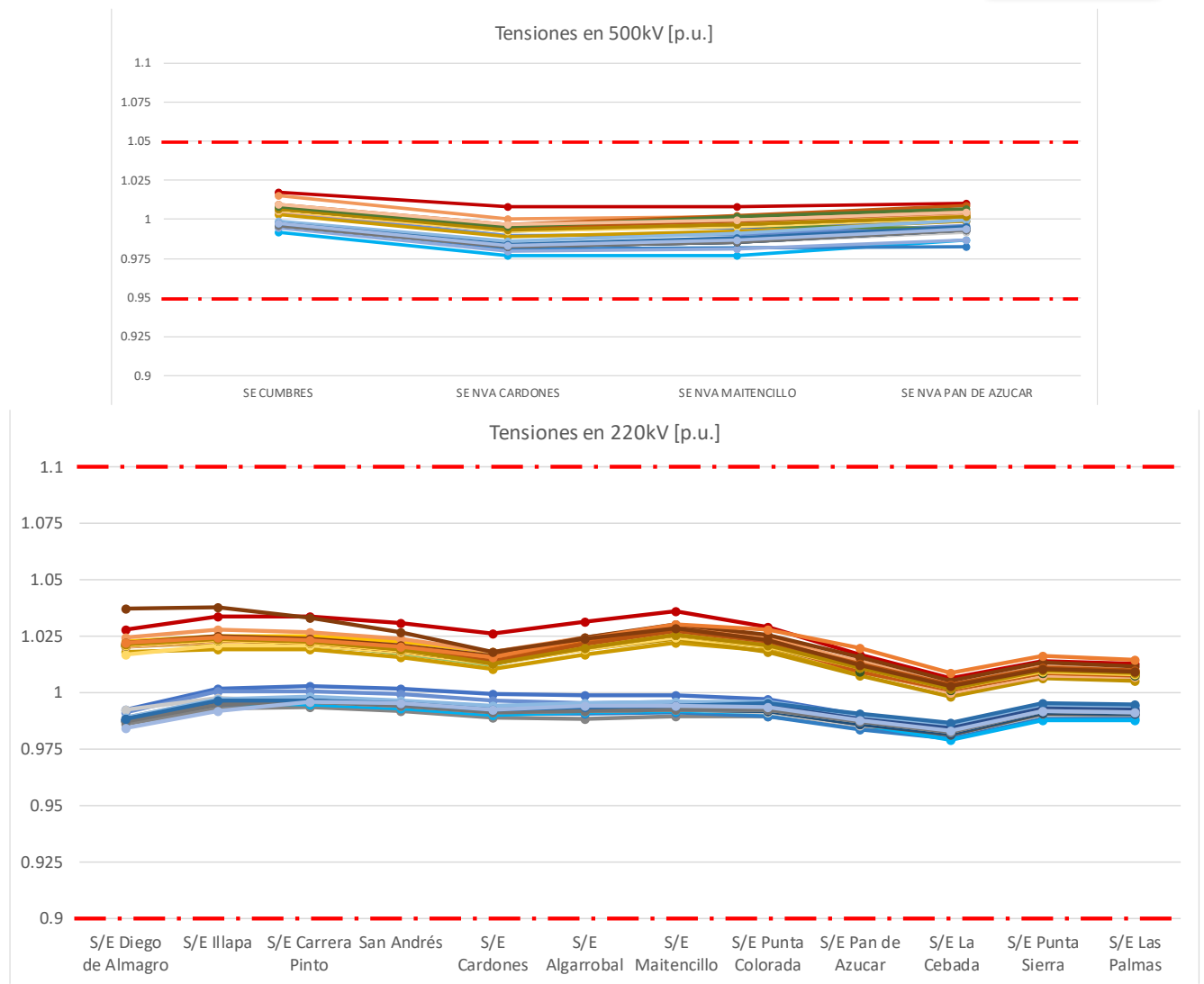


Figura 5-14. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia del ACT Norte Chico

Respecto a las variaciones, en la tabla a continuación se muestra el resumen de las máximas variaciones de tensión, tanto positivas como negativas, para un conjunto de barras de interés ante la totalidad de las contingencias evaluadas.

A partir de esta se puede observar que las mayores variaciones de tensión positivas las producen la desconexión del reactor de Nueva Cardones y del SVC Plus de Diego de Almagro, el cual generalmente se presenta absorbiendo potencia reactiva. Por otra parte, las mayores disminuciones de tensión se dan ante la pérdida de uno de los circuitos de 500kV, principalmente en los casos que estos se encuentran operando a alto nivel de carga. En todos los casos las variaciones de tensión son menores al 2.1%.





Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	SE CUMBRES 500kV	S/E Illapa 220kV	S/E Diego de Almagro 220kV	S/E Carrera Pinto 220kV	San Andrés 220kV	SE NVA CARDONES 500kV	SE NVA CARDONES 220kV	SE NVA MAITENCILLO 500kV	S/E Maitencillo 220kV	S/E Punta Colorada	SE NVA PAN DE AZÚCAR	S/E Pan de Azúcar	S/E La Cebada	S/E Punta Sierra	S/E Las Palmas
LCHAN-CUMB 500kV	-1.4	-0.6	-0.5	-0.6	-0.6	-1.0	-0.6	-0.7	-0.5	-0.4	-0.5	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2
CUMB-NCAR 500kV	-0.6	-0.4	-0.3	-0.4	-0.5	-0.8	-0.5	-0.5	-0.4	-0.3	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
NCAR-NMAI 500kV	-0.6	-0.4	-0.3	-0.5	-0.6	-0.8	-0.7	-0.9	-0.6	-0.5	-0.6	-0.4	-0.3	-0.3	-0.3
NMAI-NPAZ 500kV	-0.3	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.5	-0.5	-1.1	-0.5	-0.5	-0.5	-0.4
NPAZ-POL 500kV	-0.3	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.4	-0.3	-0.5	-0.4	-0.5	-0.7	-0.5	-0.7	-0.7	-0.7
Mait - Card 220kV	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Illapa - C.Pinto 220kV	0.0	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
P.Sierra-Talinay 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1
D.Héctor-El Romero 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Los Vilos - Las Palmas 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2
Don Goyo - Talinay 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2
P.Sierra-Las Palmas 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1
C.Pinto-S. Andrés 220kV	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
S. Andrés-Cardones 220kV	0.0	-0.1	-0.1	0.1	0.2	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
P. Azúcar-D. Goyo 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
P. Azúcar-P. Colorada 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1
P. Colorada-D. Héctor 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nva. Mai - Pta. Col 2x220kV C1	-0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Pta Col - N. PdAz 2x220kV C1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.3	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2
N. PdAz - Pta Sierra 2x220 kV C2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.4	-0.5	-0.4
Pta Sierra - N. Pelambres 2x220 C2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.3	-0.3
SR. Los Changos 1475MVar	1.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
SR. N. Cardones 175MVar	1.3	1.2	1.2	1.3	1.4	1.7	1.5	1.1	1.1	0.8	0.8	0.6	0.4	0.4	0.4
SR. P. Azúcar 100MVar	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.6	0.5	0.5	0.7	0.4	0.3	0.3	0.3
SE. Polpaico 75MVar	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2
Guacolda U5	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.1	-0.4	0.2	-0.2	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Nueva Ventanas	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
SVC Plus D.d. Almagro	0.5	1.6	2.1	1.2	0.9	0.4	0.6	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
CER Cardones	0.3	0.3	0.2	0.5	0.6	0.4	0.8	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
CER Maitencillo	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
CER 1 Pan de Azúcar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1
SVC Nva P.d. Azúcar	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.4	0.5	0.7	0.5	0.9	0.7	0.7	0.6
CER Polpaico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1
ATR Cumbre 500/220kV	0.5	-1.7	-1.3	-1.6	-1.3	0.2	-0.6	0.1	-0.2	-0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Nva. Cardones 500/220kV	0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.1	-0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nva. Maitencillo 500/220kV	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	0.4	0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Nva. Pan de Azúcar 500/220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	-0.1	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1

Tabla 5-29: Mayores variaciones absolutas de tensión

Sensibilidad post-contingencia

Por otra parte, en la Tabla se resumen las variaciones del índice de sensibilidad  $dV/dQ$  [%/MVar] del área del Norte Chico, calculado como la variación porcentual entre el valor de red N respecto del valor obtenido post-contingencia. Este valor indica la medida en que las barras del sistema pierden robustez debido a la contingencia que se analiza.


**Sensibilidad dV/dQ [%/MVar]**

Subestación → Contingencia ↓	SE Cumbre 500kV	S/E Illapa 220kV	S/E Diego de Almagro 220kV	S/E Carrera Pinto 220kV	San Andrés 220kV	SE Nva. Cardones 500kV	SE Cardones 220kV	S/E Nva. Maitencillo 500kV	S/E Maitencillo 220kV	S/E Punta Colorada 220kV	SE Nva. P. Azúcar 500kV	S/E Pan de Azúcar 220kV	S/E La Cebada 220kV	S/E Punta Sierra 220kV	S/E Las Palmas 220kV
LCHAN-CUMB 500kV	0.010	0.015	0.014	0.018	0.016	0.009	0.009	0.008	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
CUMB-NCAR 500kV	0.009	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
NCAR-NMAI 500kV	0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
NMAI-NPAZ 500kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.021	0.024
NPAZ-POL 500kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.011	0.015	0.008	0.010	0.023	0.021	0.024
Mait - Card 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.016	0.007	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Illapa - C. Pinto 220kV	0.008	0.015	0.014	0.019	0.016	0.007	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.022	0.020	0.024
P.Sierra-Talinay 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.025	0.021	0.024
D.Héctor-El Romero 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Los Vilos - Las Palmas 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.021	0.026
Don Goyo - Talinay 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.024	0.022	0.025
P.Sierra-Las Palmas 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.021	0.028
C. Pinto-S. Andrés 220kV	0.008	0.015	0.014	0.019	0.016	0.007	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.022	0.020	0.024
S. Andrés-Cardones 220kV	0.008	0.015	0.014	0.019	0.018	0.007	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.022	0.020	0.024
P. Azúcar-D. Goyo 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.025	0.022	0.025
P. Azúcar-P. Colorada 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.016	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
P. Colorada-D. Héctor 220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Nva. Mai - Pta. Col 2x220kV C1	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.017	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Pta Col - N. PdAz 2x220kV C1	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.017	0.007	0.009	0.022	0.020	0.024
N. PdAz - Pta Sierra 2x220kV C2	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.026	0.024	0.028
Pta Sierra - N. Pelambres 2x220kV C2	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.021	0.025
SR. Los Changos 1475MVar	0.010	0.032	0.042	0.030	0.026	0.010	0.018	0.009	0.015	0.017	0.009	0.012	0.022	0.020	0.024
SR. N. Cardones 175MVar	0.011	0.032	0.042	0.030	0.026	0.011	0.018	0.010	0.016	0.018	0.009	0.013	0.023	0.021	0.024
SR. P. Azúcar 100MVar	0.009	0.014	0.014	0.019	0.019	0.009	0.014	0.008	0.014	0.016	0.009	0.012	0.022	0.020	0.024
SE. Polpaico 75MVar	0.008	0.014	0.014	0.019	0.018	0.008	0.014	0.008	0.012	0.016	0.009	0.012	0.022	0.020	0.024
Guacolda U5	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.009	0.007	0.012	0.016	0.007	0.010	0.022	0.020	0.024
Nueva Ventanas	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
SVC Plus D.d. Almagro	0.010	0.032	0.043	0.029	0.025	0.010	0.017	0.009	0.013	0.017	0.009	0.012	0.023	0.020	0.024
CER Cardones	0.010	0.032	0.042	0.030	0.026	0.011	0.018	0.009	0.015	0.017	0.008	0.011	0.023	0.021	0.024
CER Maitencillo	0.009	0.014	0.014	0.019	0.019	0.009	0.014	0.008	0.014	0.016	0.008	0.011	0.023	0.020	0.024
CER 1 Pan de Azúcar	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.009	0.008	0.012	0.016	0.009	0.012	0.023	0.021	0.024
SVC Nva P.d. Azúcar	0.009	0.015	0.014	0.019	0.019	0.009	0.015	0.010	0.014	0.020	0.015	0.018	0.026	0.024	0.027
CER Polpaico	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.021	0.024
ATR Cumbre 500/220kV	0.009	0.019	0.016	0.020	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Nva. Cardones 500/220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Nva. Maitencillo 500/220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.014	0.016	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Nva. Pan de Azúcar 500/220kV	0.008	0.014	0.014	0.018	0.015	0.008	0.008	0.007	0.011	0.015	0.008	0.010	0.023	0.021	0.024

Tabla 5-30: Mayor sensibilidad dV/dQ.

En general, se observa que los aumentos de sensibilidad dV/dQ ante las distintas contingencias se encuentran localizados en zonas acotadas, principalmente en la de directa influencia de la falla. Por ejemplo, tal como se puede notar en la tabla, tanto la desconexión del SVC Plus de Diego de Almagro como del CER de Cardones provocan un considerable incremento en las sensibilidades de las barras localizadas al norte del área (zona Diego de Almagro). Análogamente, la desconexión de los CER de Pan de Azúcar o del SVC de Nva. Pan de Azúcar derivan en pérdida de la robustez, principalmente en las barras aledañas.

A su vez, otra contingencia que provoca un considerable aumento de sensibilidad dV/dQ se corresponde a la pérdida del reactor de barra de Nueva Cardones, cuya influencia se expande a varias subestaciones aledañas.



### 5.3.3 Principales resultados

#### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Norte Chico de la siguiente manera:

- Se considera conveniente considerar al ACT como una en lo que respecta a requerimientos debido a que ambas sub-áreas presentan características similares y comparten los recursos de CT.
- Las barras de 220kV más débiles del ACT se encuentran en las subestaciones de 220kV al Sur, correspondientes a La Cebada, Punta Sierra y Las Palmas, pero con las obras asociadas a esta fecha de análisis (líneas Nva Maitencillo – Pelambres 2x220kV) su sensibilidad se reduce, en algunos casos hasta un 50%, con respecto a los años anteriores. Mismo impacto se observa en la S/E Punta Colorada.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Chico y totales.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Norte Chico	norte	-98	-45
	centro-sur	-779	-495

Tabla 5-31: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
Norte Chico	-852	-556

Tabla 5-32: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

#### Reservas de potencia reactiva para contingencia

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Norte Chico para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Norte Chico	Total	Capacitiva	<b>101</b>	ATR Cumbre 500/220kV
		Inductiva	<b>-111</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar
	norte	Capacitiva	<b>64</b>	ATR Cumbre 500/220kV
		Inductiva	<b>-24</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar
	centro/sur	Capacitiva	<b>79</b>	Nva Cardones - Nva Maitencillo 2x500kV C1
		Inductiva	<b>-89</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar

Tabla 5-33: Requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico

### 5.3.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.



### Requerimientos en red completa

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Chico dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

En condiciones de red completa, se evidencia que a la fecha algunas barras de 500kV operarían normalmente con tensiones por debajo de los 512kV utilizados como tensión de servicio. En este caso se recomienda que para la fecha se evalúe la modificación de las mismas. Los valores promedios encontrados de los escenarios analizados son: S/E Cumbre: 512kV | S/E Nva Cardones: 505kV | S/E Nva Maitencillo: 508kV | S/E Nva Pan de Azúcar: 511kV.

### Reservas de potencia reactiva

En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Chico dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias**.

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Reservas de potencia reactiva	Capacitivas		Inductivas	
	Esc. de Estudio	Requerim.	Esc. de Estudio	Requerim.
<b>Norte Chico - Región norte</b>				
Mínimo	119	64	-11	-24
Máximo	203		-73	
<b>Norte Chico - Región centro-sur</b>				
Mínimo	391	79	-122	-89
Máximo	676		-357	
<b>Norte Chico Total</b>				
Mínimo	584	101	-111	-111
Máximo	802		-406	

Tabla 5-34: Resumen suficiencia en ACT

Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. Esto es coherente con los resultados de las variaciones de tensión ante contingencias, en donde se observa que las mismas no superan el **2.1%** en las barras del ACT. Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.



## 5.4 Análisis año 2023

### 5.4.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

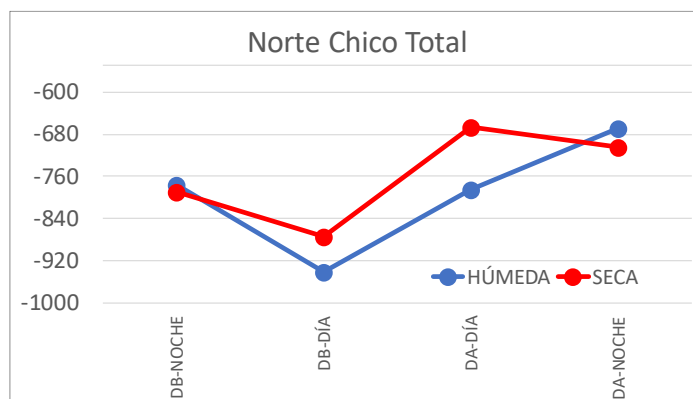
#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de cada RCT por tipo, escenario e hidrología, separados en zona norte del Norte Chico y zona centro/sur del Norte Chico. Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva en la acometida de la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220kV a la S/E Las Palmas 220kV, Punta Sierra – Pelambres 2x220kV a la S/E Punta Sierra y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV (en un punto intermedio de la línea, debido a su longitud) y en la acometida de la línea Los Changos – Parinas 2x500kV a la S/E Los Changos.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales					
	HÚMEDA				SECA				HH		HS			
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG-SinERNC
<b>ACT-NC_norte</b>														
<b>RCT</b>	<b>-32</b>	<b>-71</b>	<b>-87</b>	<b>-41</b>	<b>-44</b>	<b>-54</b>	<b>-56</b>	<b>-46</b>	<b>-44</b>	<b>-33</b>	<b>-29</b>	<b>-44</b>	<b>-45</b>	<b>-54</b>
<b>ERNC</b>		-51	-53			0	-25							
<b>Reactor</b>	-26	-25	-24	-25	-25	-25	-25	-25	-26	-25	-26	-25	-25	-25
<b>FACTS</b>	-6	5	-10	-15	-18	-29	-7	-21	-18	-8	-4	-19	-20	-28
<b>Demanda</b>	<b>32</b>	<b>71</b>	<b>87</b>	<b>40</b>	<b>43</b>	<b>52</b>	<b>56</b>	<b>45</b>	<b>43</b>	<b>33</b>	<b>29</b>	<b>43</b>	<b>44</b>	<b>52</b>
<b>Carga</b>	-31	-31	-32	-32	-31	-31	-32	-32	-32	-31	-31	-31	-31	-31
<b>TR</b>	-10	-45	-57	-11	-10	-54	-60	-12	-11	-10	-10	-11	-11	-12
<b>Líneas</b>	74	59	54	73	73	58	55	72	74	72	74	73	73	73
<b>Intercambio</b>	-2	87	121	10	12	79	93	16	12	2	-5	12	13	21
<b>ACT-NC_cen-sur</b>														
<b>RCT</b>	<b>-745</b>	<b>-871</b>	<b>-698</b>	<b>-627</b>	<b>-745</b>	<b>-821</b>	<b>-611</b>	<b>-658</b>	<b>-621</b>	<b>-805</b>	<b>-711</b>	<b>-874</b>	<b>-869</b>	<b>-770</b>
<b>Capacitor</b>	5	5	31	31	9	10	112	31	34	10	5	10	10	10
<b>ERNC</b>	-95	-182	-118	-83	-113	-201	-161	-62			-95	-98	-98	10
<b>Generador</b>	-13	-32	10	10	-34	-22	3	-30	7	-24	-2	-12		
<b>Reactor</b>	-554	-556	-555	-554	-553	-553	-550	-550	-563	-702	-551	-700	-700	-703
<b>FACTS</b>	-88	-106	-65	-31	-55	-55	-15	-47	-99	-88	-68	-73	-80	-87
<b>Demanda</b>	<b>745</b>	<b>871</b>	<b>698</b>	<b>627</b>	<b>745</b>	<b>821</b>	<b>611</b>	<b>658</b>	<b>621</b>	<b>805</b>	<b>711</b>	<b>874</b>	<b>869</b>	<b>770</b>
<b>Carga</b>	-112	-112	-146	-146	-112	-112	-146	-146	-146	-112	-112	-112	-112	-112
<b>TR</b>	-165	-183	-244	-256	-154	-270	-390	-236	-142	-112	-98	-113	-95	-62
<b>Líneas</b>	1232	1376	1329	1221	1322	1311	1241	1288	1364	1403	1157	1421	1424	1440
<b>Intercambio</b>	-211	-210	-241	-192	-311	-108	-95	-248	-456	-374	-237	-322	-348	-497

Tabla 5-35: Resumen RCT por escenario, hidrología y sub-ACT.

En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Norte Chico totales y divididos en zona norte y centro/sur, para las condiciones de operación de los escenarios específicos.



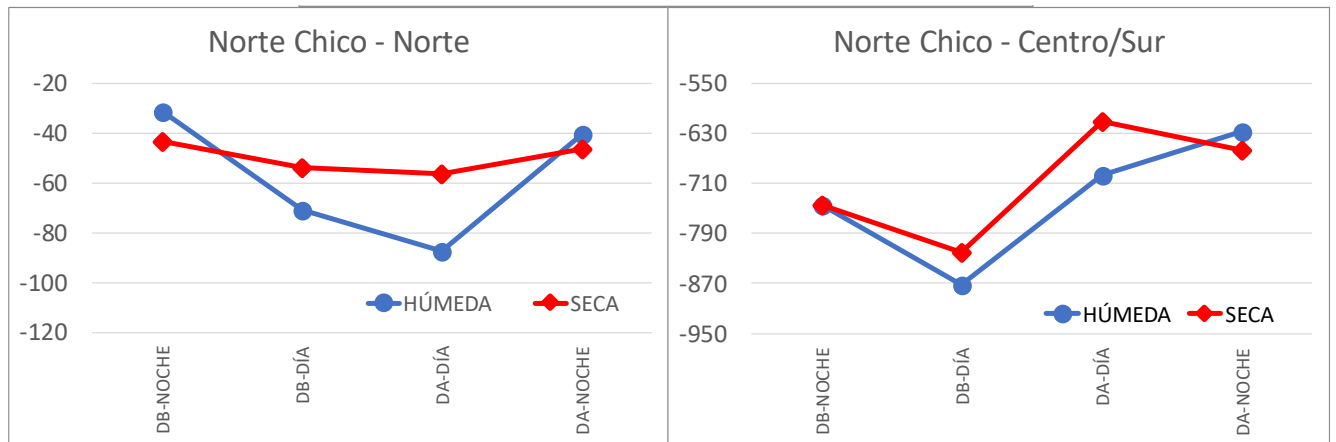


Figura 5-15: RPR por sub-ACT | Norte Chico.

En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Chico.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Norte Chico	norte	-87	-29
	centro-sur	-874	-611

Tabla 5-36: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

Como ya se mencionó, por las características de las sub-ACT resulta posible considerarlas como una sola ACT. A continuación se resumen los requerimientos conjuntos del área en red completa:

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
Norte Chico	-942	-664

Tabla 5-37: Requerimiento conjuntos del ACT

Se puede observar un incremento de los requerimientos de potencia reactiva en el ACT con respecto al 2022 de aproximadamente -90MVar. Esto se puede justificar en la utilización de los reactores de la S/E Parinas en los escenarios de estudio (150MVar), los cuales en parte relajan los requerimientos del área en red N asociados a los equipos dinámicos de control de tensión, y en parte reducen las tensiones de operación de la zona.



## Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del sistema post-contingencia.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para cada contingencia, como el total para el Norte Chico y parciales para las zonas norte y centro-sur.

### Circuitos de 500kV

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-100	-138	-56	-21	-77	-89	-11	-77	-92	-113	-69	-86	-80	-87
	Q Norte	-6	5	-10	-15	-29	-18	-7	-21	-18	-8	-4	-19	-20	-28
	Q Total	-106	-133	-65	-36	-106	-108	-18	-98	-110	-121	-73	-104	-100	-115
L.Chan- Parinas 500kV	Q Cen/Sur	-45	-94	4	19	-42	-58	29	-45	-66	-84	-7	-59	-54	-60
	Q Norte	12	20	10	-2	-17	-8	6	-10	-9	1	18	-9	-10	-18
	Q Total	-32	-74	14	17	-59	-66	35	-55	-75	-83	11	-68	-64	-78
	ΔQ Cen/Sur	56	44	59	40	35	31	40	32	27	28	62	27	26	27
	ΔQ Norte	18	15	20	13	11	10	13	11	9	10	21	9	10	10
ΔQ Total	74	59	79	53	46	42	53	43	36	38	84	36	36	37	
N. Card - N.Mait 500kV C1	Q Cen/Sur	-28	-98	-12	41	-34	-35	30	-27	-45	-70	13	-52	-48	-56
	Q Norte	10	16	3	-3	-20	-5	2	-10	-8	3	15	-8	-10	-18
	Q Total	-17	-82	-9	38	-54	-41	32	-37	-52	-67	27	-60	-58	-74
	ΔQ Cen/Sur	73	40	44	62	43	54	41	50	48	42	82	34	32	31
	ΔQ Norte	16	11	13	13	9	13	9	11	10	11	18	10	10	10
ΔQ Total	89	52	57	75	52	67	50	61	58	53	100	44	42	41	
NPdAz-Pol 500kV C1	Q Cen/Sur	-61	-116	-39	7	-30	-62	34	-54	-57	-82	5	-69	-64	-70
	Q Norte	-2	7	-8	-13	-24	-16	-2	-19	-15	-6	4	-17	-18	-27
	Q Total	-64	-109	-47	-6	-54	-78	32	-73	-73	-88	9	-86	-82	-97
	ΔQ Cen/Sur	39	22	17	28	47	27	45	23	35	30	75	16	16	16
	ΔQ Norte	3	2	2	2	5	2	5	2	3	3	7	2	2	2
ΔQ Total	42	24	19	30	52	29	50	25	38	33	82	18	18	18	

Tabla 5-38: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. circuitos 500kV.

De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Norte Chico, en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N, son:

- Desconexión de un circuito de la línea Los Changos – Parinas 500kV: **84MVar capacitivos**.
- Desconexión de un circuito de la línea N. Cardones – N. Maitencillo 500kV: **100MVar capacitivos**.





**Circuitos de 220kV**

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-100	-138	-56	-21	-77	-89	-11	-77	-92	-113	-69	-86	-80	-87
	Q Norte	-6	5	-10	-15	-29	-18	-7	-21	-18	-8	-4	-19	-20	-28
	Q Total	-106	-133	-65	-36	-106	-108	-18	-98	-110	-121	-73	-104	-100	-115
LT PCol- N.PdAz 2x220kV C1	Q Cen/Sur	-73	-119	-36	-4	-78	-74	-10	-59	-69	-89	-38	-72	-66	-65
	Q Norte	-4	6	-8	-14	-29	-17	-7	-20	-17	-7	-1	-18	-19	-27
	Q Total	-77	-113	-44	-18	-107	-91	-17	-78	-86	-96	-39	-90	-85	-91
	ΔQ Cen/Sur	27	19	20	17	-1	15	1	18	23	23	31	13	14	22
	ΔQ Norte	2	1	2	1	0	1	0	2	1	1	3	1	1	1
ΔQ Total	29	21	22	18	-1	17	1	20	24	25	34	14	15	23	
Nva. PAzúcar - Punta Sierra 2x220 kV C2	Q Cen/Sur	-84	-123	-40	-4	-61	-74	4	-61	-77	-98	-54	-71	-65	-73
	Q Norte	-5	6	-9	-14	-28	-17	-6	-20	-17	-7	-3	-18	-19	-27
	Q Total	-89	-117	-49	-18	-89	-91	-2	-81	-95	-106	-56	-89	-84	-100
	ΔQ Cen/Sur	16	15	15	17	15	16	15	16	15	14	16	15	15	14
	ΔQ Norte	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ΔQ Total	17	16	16	18	16	16	16	17	16	15	17	16	16	15	

Tabla 5-39: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. circuitos 220kV.

De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Norte Chico en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), es la desconexión circuito de línea Punta Colorada – Nva Pan de Azúcar 220kV: **34MVar capacitivos**.

**FACT**

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-100	-138	-56	-21	-77	-89	-11	-77	-92	-113	-69	-86	-80	-87
	Q Norte	-6	5	-10	-15	-29	-18	-7	-21	-18	-8	-4	-19	-20	-28
	Q Total	-106	-133	-65	-36	-106	-108	-18	-98	-110	-121	-73	-104	-100	-115
SVC Plus DdA	Q Cen/Sur	-104	-135	-64	-30	-97	-100	-16	-90	-103	-117	-72	-96	-91	-102
	Q Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Q Total	-104	-135	-64	-30	-97	-100	-16	-90	-103	-117	-72	-96	-91	-102
	ΔQ Cen/Sur	-4	3	-8	-9	-21	-11	-5	-12	-10	-5	-2	-10	-11	-15
	ΔQ Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΔQ Total	-4	3	-8	-9	-21	-11	-5	-12	-10	-5	-2	-10	-11	-15	
CER Cardones 220/20,4	Q Cen/Sur	-96	-128	-53	-28	-87	-84	-23	-75	-92	-114	-67	-83	-75	-97
	Q Norte	-7	1	-11	-13	-25	-20	-2	-22	-18	-8	-4	-20	-21	-25
	Q Total	-104	-127	-64	-41	-112	-104	-25	-97	-110	-122	-71	-103	-97	-122
	ΔQ Cen/Sur	-3	-6	-2	4	6	-3	8	-1	0	1	-1	-1	-2	4
	ΔQ Norte	-2	-4	-1	2	4	-2	5	-1	0	0	-1	-1	-1	3
ΔQ Total	-4	-10	-4	7	10	-5	13	-2	0	1	-2	-2	-3	7	
SVC Pan de Azúcar	Q Cen/Sur	-77	-109	-38	-9	-59	-81	-5	-67	-63	-92	-50	-69	-62	-57
	Q Norte	-8	2	-12	-17	-31	-19	-8	-22	-21	-10	-6	-20	-21	-31
	Q Total	-85	-108	-50	-26	-90	-100	-13	-89	-84	-102	-56	-89	-83	-88
	ΔQ Cen/Sur	-25	-29	-20	-12	-20	-8	-7	-10	-27	-19	-18	-14	-14	-21
	ΔQ Norte	-3	-3	-2	-1	-2	-1	-1	-1	-3	-2	-2	-2	-2	-3
ΔQ Total	-27	-33	-22	-14	-22	-9	-7	-11	-30	-21	-20	-15	-15	-23	

Tabla 5-40: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. equipos FACTS.

De la tabla anterior puede verse que la desconexión de un equipo FACT genera un RPR inductivo en todos los casos. En particular, los que provocan los mayores requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Norte Chico son:



- Desconexión del SVC plus de Diego de Almagro: **21MVar inductivos**.
- Desconexión del SVC Pan de Azúcar: **33MVar inductivos**.

Se puede observar que con la entrada de la S/E Parinas y sus reactores de barra, disminuyen las exigencias en red N sobre el CER de Cardones, por lo que su pérdida no resulta en variaciones significativas de potencia reactiva.

### Reactores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-100	-138	-56	-21	-77	-89	-11	-77	-92	-113	-69	-86	-80	-87
	Q Norte	-6	5	-10	-15	-29	-18	-7	-21	-18	-8	-4	-19	-20	-28
	Q Total	-106	-133	-65	-36	-106	-108	-18	-98	-110	-121	-73	-104	-100	-115
R. Cardones 500kV	Q Cen/Sur	-187	-224	-143	-104	-163	-172	-99	-158	-172	-190	-152	-161	-153	-159
	Q Norte	-27	-16	-31	-35	-50	-38	-28	-40	-37	-27	-25	-38	-39	-48
	Q Total	-213	-240	-174	-139	-213	-210	-127	-198	-210	-217	-177	-199	-192	-207
	ΔQ Cen/Sur	-86	-86	-87	-83	-87	-82	-88	-81	-80	-78	-83	-76	-73	-73
	ΔQ Norte	-21	-21	-21	-20	-21	-20	-21	-19	-19	-19	-21	-19	-19	-19
ΔQ Total	-107	-107	-109	-103	-108	-102	-109	-100	-99	-97	-104	-95	-93	-92	
R. Parinas 500kV	Q Cen/Sur	-156	-195	-114	-73	-134	-142	-69	-128	-142	-161	-123	-133	-126	-132
	Q Norte	-24	-14	-29	-33	-48	-36	-26	-38	-35	-25	-23	-35	-37	-45
	Q Total	-181	-210	-143	-106	-182	-178	-95	-166	-177	-185	-146	-168	-162	-177
	ΔQ Cen/Sur	-56	-57	-58	-52	-57	-52	-58	-51	-50	-48	-54	-47	-46	-45
	ΔQ Norte	-19	-19	-20	-17	-19	-17	-19	-17	-17	-16	-19	-17	-17	-17
ΔQ Total	-75	-76	-77	-70	-76	-70	-77	-68	-67	-65	-73	-64	-62	-62	

Tabla 5-41: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. reactores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un reactor de barra de 500kV demanda altos niveles de requerimientos de potencia reactiva inductiva de los RCT del Norte Chico. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión del reactor de barra de Nueva Cardones 500kV: **109MVar inductivos**, y la desconexión del reactor de barra de Parinas 500kV: **77MVar inductivos**.

### Transformadores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-100	-138	-56	-21	-77	-89	-11	-77	-92	-113	-69	-86	-80	-87
	Q Norte	-6	5	-10	-15	-29	-18	-7	-21	-18	-8	-4	-19	-20	-28
	Q Total	-106	-133	-65	-36	-106	-108	-18	-98	-110	-121	-73	-104	-100	-115
ATR Cumbre 500/220kV	Q Cen/Sur	-99	-117	-34	-23	-55	-90	12	-79	-94	-110	-68	-84	-78	-83
	Q Norte	-10	23	34	-3	1	-11	30	-6	2	-17	-9	-14	-15	-24
	Q Total	-110	-95	0	-26	-55	-101	43	-85	-92	-127	-77	-98	-93	-107
	ΔQ Cen/Sur	1	21	21	-2	21	-1	24	-2	-1	3	1	2	2	4
	ΔQ Norte	-4	18	44	13	30	7	37	15	19	-9	-6	5	5	4
ΔQ Total	-3	39	66	11	51	7	61	14	18	-6	-4	7	7	8	

Tabla 5-42: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. transformadores.

La pérdida que provoca los mayores requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Norte Chico la Desconexión del ATR Cumbre 500/220kV: **66MVar capacitivos**.



## Generadores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales						
	HÚMEDA				SECA				HH		HS				
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche SinERNC	CT10 DB_Noche SinERNC	CT11 DB_Noche N-2	CT12 DB_Noche N-2	CT13 DB_Noche OG	CT14 DB_Noche OG- SinERNC	
Red N	Q Cen/Sur	-100	-138	-56	-21	-77	-89	-11	-77	-92	-113	-69	-86	-80	-87
	Q Norte	-6	5	-10	-15	-29	-18	-7	-21	-18	-8	-4	-19	-20	-28
	Q Total	-106	-133	-65	-36	-106	-108	-18	-98	-110	-121	-73	-104	-100	-115
Guacolda US	Q Cen/Sur	-86	-132	-52	-14	-94	-80	-29	-69	-73	-95	-37	-73	FS	FS
	Q Norte	-4	5	-9	-14	-31	-18	-9	-21	-15	-7	1	-18	FS	FS
	Q Total	-90	-127	-61	-28	-125	-98	-38	-90	-88	-102	-37	-91	FS	FS
	ΔQ Cen/Sur	14	-1	8	10	-20	-2	-20	-4	24	8	30	0	FS	FS
	ΔQ Norte	2	0	1	1	-2	0	-2	0	3	1	4	0	FS	FS
ΔQ Total	16	-1	8	11	-22	-1	-22	-3	27	9	35	1	FS	FS	

Tabla 5-43: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico | Desc. generación sincr.

De la tabla anterior se encuentra que los máximos requerimientos asociados a la desconexión de Guacolda US son: **35MVAR capacitivos y 22MVAR inductivos**.

### Máximos del ACT

A continuación se muestran las contingencias que derivan en los máximos requerimientos capacitivos e inductivos del ACT y de cada sub-ACT.

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVAR]	Contingencia
Norte Chico	Total	Capacitiva	<b>100</b>	Nva Cardones - Nva Maitencillo 2x500kV C1
		Inductiva	<b>-109</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVAR
	norte	Capacitiva	<b>44</b>	ATR Cumbre 500/220kV
		Inductiva	<b>-21</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVAR
	centro/sur	Capacitiva	<b>82</b>	Nva Cardones - Nva Maitencillo 2x500kV C1
		Inductiva	<b>-88</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVAR

Tabla 5-44: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico

## 5.4.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

### Operación normal

En los gráficos a continuación se muestra la sensibilidad (dV/dQ) en las principales barras del área del Norte Chico en condiciones de operación normal, distinguiéndose las subestaciones del sistema de 500kV y 220kV.

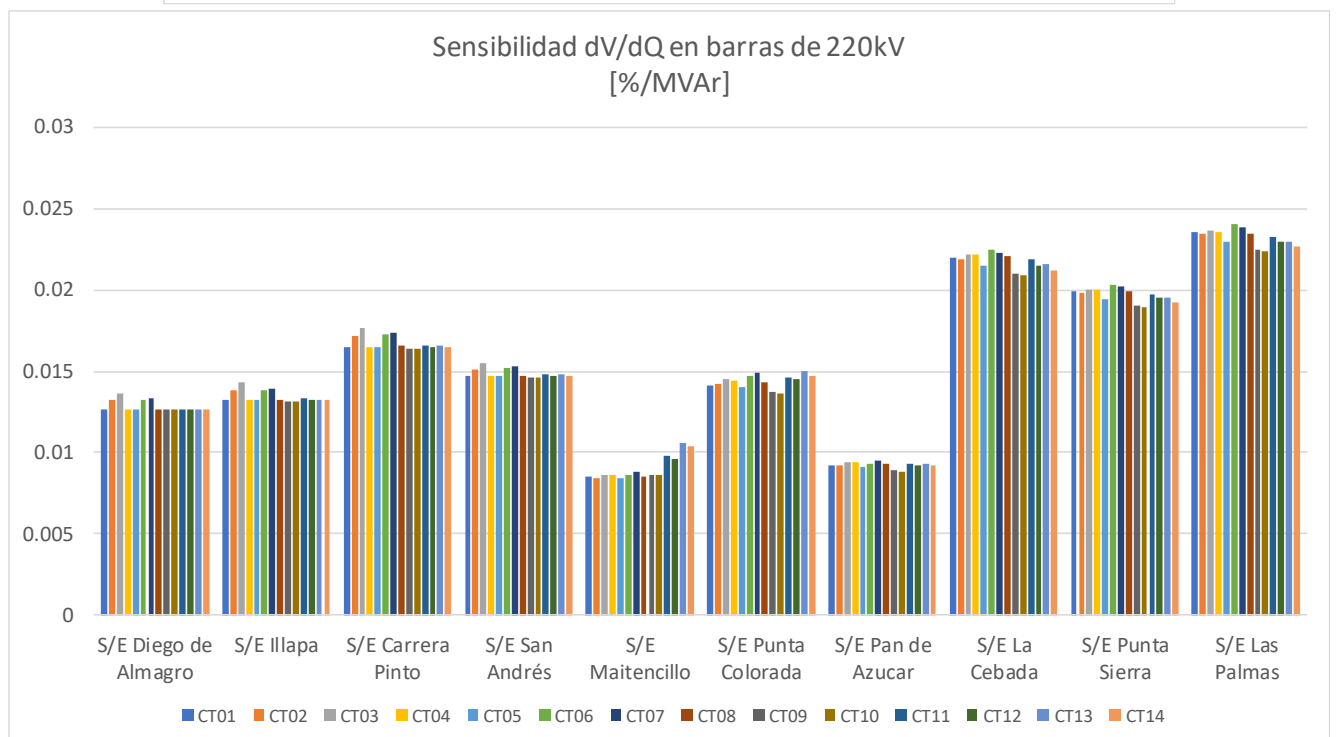
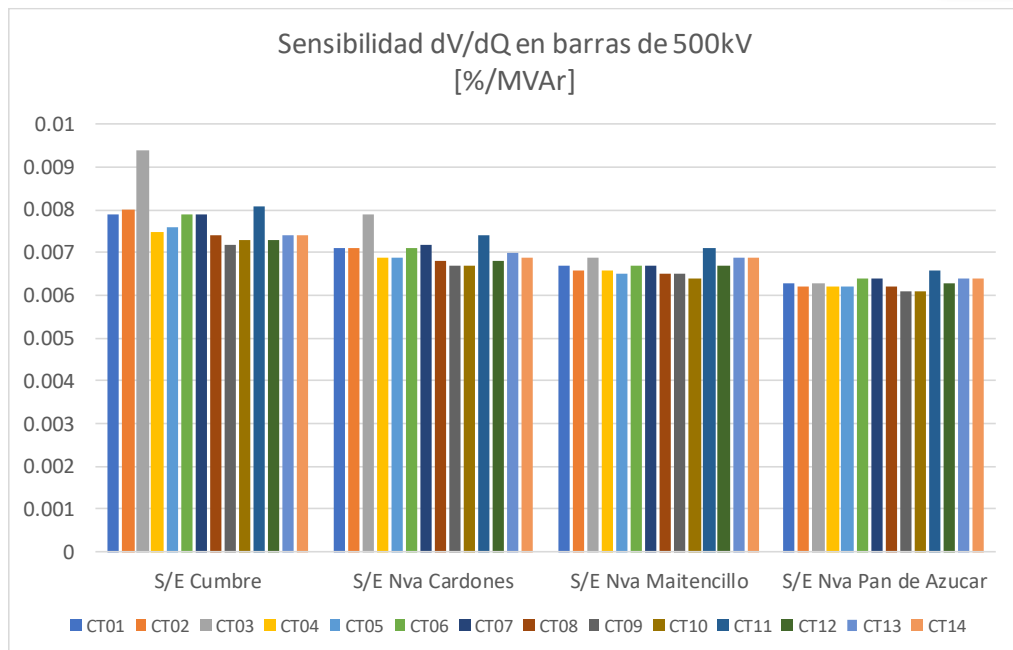


Figura 5-16 Sensibilidades dV/dQ en principales barras del ACT Norte Chico en operación normal

De este gráfico se puede observar que en operación normal las barras de 220kV más débiles del ACT se encuentran en las subestaciones de 220kV al Sur, correspondientes a Punta Sierra y Las Palmas, las cuales establecen la frontera con el ACT de la zona Centro. No se observan variaciones significativas en la sensibilidad con respecto a 2022.

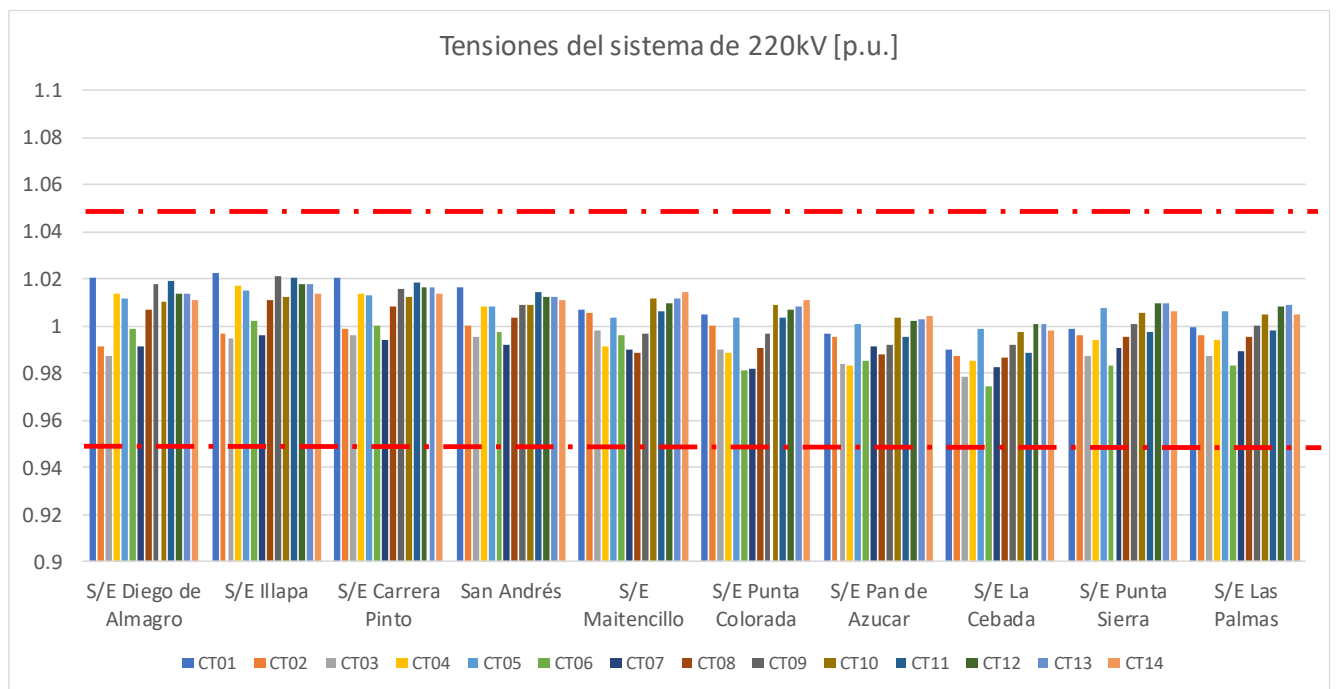
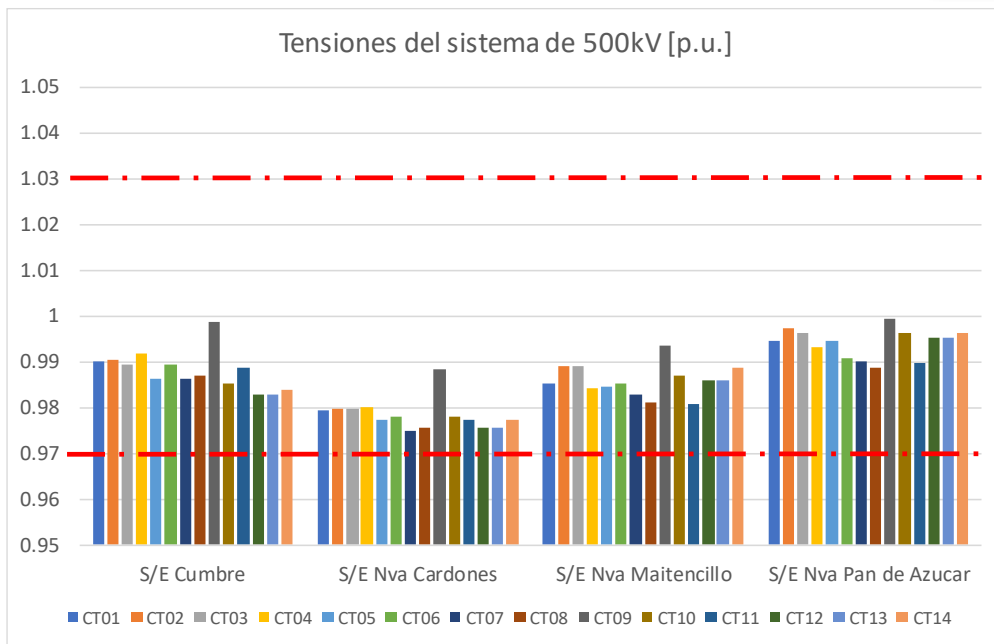


Figura 5-17. Perfil de tensiones del ACT Norte Chico en operación normal

Como se puede observar, las barras de 500kV operarían normalmente con tensiones por debajo de los 512kV utilizados como tensión de servicio. En este caso se recomienda que para la fecha se evalúe la modificación de las mismas. Los valores promedios encontrados de los escenarios analizados son:

- S/E Cumbre: 506kV
- S/E Nva Cardones: 501kV
- S/E Nva Maitencillo: 505kV
- S/E Nva Pan de Azúcar: 509kV



### Operación post-contingencia

A continuación se presenta el análisis del impacto de las contingencias en el sistema en lo que respecta a tensiones y sensibilidades post-contingencia.

#### Variación de la tensión

En la siguiente figura se presenta el perfil de tensiones en las principales subestaciones del área, mostrando en cada una de estas los máximos y mínimos valores ante cada una de las contingencias, sobre todos los escenarios específicos. De la misma, se puede apreciar un perfil de tensión que podría considerarse uniforme, con amplitudes en las variaciones de tensión que se enmarcan dentro de las bandas establecidas por NTSyCS para la operación en Estado de Emergencia.

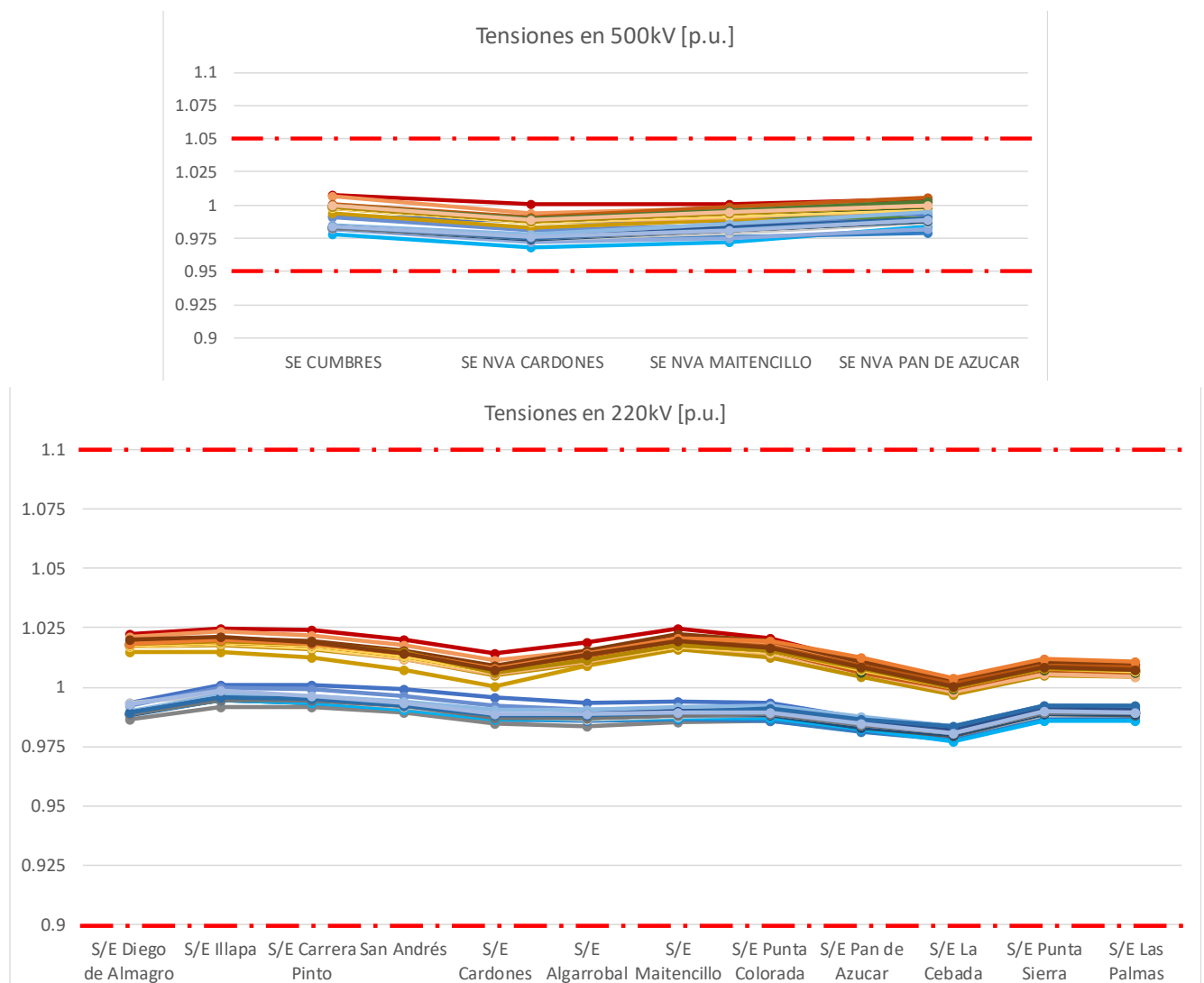


Figura 5-18. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia del ACT Norte Chico

Respecto a las variaciones, en la tabla a continuación se muestra el resumen de las máximas variaciones de tensión, tanto positivas como negativas, para un conjunto de barras de interés ante la totalidad de las contingencias evaluadas. A partir de esta se puede observar que las mayores variaciones de tensión positivas



las producen la desconexión de los reactores de Nueva Cardones y Parinas. Por otra parte, las mayores disminuciones de tensión se dan ante la pérdida de uno de los circuitos de 500kV, principalmente en los casos que estos se encuentran operando a alto nivel de carga. En todos los casos las variaciones de tensión son menores al **1.5%**.

Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	S/E CUMBRES 500kV	S/E Illapa 220kV	S/E Diego de Almagro 220kV	S/E Carrera Pinto 220kV	S/E San Andrés 220kV	S/E NVA CARDONES 500kV	S/E Cardones 220kV	S/E NVA MAITENCILLO 500kV	S/E Maitencillo 220kV	S/E Punta Colorada	S/E NVA PAN DE AZÚCAR	S/E Pan de Azúcar	S/E La Cebada	S/E Punta Sierra	S/E Las Palmas
L.Chan- Parinas 500kV	-1.3	-0.6	-0.4	-0.6	-0.6	-0.9	-0.6	-0.6	-0.5	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2
Parinas - Cumbre 500kV	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
CUMB-NCAR 500kV	-0.7	-0.5	-0.3	-0.5	-0.5	-0.7	-0.4	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
NCAR-NMAI 500kV	-0.7	-0.5	-0.4	-0.6	-0.7	-0.9	-0.8	-0.9	-0.6	-0.5	-0.6	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3
NMAI-NPAZ 500kV	-0.3	-0.2	-0.1	-0.2	-0.3	-0.4	-0.3	-0.5	-0.5	-0.6	-1.1	-0.5	-0.5	-0.4	-0.4
NPAZ-POL 500kV	-0.3	-0.2	-0.1	-0.2	-0.3	-0.4	-0.3	-0.6	-0.5	-0.6	-0.8	-0.6	-0.8	-0.8	-0.8
Mait - Card 220kV	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Illapa - C.Pinto 220kV	0.0	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
P.Sierra-Talinay 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1
D.Héctor-El Romero 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Los Vilos - Las Palmas 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2
Don Goyo - Talinay 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2
P.Sierra-Las Palmas 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1
C.Pinto-S.Andrés 220kV	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
S.Andrés-Cardones 220kV	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
P.Azúcar-D.Goyo 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
P.Azúcar-P.Colorada 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
P.Colorada-D.Héctor 220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nva.Mai - Pta.Col 2x220kV C1	-0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Pta Col - N.PdAz 2x220kV C1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.3	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2
N.PdAz - Pta Sierra 2x220kV C2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.4	-0.4	-0.4
Pta Sierra - N. Pelambres 2x220kV C2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.3	-0.3
SR. Los Changos 1475MVar	1.0	0.5	0.3	0.5	0.5	0.7	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
SR. Parinas 500kV	1.1	0.5	0.4	0.5	0.5	0.8	0.5	0.5	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2
SR. N. Cardones 175MVar	1.1	0.6	0.4	0.7	0.7	1.3	0.8	0.8	0.6	0.5	0.6	0.3	0.3	0.3	0.3
SR. P.Azúcar 100MVar	0.3	0.2	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.5	0.4	0.4	0.7	0.3	0.3	0.3	0.3
SE. Polpaico 75MVar	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2
Guacolda U5	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.2	-0.4	-0.3	-0.3	-0.4	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3
Nueva Ventanas	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	0.1
SVC Plus D.d.Almagro	0.2	0.8	1.1	0.6	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
CER Cardones	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
CER Maitencillo	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
CER 1 Pan de Azúcar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1
SVC Nva P.d.Azúcar	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.4	0.3	0.5	0.4	0.4	0.4
CER Polpaico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1
ATR Cumbre 500/220kV	0.4	-1.2	-0.9	-1.1	-0.8	0.2	-0.4	0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nva. Cardones 500/220kV	-0.2	0.0	0.0	0.1	0.2	-0.2	0.2	-0.1	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Nva. Maitencillo 500/220kV	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	0.4	0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Nva. Pan de Azúcar 500/220kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1

Tabla 5-45: Mayores variaciones absolutas de tensión





### Sensibilidad post-contingencia

Por otra parte, en la Tabla se resumen las variaciones del índice de sensibilidad  $dV/dQ$  [%/MVar] del área del Norte Chico, calculado como la variación porcentual entre el valor de red N respecto del valor obtenido post-contingencia. Este valor indica la medida en que las barras del sistema pierden robustez debido a la contingencia que se analiza.

		Sensibilidad $dV/dQ$ [%/MVar]														
Subestación →	Contingencia ↓	S/E CUMBRES 500kV	S/E Illapa 220kV	S/E Diego de Almagro 220kV	S/E Carrera Pinto 220kV	S/E San Andrés 220kV	S/E NVA CARDONES 500kV	S/E Cardones 220kV	S/E NVA MAITENCILLO 500kV	S/E Maitencillo 220kV	S/E Punta Colorada	S/E NVA PAN DE AZUCAR	S/E Pan de Azúcar	S/E La Cebada	S/E Punta Sierra	S/E Las Palmas
L.Chan-Parinas 500kV		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Parinas - Cumbre 500kV		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
CUMB-NCAR 500kV		0.011	0.014	0.014	0.018	0.016	0.009	0.009	0.008	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
NCAR-NMAI 500kV		0.010	0.015	0.014	0.018	0.016	0.009	0.009	0.008	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
NMAI-NPAZ 500kV		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.021	0.024
NPAZ-POL 500kV		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.008	0.011	0.015	0.008	0.010	0.023	0.021	0.024
Mait - Card 220kV		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Illapa - C.Pinto 220kV		0.009	0.015	0.014	0.019	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
P.Sierra-Talinay 220kV		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.025	0.021	0.024
D.Héctor-El Romero 220kV		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Los Vilos - Las Palmas 220kV		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.021	0.026
Don Goyo - Talinay 220kV		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.024	0.022	0.025
P.Sierra-Las Palmas 220kV		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.021	0.028
C.Pinto-S.Andrés 220kV		0.009	0.015	0.014	0.019	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
S.Andrés-Cardones 220kV		0.009	0.015	0.014	0.019	0.018	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
P.Azúcar-D.Goyo 220kV		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.025	0.022	0.025
P.Azúcar-P.Colorada 220kV		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.016	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
P.Colorada-D.Héctor 220kV		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Nva.Mai - Pta.Col 2x220kV C1		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.017	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Pta Col - N.PdAz 2x220kV C1		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.017	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
N.PdAz - Pta Sierra 2x220kV C2		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.026	0.024	0.028
Pta Sierra - N. Pelambres 2x220kV C2		0.009	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.021	0.025
SR. Los Changos 1475MVar		0.008	0.014	0.013	0.017	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.022	0.020	0.024
SR. Parinas 500kV		0.008	0.014	0.013	0.017	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.022	0.020	0.024
SR. N. Cardones 175MVar		0.008	0.014	0.013	0.017	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.022	0.020	0.024
SR. P.Azúcar 100MVar		0.008	0.014	0.013	0.017	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.022	0.020	0.024
SE. Polpaico 75MVar		0.008	0.014	0.013	0.017	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.022	0.020	0.024
Guacolda U5		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Nueva Ventanas		0.008	0.014	0.013	0.018	0.015	0.007	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
SVC Plus D.d.Almagro		0.009	0.030	0.040	0.026	0.020	0.008	0.010	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
CER Cardones		0.011	0.016	0.014	0.021	0.020	0.010	0.015	0.008	0.012	0.016	0.007	0.010	0.023	0.021	0.024
CER Maitencillo		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.012	0.016	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
CER 1 Pan de Azúcar		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.008	0.011	0.023	0.021	0.024
SVC Nva P.d.Azúcar		0.008	0.014	0.013	0.018	0.015	0.008	0.009	0.008	0.012	0.017	0.012	0.014	0.025	0.022	0.026
CER Polpaico		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.021	0.024
ATR Cumbre 500/220kV		0.009	0.019	0.016	0.020	0.016	0.008	0.008	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Nva. Cardones 500/220kV		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.009	0.010	0.007	0.011	0.015	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Nva. Maitencillo 500/220kV		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.013	0.016	0.007	0.010	0.023	0.020	0.024
Nva. Pan de Azúcar 500/220kV		0.010	0.014	0.014	0.018	0.016	0.008	0.009	0.007	0.011	0.015	0.008	0.010	0.023	0.021	0.024

Tabla 5-46: Mayores variaciones de la sensibilidad  $dV/dQ$ .

Se puede observar que, a diferencia de los años anteriores, la pérdida de reactores de barra no incrementa la sensibilidad de las barras del sistema, debido a que no se presenta la saturación de equipos de compensación. Esto se debe principalmente a la inclusión de los reactores de la S/E Parinas, que dan margen de potencia reactiva a los equipos de la zona.



### 5.4.3 Principales resultados

#### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Norte Chico de la siguiente manera:

- Se considera conveniente considerar al ACT como una en lo que respecta a requerimientos debido a que ambas sub-áreas presentan características similares y comparten los recursos de CT.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Chico y totales.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Norte Chico	norte	-87	-29
	centro-sur	-874	-611

Tabla 5-47: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
Norte Chico	-942	-664

Tabla 5-48: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

#### Reservas de potencia reactiva para contingencia

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Norte Chico para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVAR]	Contingencia
Norte Chico	Total	Capacitiva	<b>100</b>	Nva Cardones - Nva Maitencillo 2x500kV C1
		Inductiva	<b>-109</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVAR
	norte	Capacitiva	<b>44</b>	ATR Cumbre 500/220kV
		Inductiva	<b>-21</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVAR
	centro/sur	Capacitiva	<b>82</b>	Nva Cardones - Nva Maitencillo 2x500kV C1
		Inductiva	<b>-88</b>	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVAR

Tabla 5-49: Requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico

### 5.4.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.



### Requerimientos en red completa

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Chico dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

En condiciones de red completa, se evidencia que a la fecha algunas barras de 500kV operarían normalmente con tensiones por debajo de los 512kV utilizados como tensión de servicio. En este caso se recomienda que para la fecha se evalúe la modificación de las mismas. Los valores promedios encontrados de los escenarios analizados son: S/E Cumbre: 506kV | S/E Nva Cardones: 501kV | S/E Nva Maitencillo: 505kV | S/E Nva Pan de Azúcar: 509kV.

### Reservas de potencia reactiva

En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Norte Chico dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias**.

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Reservas de potencia reactiva	Capacitivas		Inductivas	
	Esc. de Estudio	Requerim.	Esc. de Estudio	Requerim.
<b>Norte Chico - Región norte</b>				
Mínimo	135	44	-23	-21
Máximo	169		-57	
<b>Norte Chico - Región centro-sur</b>				
Mínimo	302	82	-207	-88
Máximo	639		-413	
<b>Norte Chico Total</b>				
Mínimo	462	100	-231	-109
Máximo	774		-458	

Tabla 5-50: Resumen suficiencia en ACT

Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. Esto es coherente con los resultados de las variaciones de tensión ante contingencias, en donde se observa que las mismas no superan el **1.5%** en las barras del ACT. Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.



## 5.5 RESUMEN: Resultados y Recomendaciones Norte Chico

### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Norte Chico de la siguiente manera:

- Se considera conveniente considerar al ACT como una en lo que respecta a requerimientos debido a que ambas sub-áreas presentan características similares y comparten los recursos de CT.
- Las barras de 220kV más débiles del ACT se encuentran en las subestaciones de 220kV al Sur, correspondientes a La Cebada, Punta Sierra y Las Palmas, pero con las obras asociadas a 2022 (líneas Nva Maitencillo – Pelambres 2x220kV) su sensibilidad se reduce, en algunos casos hasta un 50%, con respecto a los años anteriores. Mismo impacto se observa en la S/E Punta Colorada.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Norte Chico.

ACT	sub-ACT	Año	Operación Normal	
			Mín	Máx
Norte Chico	Norte	2020-21	-91	-39
		2022	-98	-45
		2023	-87	-29
	Centro/Sur	2020-21	-689	-432
		2022	-779	-495
		2023	-874	-611
	Total	2020-21	-756	-479
		2022	-852	-556
		2023	-942	-664

Tabla 5-51: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Norte Chico dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

### Requerimientos de reservas de potencia reactiva

- Se observa un requerimiento de reservas para transiciones totales del ACT de 63MVAR inductivos para la transición del amanecer, y de 67MVAR capacitivos para el atardecer.
- De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Norte Chico para afrontar las contingencias son:



ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]			Contingencia
			2020-21	2022	2023	
Norte Chico	Total	Capacitiva	103			Los Changos - Cumbre 500kV C1
		Inductiva	-112	-111	-109	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar
	Norte	Capacitiva	63	64	44	ATR Cumbre 500/220kV
		Inductiva	-23	-24	-21	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar
	Centro/Sur	Capacitiva	84	79	82	Nva Cardones - Nva Maitencillo 2x500kV C1
		Inductiva	-90	-89	-88	Reactor Nva Cardones 500kV 175MVar

Tabla 5-52: Requerimientos de reservas de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Chico

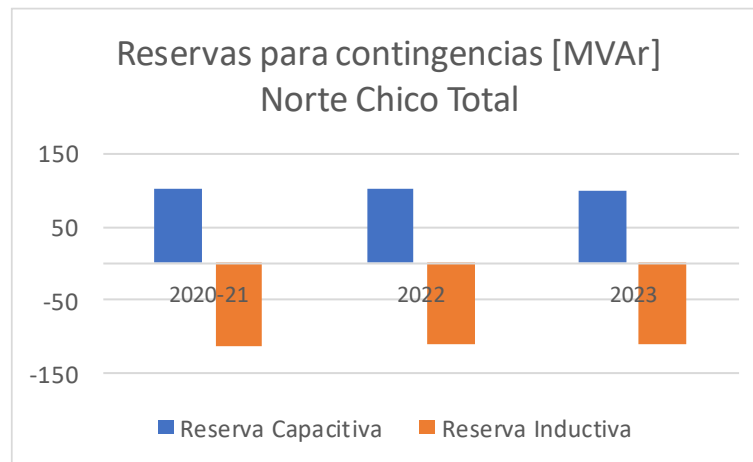


Figura 5-19. Evolución de las reservas

Se observa que los requerimientos de reservas de potencia reactiva no varían significativamente durante los años analizados.

- En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Norte Chico dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**
- La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

ACT	Año	Reservas Capacitivas			Reservas Inductivas		
		Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario	Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario
Norte	2020-21	63	113	192	-23	0	-79
	2022	64	119	203	-24	-11	-73
	2023	44	135	169	-21	-23	-57
Centro/Sur	2020-21	84	335	588	-90	-181	-454
	2022	79	391	676	-89	-122	-357
	2023	82	302	639	-88	-207	-413
Total Norte Chico	2020-21	103	507	752	-112	-182	-508
	2022	101	584	802	-111	-111	-406
	2023	100	462	774	-109	-231	-458

Tabla 5-53: Resumen suficiencia en ACT



Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. Esto es coherente con los resultados de las variaciones de tensión ante contingencias, en donde se observa que las mismas no superan el **2.1%** en las barras del ACT, en todas las fechas de estudio analizadas. Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.

### **Requerimientos y recomendaciones**

En condiciones de red completa, se evidencia que a las fechas futuras algunas barras de 500kV de la zona operarían normalmente con tensiones por debajo de los 512kV utilizados como tensión de servicio. En este caso se recomienda que se evalúe la modificación de las mismas. Los valores promedios encontrados de los escenarios analizados son:

	Unom	Tensión promedio escenarios de estudio		
		2020-21	2022	2023
S/E Cumbre	500kV	512	512	506
S/E Nva Cardones	500kV	505	505	501
S/E Nva Maitencillo	500kV	506	508	505
S/E Nva Pan de Azúcar	500kV	510	511	509

*Tabla 5-54: Tensiones promedio en barras de 500kV del NC*

De los análisis realizados se concluye a su vez que no se requiere del despacho de la CT Guacolda de forma forzada para dar soporte de tensión en el ACT.





## 6 ANÁLISIS CENTRO



Figura 6-1: Sub-áreas de control de tensión del Centro.





## 6.1 Recursos para el Control de Tensión

Los recursos en el área Centro que desempeñan el servicio de Control dinámico de Tensión se corresponden principalmente a unidades de generación térmica, destacándose los polos de generación de San Luis y Ventanas, en combinación con centrales hidroeléctricas, destacándose las centrales Alfalfal I-II y Las Lajas en la Región Metropolitana y, por otra parte, las unidades de Rapel. A su vez, dentro del conjunto de equipos que desarrollan un control dinámico se encuentran los dispositivos FACTS, como el CER de Polpaico y STATCOM de Cerro Navia.

Por otra parte, dado que esta área representa la zona de mayor consumo eléctrico del SEN, las solicitudes de potencia reactiva presentan una fuerte interrelación con la curva de demanda diaria. En este sentido, para el abastecimiento de los mayores consumos, en la zona se encuentra emplazado un importante número de capacitores shunt, tanto en el sistema trolcal de 220kV, como a menores niveles de tensión, cercanos a los puntos de suministro. En contraparte, en condiciones de baja demanda, se pueden presentar condiciones de exceso de potencia reactiva en el sistema de transmisión, asociado a los bajos niveles de carga en el mismo, para lo cual el área dispone de dos reactores de barra, uno en Polpaico 500kV y otro en A. Jahuel 220kV.

Por último, en la zona de estudio se encuentran instalados cuatro parques de generación fotovoltaica y un eólico, los cuales representan un bajo porcentaje en la totalidad de los recursos para el control de tensión del área.

En las tablas a continuación se presentan los principales elementos que desempeñan el control de tensión, tanto dinámicos como estáticos, junto con sus límites de inyección/absorción de potencia reactiva. La totalidad de los mismos se puede consultar en el documento anexo.

Unidad	Cantidad	Modo	Capacidad por unidad		
			Pn	Q-	Q+
Nueva Renca TG	1	PV	258,5	-100,3	145,6
Nueva Renca TV	1	PV	213,5	-37,9	127,7
Nehuenco U2 TG	1	PV	255,0	-75,0	135,0
Nehuenco U2 TV	1	PV	139,4	-70,8	84,4
Nehuenco U3	1	PV	100,5	-11,0	41,3
Quintero TG1A	1	PV	144,9	-76,0	130,0
Quintero TG1B	1	PV	144,9	-76,0	130,0
San Isidro U1 TG	1	PV	241,1	-24,4	149,4
San Isidro U1 TV	1	PV	138,1	5,5	62,4
San Isidro U2 TG	1	PV	259,3	-73,8	130,0
San Isidro U2 TV	1	PV	138,6	-51,5	79,0
Rapel U1	1	PV	72,2	-45,4	18,6
Rapel U2	1	PV	72,2	-45,4	18,6
Rapel U3	1	PV	72,2	-46,0	29,7
Rapel U4	1	PV	72,2	-46,0	29,7
Rapel U5	1	PV	72,2	-46,0	29,7



Las Lajas	1	PV	138,6	-130,9	107,8
Las Lajas	1	PV	138,6	-130,9	107,8
Hornitos	1	PV	53,8	-54,2	47,5
Blanco (Aconcagua U1)	1	PV	50,4	-13,9	24,0
Alfalfal U1	1	PV	80,8	-45,1	45,0
Alfalfal U2	1	PV	80,8	-11,6	45,0
Alfalfal II U1	1	PV	145,9	-129,7	113,5
Alfalfal II U2	1	PV	145,9	-129,7	113,5
Cogeneradora Aconcagua	1	PV	76,5	-31,3	30,3
Campiche	1	PV	280,5	-117,2	163,9
Nueva Ventanas	1	PV	280,5	-117,2	163,9
Ventanas U1	1	PV	115,0	-27,3	67,1
Ventanas U2	1	PV	222,5	-89,1	118,4
CER Polpaico 220/19kV_100MVA		V	-	-63	129
STATCOM Cerro Navia 220/34kV_140MVA		V	-	-65	140

Elemento	Unidad	Cantidad	Nº Step	Q/Step
Capacitor	CCEE Agua Santa 60 kV 1x20 MVar	1	1	20
	CCEE Agua Santa 60 kV 1x20 MVar 2	1	1	20
	CCEE Buin 110 kV 2x40 MVar	1	2	40
	CCEE Chena 110 kV 2x40 MVar	1	2	40
	CCEE El Salto 110 kV 1x80 MVar	1	1	80
	CCEE Ochagavía 110 kV 1x80 MVar	1	1	80
	CCEE Polpaico 110 kV 2x10 MVar	1	2	10
	CCEE Los Piuquenes 220 kV 3x9 MVar	1	3	9
	CCEE 2 Alto Jahuel 13.2kV - 30 MVar	3	1	30
	CCEE 41 Alto Jahuel 66kV-33MVar	8	1	33
	CCEE A.Jahuel 220 kV 1x65 MVar	1	1	65
	CCEE C.Navia 220 kV 1x50 MVar	1	1	50
	CCEE Polpaico 220 kV 100 MVar	1	1	100
	CCEE A.Jahuel 220 kV 1x50 MVar	1	1	50
Reactor	Reactor A.Jahuel 220 kV 1x65 MVar	1	1	91
	Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVar - 1	1	1	75
Reactor de línea	Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVar - 2	1	1	75

## 6.1 Topologías de análisis

Más allá de las topologías globales del estudio presentadas en el Informe Principal, en el área bajo análisis se incorporan obras relevantes las cuales pueden provocar cambios en los resultados en los requerimientos de potencia reactiva. En este sentido, para el análisis particular del ACT del Centro se proponen los casos a 2020 y 2023, asociados al ingreso de las siguientes obras principales:



Obra	Zona	Fecha E/S	Topología
S/E Río Aconcagua	Cen	oct-21	4
Línea Agua Santa La Pólvara - Nva Casablanca - A. Melipilla 2x220kV	Cen	oct-23	4

Tabla 6-1. Fechas de análisis futuras

## 6.2 Escenarios de estudio

En vista de que el objetivo principal del análisis resulta la determinación de los requerimientos de potencia reactiva tanto en condiciones de red completa (operación normal y transiciones de 5' a 15') como ante contingencias simples, el abanico de escenarios de estudio debe contemplar:

- Escenarios exigentes que representen fielmente al programa de despacho económico (PCP/PLP), de interés especial para la determinación de requerimientos en condiciones de red N.
- Escenarios críticos, partiendo de casos factibles de operación, llevados a un mayor grado de exigencia mediante la indisponibilidad de unidades de generación (hasta N-x, con  $x \leq 2$  según factibilidad técnica de operación) estableciendo un límite de inercia mínima para el análisis del área y maximizando transferencias por enlaces de particular interés.

En base a lo anterior, los escenarios específicos de estudio del ACT Centro contemplan la representación de la operación real durante todo un día, planteado en cuatro bloques horarios (4 escenarios), tanto para hidrologías húmedas como seca. Para esto se seleccionan escenarios PCP que presenten el menor número de unidades de generación en servicio, resultando tanto en un menor control de tensión como inercia en la zona. El objetivo de estos resulta evaluar los requerimientos de potencia reactiva del área, y el impacto de las variaciones estacionales (hidrologías), horarias (demanda/ERNC) sobre estos.

De forma complementaria, se diseñan dos escenarios con mayor criticidad para el análisis del área, los cuales contemplan un despacho N-2 respecto al PCP, sacando de servicio las unidades más grandes del área según corresponda. Estos casos son:

- CT09: Este escenario parte del CT04, el cual representa un estado de operación de noche en demanda alta, eliminando del despacho la totalidad del ciclo combinado Nehuenco 1 y la unidad 2 de Ventanas. Para una mayor exigencia en el análisis y dado que este caso simula una estación húmeda, esta potencia se redistribuye principalmente en unidades hidráulicas del Sur, lo cual deriva en un incremento de las transferencias Sur → Norte por el sistema de 500kV y una mayor caída de tensión en el mismo.
- CT010: Este escenario parte del CT07, el cual representa la operación de noche en condiciones de demanda alta, eliminando del despacho la totalidad del ciclo combinado Nehuenco 1 y una unidad de Alfalfal II. Para una mayor exigencia en el análisis y dado que este caso simula una estación seca, la potencia se redistribuye principalmente en unidades térmicas del norte, lo cual deriva en un incremento de las transferencias Norte → Sur por el sistema de 500kV.

En base a lo anterior, en la siguiente tabla se presentan las principales características del abanico de escenarios específicos del ACT de la zona Centro, destacándose los montos de generación sincrónica, ERNC, demanda, transferencias, inercia etc, para las distintas fechas evaluadas.


**Año 2020**

ESCENARIO		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT010
<b>HIDROLOGÍA</b>		Seca						Húmeda		Seca	
<b>DEMANDA [MW]</b>		3045	3045	4530	4530	3045	3045	4530	4530	4530	4530
<b>GENERACIÓN [MW]</b>	<b>Modo</b>										
Alfalfal		105	84	100	100	100	84	84	84	100	84
Alfalfal II		174	142	180	154	155	72	142	154	154	71
EPSA		14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Florida		14,1	15	15	13,5	15	15	15	15	13,5	15
Guayacan		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Las Lajas		188	34	190	165	187	75	150	164	165	150
Loma Los Colorados II		13,5	F/S	F/S	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Maitenes		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Nueva Renca		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	327	F/S	F/S
Renca		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Queltehues		36	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Volcan		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
<b>Total RM</b>		<b>582</b>	<b>368</b>	<b>578</b>	<b>539</b>	<b>563,5</b>	<b>352,5</b>	<b>497,5</b>	<b>850,5</b>	<b>539</b>	<b>426,5</b>
Santa Marta		F/S	F/S	8	9,6	9,6	F/S	8	9,6	9,6	8
Chacayes		F/S	F/S	50	50	F/S	F/S	12	12	50	12
CMPC Cordillera		10	10	10	F/S	10	10	10	10	F/S	10
Carena		8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Chacabuquito		18	16	16	20	20	20	20	20	20	20
Los Quilos		33	32	32	33	32	32	32	32	33	32
Blanco		48	42	42	46	44	44	44	44	46	44
Juncal		21	20	20	19	20	20	20	20	19	20
Hornitos		32	28	28	32	28	28	28	28	32	28
Sauzalito		11	11	11	11	11	11	5	5	11	5
Nehuenco 1		320	320	320	330	320	320	330	330	330	330
Nehuenco 2		385	385	385	385	385	380	380	380	F/S	F/S
Nehuenco 3		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Quintero TG1		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Quintero TG2		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
San Isidro 1		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
San Isidro 2		F/S	F/S	F/S	F/S	245	F/S	397	397	F/S	397
Rapel		70	F/S	70	345	210	65	264	350	345	264
Nueva Ventanas		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Campiche		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
<b>Total Troncal</b>		<b>957</b>	<b>873</b>	<b>1001</b>	<b>1289</b>	<b>1343</b>	<b>939</b>	<b>1559</b>	<b>1646</b>	<b>904</b>	<b>1179</b>
Mallarauco		3	3	3	F/S	3	3	F/S	3	F/S	F/S
ENAP Aconcagua		40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6
Ventanas 1		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Ventanas 2		100	100	100	100	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
<b>Total Chilquinta</b>		<b>144</b>	<b>144</b>	<b>144</b>	<b>141</b>	<b>44</b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>41</b>
<b>Total. SINCRÓNICA</b>		<b>1682</b>	<b>1384</b>	<b>1722</b>	<b>1969</b>	<b>1950</b>	<b>1335</b>	<b>2097</b>	<b>2540</b>	<b>1484</b>	<b>1646</b>
PF Quilapilún	PQ	F/S	29	96	F/S	F/S	29	97	F/S	F/S	97
PF Loma Los Colorados	PQ	F/S	1	1,1	F/S	F/S	1	1,1	F/S	F/S	1,1
PF Santiago Solar	PQ	F/S	30	90	F/S	F/S	30	90	F/S	F/S	90
PF Doña Carmen	PQ	F/S	26,5	30,5	F/S	F/S	31,5	32,1	F/S	F/S	32,1
PE Ucuquer II	PQ	4	4	8,1	8,1	F/S	4	8,1	8,1	8,1	8,1
<b>Total. ERNC</b>		<b>4</b>	<b>90,5</b>	<b>225,7</b>	<b>8,1</b>	<b>0</b>	<b>95,5</b>	<b>228,3</b>	<b>8,1</b>	<b>8,1</b>	<b>228,3</b>
<b>TRANSFERENCIA [MW]</b>											
N.P. AZUCAR → POLPAICO 2x500kV		-477	76	52	-178	75	806	1027	-51	-51	1512
POLPAICO → L.AGUIRRE 2x500kV		-666	-169	-500	-737	-61	462	618	-404	-872	845
L.AGUIRRE → A.JAHUEL 2x500kV		-897	-481	-955	-1119	-261	147	203	-708	-1298	379
A.JAHUEL → ANCOA 2x500kV		-1511	-1135	-2107	-2289	-823	-574	-869	-1721	-2594	-782
LAS PALMAS → LOS VILOS 220kV		115	126	168	218	127	185	284	204	260	345
<b>INERCIA [MVAs]</b>											
Zona Centro		10132	9400	10307	11417	13421	8583	13858	16759	8227	11105

Figura 6-2 Principales características de los escenarios específicos al 2020 del ACT del Centro


**Año 2023**

ESCENARIO		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT010
<b>HIDROLOGÍA</b>						Seca				Húmeda	Seca
<b>DEMANDA [MW]</b>		3107	3107	4780	4780	3107	3107	4780	4780	4780	4780
<b>GENERACIÓN [MW]</b>	<b>Modo</b>										
Alfalfal		105	84	100	100	100	84	84	84	100	84
Alfalfal II		174	200	180	200	155	120	180	200	180	120
EPSA		14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Florida		14,1	15	15	13,5	15	15	15	15	13,5	15
Guayacan		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Las Lajas		188	34	190	165	187	75	150	240	200	195
Loma Los Colorados II		13,5	F/S	F/S	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Maitenes		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Nueva Renca		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	327	F/S	F/S
Renca		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Queltehues		36	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Volcan		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
<b>Total RM</b>		<b>582</b>	<b>426</b>	<b>578</b>	<b>585</b>	<b>563,5</b>	<b>400,5</b>	<b>535,5</b>	<b>972,5</b>	<b>600</b>	<b>520,5</b>
Santa Marta		F/S	F/S	8	9,6	9,6	F/S	8	9,6	9,6	8
Chacabuquito		18	16	16	20	20	20	20	20	20	20
Los Quilos		33	32	32	33	32	32	32	32	33	32
Blanco		48	42	42	46	44	44	44	44	46	44
Juncal		21	20	20	19	20	20	20	20	19	20
Hornitos		32	28	28	32	28	28	28	28	32	28
Sauzalito		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Nehuenco 1		320	320	320	330	320	320	330	330	330	330
Nehuenco 2		385	385	385	384	384	380	380	380	F/S	F/S
Nehuenco 3		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Quintero TG1		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Quintero TG2		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
San Isidro 1		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
San Isidro 2		F/S	F/S	F/S	F/S	245	F/S	397	397	F/S	397
Rapel		70	F/S	70	345	210	65	264	350	345	264
Nueva Ventanas		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Campiche		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
<b>Total Troncal</b>		<b>927</b>	<b>843</b>	<b>921</b>	<b>1219</b>	<b>1313</b>	<b>909</b>	<b>1523</b>	<b>1611</b>	<b>835</b>	<b>1143</b>
Mallarauco		3	3	3	F/S	3	3	F/S	3	F/S	F/S
ENAP Aconcagua		40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6
Ventanas 1		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Ventanas 2		120	100	100	100	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
<b>Total Chilquinta</b>		<b>164</b>	<b>144</b>	<b>144</b>	<b>141</b>	<b>44</b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>41</b>
<b>Total. SINCRÓNICA</b>		<b>1672</b>	<b>1413</b>	<b>1643</b>	<b>1944</b>	<b>1920</b>	<b>1353</b>	<b>2099</b>	<b>2627</b>	<b>1475</b>	<b>1704</b>
PF Quilapilún	PQ	F/S	29	96	F/S	F/S	29	97	F/S	F/S	97
PF Loma Los Colorados	PQ	F/S	1	1,1	F/S	F/S	1	1,1	F/S	F/S	1,1
PF Santiago Solar	PQ	F/S	30	90	F/S	F/S	30	90	F/S	F/S	90
PF Doña Carmen	PQ	F/S	26,5	30,5	F/S	F/S	31,5	32,1	F/S	F/S	32,1
PE Ucuquer II	PQ	4	4	8,1	8,1	F/S	4	8,1	8,1	8,1	8,1
<b>Total. ERNC</b>		<b>4</b>	<b>90,5</b>	<b>225,7</b>	<b>8,1</b>	<b>0</b>	<b>95,5</b>	<b>228,3</b>	<b>8,1</b>	<b>8,1</b>	<b>228,3</b>
<b>TRANSFERENCIA [MW]</b>											
N.P. AZUCAR → POLPAICO 2x500kV		-295	145	118	-63	192	800	1085	43	72	1461
POLPAICO → L.AGUIRRE 2x500kV		-585	-190	-380	-548	-41	401	560	-420	-618	745
L.AGUIRRE → A.JAHUEL 2x500kV		-845	-490	-839	-952	-266	82	113	-776	-1080	247
A.JAHUEL → ANCOA 2x500kV		-1555	-1230	-2090	-2192	-926	-703	-1115	-1916	-2436	-1045
LAS PALMAS → LOS VILOS 220kV		54	73	99	120	76	129	211	128	155	259
<b>INERCIA [MVAs]</b>											
Zona Centro		9946	9214	13403	14614	13236	8398	13528	16429	11424	10774

Figura 6-3 Principales características de los escenarios específicos al 2023 del ACT del Centro



### 6.3 Contingencias

Dentro del análisis de la zona se contempla evaluar el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del Centro post-contingencia. Las contingencias simuladas contemplan casos de pérdida de generación, líneas de transmisión y equipos de control de voltaje y potencia reactiva. En la tabla a continuación, se enuncian las contingencias contempladas para esta ACT.

Año	Id_cont	Tipo	Nombre elemento	Id_cont	Tipo	Nombre elemento
2020	1		NMai-NPdAz 2x500kV C1	30		Ventanas - Tap ENAMI 110kV L2
	2		Polpaico - Lo Aguirre 2x500kV C2	31		Miraflores - Tap Quilpue 110 kV L1
	3		Charrúa - Ancoa500 kV L3	32		Torquemada - Miraflores 110 kV C2
	4		Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	33		Ventanas - Torquemada 110 kV C2
	5		Lo Aguirre - Alto Jahuel 500 kV C1	34		Ventanas - Tap ENAMI 110kV L1
	6		Polpaico - Alto Jahuel 500 kV C2_a	35	Circuito de línea 110kV	San Pedro - Pachacama 110 kV L2
	7		Ancoa -Nva Charrúa 500 kV C1	36		C.Navia - Tap Batuco 110 KV L2
	8	Circuito de línea 500kV y 220kV	Charrua - Nva. Charrua C1	37		San Isidro - San Pedro 110 kV
	9		Maitenes - Confluencia 220kV	38		Alto Jahuel - Sauzal 110 kV L1
	10		Nogales - Los Vilos 220 kV C1	39		Tap Recoleta - Sn Cristobal 110kV L1
	11		Ventanas - Nogales 220 kV C1	40		Tap San Jose - Tap Pajaritos 110kV L1
	12		Quillota - Nogales 220 kV C1	41		Sn Bernardo - Buin 110kV L2
	13		Quillota - Los Piuquenes 220 kV L2	42		Ochagavia - FFCC 110kV L1
	14		Polpaico - Quillota 220 kV C1	43		Florida - Tap Sta Raquel 110 kV L2
	15		Polpaico - Nogales 220 kV C1	44		Tap La Reina - La Florida 110 kV L1
	16		Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV	45	Tap Macul - Florida 110 kV L1	
	17		Polpaico - Quillota 220 kV C1	46	T41 - Tap Apoquindo 110kV L1	
	18	Polpaico - El Manzano 220kV C2	47	Tr Nueva Charrúa 500/220kV		
	19	Alto Jahuel - Arra. Chena 220 kV L1	48	Transf.	A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	
	20	Cerro Navia - Polpaico 220 kV - L2	49		Lo Aguirre 500/220/66kV-750 MVA T1	
	21	Cerro Navia - Arra. Chena 220 kV -L1	50		Chena 220/110kV-400MVA T1	
	22	Maipo - Alto Jahuel 220 kV C1	51	Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA (Hyundai)		
	23	Alto Jahuel - Los Almendros 220kV - L1	52	Cargas	Piuquenes	
	24	FACTS	CER Polpaico		53	I. Minero 110 kV
	25		STATCOM Cerro Navia		54	I. Enami 110 kV
	26		CARD_SR	55	Nueva Renca TG+TV	
	27	CCEE	Reactor PdAz 500kV 1x75MVAr_C1	56	Generación	San Isidro U2 TG+TV
	28		Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVAr	57		Nehuenco U2 TG+TV
	29		CCEE Polpaico 220 kV 100 MVAr	58		Ventanas U2
				59	Nueva Ventanas	
				60	Guacolda U5	
2023	61		Río Aconcagua - Nogales 220 kV C1			
	62		Río Aconcagua - Polpaico 220 kV C1			
	63		La Pólvara - Agua Santa 2x220 kV C1			
	64		Nva. Casablanca - La Pólvara 2x220 kV C1			
	65		San Luis - Agua Santa 220 kV L1			
	66		A. Melipilla - N. Casablanca 2x220 kV C1			

Tabla 6-2: Conjunto de contingencias – ACT Centro.

La desconexión de los circuitos de línea de 500kV se simula con sus elementos propios de compensación serie y shunt: capacitores serie y reactores de línea.



## 6.4 Análisis año 2020

### 6.4.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de cada RCT por tipo, escenario e hidrología, separados en zona Troncal, V Región (red 110kV Agua Santa) y Región Metropolitana (red 110kV Enel distribución). Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva por las líneas que se encuentran en la frontera con ACT vecinas: acometida de la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220kV a la S/E Las Palmas 220kV y Nueva Pan de Azúcar – Pan de Azúcar 2x500kV (en un punto intermedio de la línea, debido a su longitud) y en la acometida de la línea Alto Jahuel – Ancoa 2x500kV a la S/E Alto Jahuel, en la acometida de la línea Candelaria – Puente Negro 2x220kV a la S/E Puente Negro y en el Transformador de 220/154kV de la S/E Alto Jahuel.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales	
	HÚMEDA				SECA				HH	HS
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
<b>ACT-CE_Troncal</b>										
<b>RCT</b>	<b>85</b>	<b>78</b>	<b>936</b>	<b>901</b>	<b>-83</b>	<b>74</b>	<b>931</b>	<b>767</b>	<b>1034</b>	<b>955</b>
Capacitor	87	87	667	593	87	88	597	527	817	674
ERNC	0	-10	10	0		-7	3	3	0	3
Generador	178	192	220	262	52	176	319	305	179	250
Reactor	-157	-158			-158	-158		-76		
FACTS	-23	-33	39	47	-64	-24	12	9	38	29
<b>Demanda</b>	<b>-87</b>	<b>-80</b>	<b>-936</b>	<b>-901</b>	<b>79</b>	<b>-76</b>	<b>-932</b>	<b>-768</b>	<b>-1035</b>	<b>-956</b>
TR	-211	-221	-454	-517	-274	-250	-544	-491	-574	-562
Líneas	587	612	530	548	655	590	507	589	506	417
Carga	-305	-305	-331	-331	-305	-305	-331	-331	-331	-331
Intercambio	-159	-167	-681	-602	2	-111	-564	-535	-636	-480
<b>ACT-CE_V_Region</b>										
<b>RCT</b>	<b>8</b>	<b>-26</b>	<b>69</b>	<b>79</b>	<b>21</b>	<b>15</b>	<b>60</b>	<b>59</b>	<b>71</b>	<b>63</b>
Capacitor	14	14	57	56	14	14	57	57	55	56
Generador	-6	-40	12	22	8	1	3	2	16	7
<b>Demanda</b>	<b>-8</b>	<b>26</b>	<b>-69</b>	<b>-79</b>	<b>-21</b>	<b>-15</b>	<b>-60</b>	<b>-59</b>	<b>-71</b>	<b>-63</b>
TR	-23	-25	-55	-57	-27	-27	-68	-68	-63	-65
Líneas	19	18	3	2	19	20	2	3	6	4
Carga	-93	-93	-146	-146	-93	-93	-146	-146	-146	-146
Intercambio	89	127	129	122	81	85	152	152	132	143
<b>ACT-CE_RM</b>										
<b>RCT</b>	<b>299</b>	<b>307</b>	<b>387</b>	<b>390</b>	<b>300</b>	<b>314</b>	<b>387</b>	<b>401</b>	<b>426</b>	<b>413</b>
Capacitor	364	365	353	352	365	367	355	353	357	357
ERNC		0	0			0	0			0
Generador	-65	-58	34	38	-66	-53	32	48	69	56
<b>Demanda</b>	<b>-299</b>	<b>-307</b>	<b>-387</b>	<b>-390</b>	<b>-300</b>	<b>-314</b>	<b>-387</b>	<b>-401</b>	<b>-426</b>	<b>-413</b>
TR	-90	-77	-184	-177	-87	-76	-173	-183	-180	-169
Líneas	69	86	17	24	72	89	20	29	26	27
Carga	-306	-306	-524	-524	-306	-306	-524	-524	-524	-524
Intercambio	29	-9	304	287	22	-21	290	278	251	253

\*positivo: inyecta potencia reactiva

\*negativo: absorbe potencia reactiva

Tabla 6-3: Resumen RCT por escenario, hidrología y sub-ACT | Centro.





A partir de los análisis del Centro se encuentra que los RCT de esta ACT tiene tendencia absorber potencia reactiva. De todos los escenarios analizados, solo se encuentran dos escenarios donde los RCT absorben potencia reactiva: i) escenarios de demanda baja – hidrología seca – noche en el sistema troncal y ii) escenario demanda baja – día – hidrología seca en la zona de la V Región.

Al analizar por separado las sub-ACT, se encuentra lo siguiente:

- **Troncal:** En general, los RCT tienen tendencia a inyectar potencia reactiva. Se observa que las líneas de transmisión de 500kV y 220kV generan un importante monto de potencia reactiva. Respecto a la carga, se observa que tiene poca variación entre los escenarios de demanda baja y los escenarios de demanda alta, ya que la mayoría corresponde a consumos industriales que se conectan a subestaciones del sistema troncal a través de líneas de 220kV o 110kV. Si bien la demanda de esta zona es más bien plana, puede verse que, en condiciones de demanda alta, la generación de potencia reactiva de los RCT de esta zona aumenta considerablemente. En estas condiciones, esta zona exporta grandes montos de potencia reactiva, de la cual, cerca de la mitad se dirige hacia la red de 110kV de la RM.  
Los principales RCT de esta zona son capacitores shunt y unidades sincrónicas. En condiciones de demanda baja, se observa mayor uso de reactores de barra, mientras que los aportes del CER de Polpaico y STATCOM de Cerro Navia son bajos para dejar reservas de potencia reactiva para contingencias.
- **V Región:** Se observa que esta zona tiene un nivel de demanda de potencia reactiva que es suplido con RCT de la zona y con importaciones desde el troncal. En condiciones de demanda alta, el consumo de potencia reactiva se duplica, lo cual es compensado con mayores importaciones de potencia reactiva desde el troncal y con mayor generación de potencia reactiva de los RCT locales. Los principales RCT de esta zona son capacitores shunt y unidades sincrónicas.
- **RM:** Los RCT de esta zona inyectan potencia reactiva en todos los escenarios estudiados. A diferencia de la zona troncal, las líneas de 110kV de la RM generan poca potencia reactiva, lo cual hace que esta zona sea deficitaria de potencia reactiva capacitiva. En condiciones de demanda alta se observa una importante variación de la demanda de potencia reactiva, la que es compensada principalmente con mayores montos de potencia reactiva desde el troncal.  
Los principales RCT de esta zona son capacitores shunt y los aportes desde el troncal. En condiciones de demanda baja, se observa que las unidades sincrónicas ayudan a compensar las variaciones locales de tensión, absorbiendo potencia reactiva, mientras que en condiciones de demanda alta la principal fuente de aporte son los intercambios con la zona troncal.

En función de lo anterior, se encuentra que esta zona es principalmente demandante de potencia reactiva capacitiva. Cuenta con variaciones importantes de potencia reactiva, concentrada principalmente, en la zona de la RM, mientras que la mayor cantidad de RCT se encuentra en la zona troncal lo cual produce intercambios de potencia reactiva entre el troncal y las redes de 110kV de la V Región y RM para compensar el aumento de la demanda.



En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Centro divididos en V Región, RM, Troncal y Total (V región, RM y Troncal), para las condiciones de operación de los escenarios específicos.

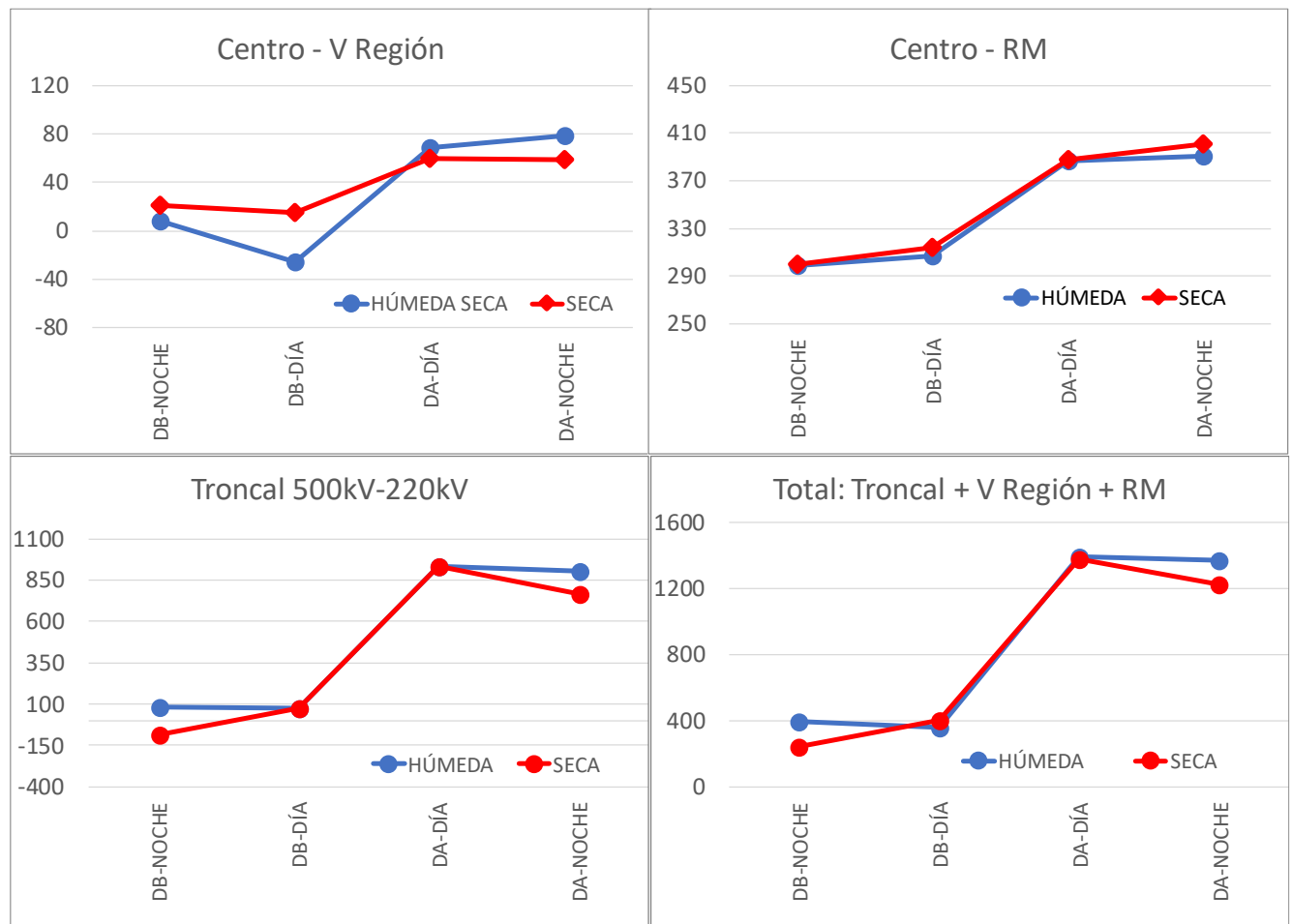


Figura 6-4: RPR por sub-ACT | Centro.

Al realizar la comparación de los RPR según la hidrología, se encuentra de manera general que no existen diferencias importantes en los requerimientos de potencia reactiva según la hidrología. La mayor diferencia se encuentra en el troncal entre los escenarios de demanda alta – noche (CT09 y CT10): 267MW. En estas condiciones, se tiene que en hidrología seca se tienen menos pérdidas en transformadores, menos generación de potencia de reactivas en las líneas y menos potencia reactiva exportada que en hidrología húmeda. Esto se debe a que en hidrología húmedas las transferencias las líneas de 500kV y 220kV son mayores (sentido SUR→NORTE) que en hidrología seca. En la Figura 6-5 y Figura 6-6 pueden verse los flujos de carga por la ACT Centro, en los escenarios CT05 y CT10, respectivamente. De igual modo, puede verse de la Figura 6-4 que, de manera general, las mayores excursiones de potencia reactiva ocurren entre los escenarios de demanda baja y demanda alta.

En consideración de todo lo anterior, en la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT.



ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
	Troncal	-83	1034
Centro	V Región 110kV	-26	79
	RM 110kV	299	426

Tabla 6-4: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

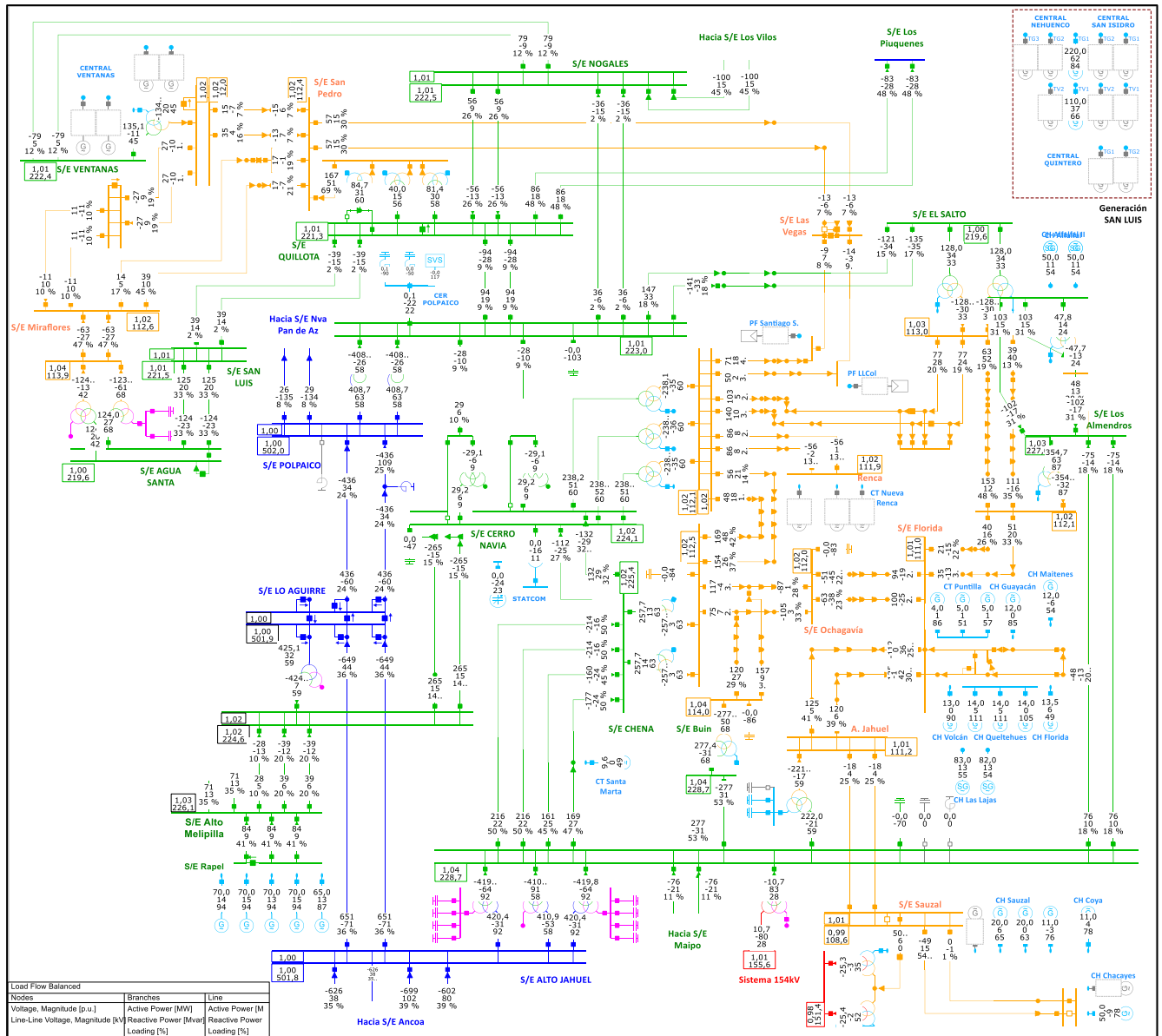


Figura 6-5: Flujo de carga ACT Centro | escenario CT09.

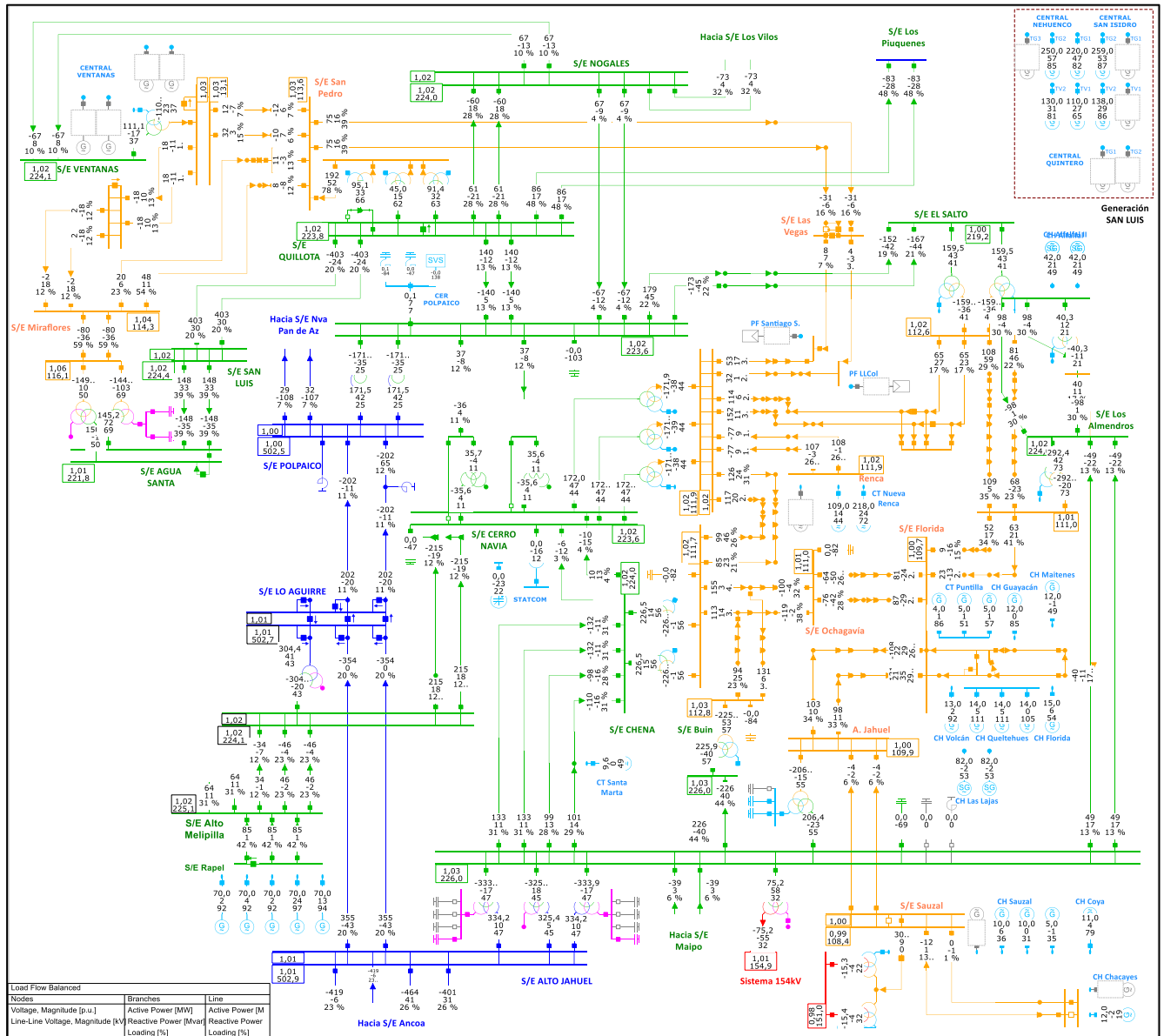


Figura 6-6: Flujo de carga ACT Centro | escenario CT10.

### Transiciones intrahorarias

Tomando como punto de partida los escenarios de operación representativos de las diferentes condiciones de operación del sistema, se analiza en este apartado los requerimientos de reserva de potencia reactiva necesarios para afrontar las transiciones en la zona de estudio. En esta zona se encuentra que las mayores variaciones de los requerimientos de potencia reactiva están asociados a las variaciones de demanda, independientes de las condiciones de operación DIA/NOCHE.

A continuación se analizan las variaciones de los requerimientos de potencia reactiva en un rango de 15 minutos bajo estas condiciones, mediante flujos de potencia que contemplan variaciones de demanda sobre los escenarios de estudio:



- CT02: Se analiza la transición del incremento de demanda diurno desde este escenario.
- CT03: Se analiza la transición del incremento de demanda diurno hasta este escenario.
- CT09: Se analiza la transición de la reducción de la demanda nocturna desde este escenario.
- CT01: Se analiza la transición de la reducción de la demanda nocturna hacia este escenario.
- CT05: Se analiza la transición de la reducción de la demanda nocturna hacia este escenario

Hidrología→	Escenarios Específicos																	
	HÚMEDA			HÚMEDA			HÚMEDA			HÚMEDA			HÚMEDA			SECA		
Escenarios→	CT02			CT03			CT09			CT01			CT02			CT05		
ΔERNC	nula			nula			nula			nula			+			nula		
Δdemanda	+			+			-			-			nula			-		
Sub-ACT ↓	DB_Día	DB_Día	Delta	DA_Día	DA_Día	Delta	DA_Noc	DA_Noc	Delta	DB_Noc	DB_Noc	Delta	DB_Noc	DB_Noc	Delta	DB_Noc	DB_Noc	Delta
RCT↓	t0	t0+15'		t0	t0+15'		t0	t0+15'		t0	t0+15'		t0	t0+15'		t0	t0+15'	
<b>ACT-CE_Troncal</b>																		
<b>RCT</b>	<b>78</b>	<b>148</b>	<b>70</b>	<b>840</b>	<b>936</b>	<b>96</b>	<b>1034</b>	<b>912</b>	<b>-123</b>	<b>175</b>	<b>85</b>	<b>-90</b>	<b>94</b>	<b>78</b>	<b>-17</b>	<b>-2</b>	<b>-83</b>	<b>-81</b>
Capacitor	87	85		677	667		817	834		85	87		87	87		86	87	
ERNC	-10	-10		10	10		0	0		0	0		-10	-10				
Generador	192	219		175	220		179	122		215	178		196	192		93	52	
Reactor	-158	-156								-155	-157		-157	-158		-157	-158	
FACTS	-33	10		-22	39		38	-44		30	-23		-21	-33		-24	-64	
<b>Demanda</b>	<b>-80</b>	<b>-149</b>		<b>-842</b>	<b>-936</b>		<b>-1035</b>	<b>-916</b>		<b>-175</b>	<b>-87</b>		<b>-96</b>	<b>-80</b>		<b>0</b>	<b>79</b>	
TR	-221	-241		-416	-454		-574	-526		-229	-211		-221	-221		-290	-274	
Líneas	612	587		564	530		506	547		553	587		598	612		637	655	
Carga	-305	-321		-319	-331		-331	-319		-321	-305		-305	-305		-321	-305	
Intercambio	-167	-174		-671	-681		-636	-618		-178	-159		-168	-167		-26	2	
<b>ACT-CE_V_Region</b>																		
<b>RCT</b>	<b>-26</b>	<b>-15</b>	<b>10</b>	<b>55</b>	<b>69</b>	<b>14</b>	<b>71</b>	<b>66</b>	<b>-5</b>	<b>20</b>	<b>8</b>	<b>-12</b>	<b>-24</b>	<b>-26</b>	<b>-1</b>	<b>24</b>	<b>21</b>	<b>-3</b>
Capacitor	14	14		57	57		55	56		14	14		14	14		14	14	
Generador	-40	-29		-2	12		16	9		6	-6		-38	-40		10	8	
<b>Demanda</b>	<b>26</b>	<b>15</b>		<b>-55</b>	<b>-69</b>		<b>-71</b>	<b>-66</b>		<b>-20</b>	<b>-8</b>		<b>24</b>	<b>26</b>		<b>-24</b>	<b>-21</b>	
TR	-25	-27		-51	-55		-63	-58		-25	-23		-25	-25		-30	-27	
Líneas	18	17		5	3		6	9		18	19		18	18		18	19	
Carga	-93	-98		-141	-146		-146	-141		-98	-93		-93	-93		-98	-93	
Intercambio	127	124		131	129		132	125		85	89		125	127		87	81	
<b>ACT-CE_RM</b>																		
<b>RCT</b>	<b>307</b>	<b>321</b>	<b>14</b>	<b>362</b>	<b>387</b>	<b>25</b>	<b>426</b>	<b>395</b>	<b>-31</b>	<b>319</b>	<b>299</b>	<b>-20</b>	<b>312</b>	<b>307</b>	<b>-5</b>	<b>314</b>	<b>300</b>	<b>-14</b>
Capacitor	365	360		359	353		357	365		359	364		363	365		361	365	
ERNC	0	0		0	0								0	0				
Generador	-58	-39		3	34		69	30		-40	-65		-52	-58		-47	-66	
<b>Demanda</b>	<b>-307</b>	<b>-321</b>		<b>-362</b>	<b>-387</b>		<b>-426</b>	<b>-395</b>		<b>-319</b>	<b>-299</b>		<b>-312</b>	<b>-307</b>		<b>-314</b>	<b>-300</b>	
TR	-77	-84		-172	-184		-180	-166		-96	-90		-78	-77		-93	-87	
Líneas	86	82		26	17		26	37		65	69		86	86		68	72	
Carga	-306	-322		-506	-524		-524	-506		-322	-306		-306	-306		-322	-306	
Intercambio	-9	2		290	304		251	240		34	29		-14	-9		32	22	

Figura 6-7. Análisis de reservas para transiciones

Se observa un requerimiento de reservas para transiciones en el ACT asociadas a las transiciones de demanda del sistema de:

- Centro-Troncal: 96MVar capacitivos y 123MVar inductivos
- V Región: 14MVar capacitivos y 12MVar inductivos
- Región Metropolitana: 25MVar capacitivos y 31MVar inductivos.



## Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del sistema post-contingencia.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para las contingencias más importantes, como el total para el Centro y parciales para las zonas V Región, RM y Troncal.

### Circuitos de 500kV

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	156	158	259	308	-10	154	331	314	214	279
	Q V Región 110kV	-6	-40	12	22	8	1	3	2	15	7
	Q RM 110kV	-65	-58	34	38	-65	-52	32	48	68	56
	Q Total	85	61	305	368	-68	103	367	364	298	342
N.Mai-N.PdAz 2x500kV C1	Q Troncal	187	184	290	340	20	193	375	345	250	342
	Q V Región 110kV	-2	-37	16	26	8	3	4	3	17	9
	Q RM 110kV	-58	-52	41	45	-60	-46	41	57	76	67
	Q Total	127	95	347	411	-31	149	420	405	343	419
	ΔQ Troncal	31	26	31	32	30	39	44	31	35	63
	ΔQ V Región 110kV	3	3	4	4	1	1	1	1	1	2
	ΔQ RM 110kV	7	5	7	7	5	6	8	9	8	11
ΔQ Total	41	35	41	43	37	46	53	41	44	77	
Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	Q Troncal	220	215	337	393	54	217	400	382	312	350
	Q V Región 110kV	0	-34	20	30	9	3	5	4	19	9
	Q RM 110kV	-45	-41	59	63	-49	-39	50	76	98	74
	Q Total	175	140	416	487	14	182	455	462	429	433
	ΔQ Troncal	63	57	78	86	64	64	69	68	97	71
	ΔQ V Región 110kV	6	6	8	8	1	2	2	2	4	2
	ΔQ RM 110kV	19	16	25	25	16	14	18	28	30	18
ΔQ Total	89	79	111	118	82	79	88	98	131	91	

Tabla 6-5: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. circuitos 500kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 500kV puede demandar requerimientos de potencia reactiva capacitiva o inductiva de los RCT del Centro.

De estas contingencias, la que exige más los RCT del Centro, en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N, es la desconexión de un circuito de la línea Alto Jahuel - Ancoa 500kV: **131MVar capacitivos**.


**Circuitos de 220kV**

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	156	158	259	308	-10	154	331	314	214	279
	Q V Región 110kV	-6	-40	12	22	8	1	3	2	15	7
	Q RM 110kV	-65	-58	34	38	-65	-52	32	48	68	56
	Q Total	85	61	305	368	-68	103	367	364	298	342
Quillota - Los Piuquenes 220 kV L2	Q Troncal	219	220	328	378	64	224	409	389	290	358
	Q V Región 110kV	6	-28	26	36	11	5	6	5	22	12
	Q RM 110kV	-60	-53	40	44	-61	-48	38	56	79	62
	Q Total	165	139	394	457	13	181	453	450	392	432
	ΔQ Troncal	62	62	69	70	74	70	78	75	76	79
	ΔQ V Región 110kV	12	12	13	13	3	4	3	3	7	4
	ΔQ RM 110kV	5	4	6	6	4	4	5	8	11	6
	ΔQ Total	79	78	88	89	81	78	86	86	93	90
Nogales - Los Vilos 220 kV C1	Q Troncal	165	167	268	318	4	165	344	325	229	298
	Q V Región 110kV	-4	-37	14	25	8	2	4	3	16	8
	Q RM 110kV	-64	-57	35	40	-64	-51	35	50	71	59
	Q Total	98	73	317	383	-52	116	382	377	316	364
	ΔQ Troncal	9	9	9	10	14	11	13	11	14	19
	ΔQ V Región 110kV	2	2	2	2	1	1	0	1	1	1
	ΔQ RM 110kV	1	1	1	2	1	1	2	2	3	3
	ΔQ Total	12	12	12	14	16	13	16	13	18	23
Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV L(1)	Q Troncal	165	167	272	324	1	165	348	327	232	296
	Q V Región 110kV	-5	-39	13	24	8	2	3	2	16	8
	Q RM 110kV	-63	-56	37	42	-64	-51	36	54	73	60
	Q Total	98	72	322	390	-54	116	387	383	321	363
	ΔQ Troncal	9	9	13	16	12	11	16	13	18	17
	ΔQ V Región 110kV	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0
	ΔQ RM 110kV	2	2	3	4	2	2	4	6	5	4
	ΔQ Total	12	12	17	22	14	13	20	20	23	22

Tabla 6-6: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. circuitos 220kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 220kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro, comparativamente menores a los producidos por la desconexión de un circuito de línea de 500kV. De estas contingencias, la que exige más los RCT del Centro en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), es la desconexión circuito de línea Quillota – Piuquenes 220kV: **93MVar capacitivos**.





### Circuitos de 110kV

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	156	158	259	308	-10	154	331	314	214	279
	Q V Región 110kV	-6	-40	12	22	8	1	3	2	15	7
	Q RM 110kV	-65	-58	34	38	-65	-52	32	48	68	56
	Q Total	85	61	305	368	-68	103	367	364	298	342
T41 - Tap Apoquindo 110kV L1	Q Troncal	117	123	184	230	-47	116	263	249	131	209
	Q V Región 110kV	-10	-44	4	15	7	0	1	0	13	5
	Q RM 110kV	-79	-72	2	7	-78	-63	7	13	33	30
	Q Total	28	7	191	252	-118	54	271	262	177	244
	ΔQ Troncal	-39	-36	-75	-78	-37	-37	-68	-65	-83	-70
	ΔQ V Región 110kV	-4	-4	-8	-8	-1	-1	-2	-2	-3	-2
	ΔQ RM 110kV	-15	-14	-31	-31	-12	-11	-26	-35	-35	-26
ΔQ Total	-58	-53	-114	-116	-50	-49	-96	-102	-121	-98	
Tap San Jose - Tap Pajaritos 110kV L1	Q Troncal	119	125	155	201	-44	121	241	233	98	186
	Q V Región 110kV	-9	-43	2	13	7	1	1	0	12	5
	Q RM 110kV	-77	-68	1	6	-75	-60	7	7	32	31
	Q Total	33	14	158	220	-112	61	249	240	142	222
	ΔQ Troncal	-37	-33	-104	-107	-33	-33	-91	-81	-116	-92
	ΔQ V Región 110kV	-3	-3	-10	-10	-1	-1	-2	-2	-4	-2
	ΔQ RM 110kV	-12	-11	-33	-32	-10	-8	-25	-41	-36	-25
ΔQ Total	-53	-46	-147	-149	-44	-42	-118	-124	-156	-120	
Tap Recoleta - Sn Cristobal 110kV L1	Q Troncal	120	126	188	234	-43	121	269	258	133	215
	Q V Región 110kV	-9	-43	5	15	7	1	2	1	13	5
	Q RM 110kV	-76	-68	11	17	-74	-59	16	21	44	39
	Q Total	35	16	204	266	-110	63	287	280	190	260
	ΔQ Troncal	-36	-32	-71	-74	-33	-32	-62	-56	-81	-64
	ΔQ V Región 110kV	-4	-3	-7	-7	-1	-1	-1	-1	-3	-2
	ΔQ RM 110kV	-11	-10	-22	-22	-9	-7	-17	-27	-24	-17
ΔQ Total	-51	-45	-101	-102	-42	-40	-80	-84	-108	-82	

Tabla 6-7: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. circuitos 110kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 220kV demanda principalmente requerimientos de potencia reactiva inductiva de los RCT del Centro, debido a que en muchos casos existe desconexión de carga conectada. De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Centro en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), son:

- Desconexión del anillo de 110kV entre Cerro Navia y Chena C1 (representado en la tabla como el tramo de línea San José – Pajaritos 110kV): **156MVar inductivos**.
- Desconexión circuito de línea El Salto – Apoquindo 110kV: **121MVar inductivos**.
- Desconexión circuito de línea Recoleta – San Cristóbal 110kV: **108MVar inductivos**.

### FACT

En la tabla siguiente puede verse que la desconexión de un equipo FACT genera un RPR inductivo en todos los casos. En particular, requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Centro son de 9MVar capacitivos tanto ante la desconexión del CER de Polpaico como del STATCOM de Cerro Navia.



Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	156	158	259	308	-10	154	331	314	214	279
	Q V Región 110kV	-6	-40	12	22	8	1	3	2	15	7
	Q RM 110kV	-65	-58	34	38	-65	-52	32	48	68	56
	Q Total	85	61	305	368	-68	103	367	364	298	342
CER Polpaico	Q Troncal	163	167	254	300	4	161	332	317	205	273
	Q V Región 110kV	-7	-42	13	25	7	1	3	2	16	8
	Q RM 110kV	-66	-60	35	40	-69	-54	32	47	71	58
	Q Total	89	66	303	364	-59	108	367	365	293	339
	ΔQ Troncal	7	9	-5	-8	14	7	0	3	-9	-6
	ΔQ V Región 110kV	-2	-2	1	2	-1	-1	0	0	1	1
	ΔQ RM 110kV	-1	-2	1	2	-3	-2	0	-1	3	2
	ΔQ Total	4	5	-2	-4	9	5	0	1	-5	-3
STATCOM Cerro Navia	Q Troncal	161	168	243	294	4	156	326	305	208	274
	Q V Región 110kV	-6	-41	14	24	7	1	3	2	16	7
	Q RM 110kV	-66	-61	40	43	-70	-53	35	53	71	58
	Q Total	88	67	298	362	-59	105	364	360	295	339
	ΔQ Troncal	5	10	-16	-14	14	2	-6	-9	-7	-5
	ΔQ V Región 110kV	-1	-1	2	2	0	0	0	0	0	0
	ΔQ RM 110kV	-2	-3	6	5	-5	-1	2	5	3	2
	ΔQ Total	3	6	-8	-6	9	2	-3	-4	-3	-3

Tabla 6-8: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. equipos FACTS.

### Reactores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	156	158	259	308	-10	154	331	314	214	279
	Q V Región 110kV	-6	-40	12	22	8	1	3	2	15	7
	Q RM 110kV	-65	-58	34	38	-65	-52	32	48	68	56
	Q Total	85	61	305	368	-68	103	367	364	298	342
Reactor PdAz 500kV 1x75MVAR_C1(2)	Q Troncal	133	136	234	283	-36	127	302	289	188	249
	Q V Región 110kV	-9	-42	9	20	7	1	2	1	14	6
	Q RM 110kV	-70	-62	28	33	-70	-56	27	41	62	50
	Q Total	55	31	272	335	-99	71	332	332	265	305
	ΔQ Troncal	-23	-22	-25	-25	-26	-27	-29	-25	-27	-30
	ΔQ V Región 110kV	-3	-3	-3	-3	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	ΔQ RM 110kV	-5	-5	-5	-5	-5	-4	-5	-7	-6	-6
ΔQ Total	-31	-30	-33	-33	-31	-32	-35	-32	-34	-36	
Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVAR - 2	Q Troncal	125	128	FS	FS	-44	119	FS	282	FS	FS
	Q V Región 110kV	-9	-43	FS	FS	7	0	FS	1	FS	FS
	Q RM 110kV	-72	-64	FS	FS	-72	-58	FS	38	FS	FS
	Q Total	45	21	FS	FS	-109	62	FS	321	FS	FS
	ΔQ Troncal	-31	-30	FS	FS	-34	-35	FS	-32	FS	FS
	ΔQ V Región 110kV	-3	-3	FS	FS	-1	-1	FS	-1	FS	FS
	ΔQ RM 110kV	-7	-6	FS	FS	-6	-6	FS	-10	FS	FS
ΔQ Total	-41	-39	FS	FS	-41	-41	FS	-43	FS	FS	

Tabla 6-9: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. reactores y capacitores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un reactor de barra de 500kV demanda **43MVAR de potencia reactiva inductiva** de los RCT del Centro (reactor Polpaico 500kV 75MVAR).



### Transformadores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	156	158	259	308	-10	154	331	314	214	279
	Q V Región 110kV	-6	-40	12	22	8	1	3	2	15	7
	Q RM 110kV	-65	-58	34	38	-65	-52	32	48	68	56
	Q Total	85	61	305	368	-68	103	367	364	298	342
Lo Aguirre 500/220/66kV- 750 MVA T1	Q Troncal	153	164	324	359	-16	157	387	344	265	338
	Q V Región 110kV	-6	-39	18	25	8	2	4	2	17	9
	Q RM 110kV	-64	-56	50	48	-66	-51	42	59	80	66
	Q Total	83	68	391	433	-74	108	433	406	362	413
	ΔQ Troncal	-3	5	65	51	-6	3	55	31	51	59
	ΔQ V Región 110kV	0	1	5	3	0	0	1	0	1	2
	ΔQ RM 110kV	0	1	16	10	0	1	9	11	12	11
	ΔQ Total	-2	8	86	64	-6	5	66	42	64	71
A.Jahuel 500/220/66kV- 750 MVA T5	Q Troncal	165	169	321	357	0	167	384	341	301	352
	Q V Región 110kV	-5	-39	18	27	8	2	4	3	18	9
	Q RM 110kV	-56	-49	59	56	-57	-45	51	63	100	79
	Q Total	103	81	399	440	-49	123	439	406	419	441
	ΔQ Troncal	9	11	62	49	10	13	52	27	86	74
	ΔQ V Región 110kV	0	1	6	4	0	0	1	1	3	2
	ΔQ RM 110kV	9	9	25	18	8	7	18	15	31	23
	ΔQ Total	18	21	94	71	19	20	72	42	121	99

Tabla 6-10: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. transformadores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un transformador de 500/220kV demandan requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro. En particular, los que provocan los mayores requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Centro son:

- Desconexión del ATR Alto Jahuel 500/220kV: **121MVAr capacitivos**.
- Desconexión del ATR Lo Aguirre 500/220kV: **86MVAr capacitivos**.



### Generadores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	156	158	259	308	-10	154	331	314	214	279
	Q V Región 110kV	-6	-40	12	22	8	1	3	2	15	7
	Q RM 110kV	-65	-58	34	38	-65	-52	32	48	68	56
	Q Total	85	61	305	368	-68	103	367	364	298	342
Nehuenco U2 TG+TV	Q Troncal	187	153	317	380	11	161	351	359	FS	FS
	Q V Región 110kV	17	-18	47	55	9	7	8	7	FS	FS
	Q RM 110kV	-36	-38	77	80	-53	-40	52	88	FS	FS
	Q Total	168	97	441	515	-34	128	411	454	FS	FS
	ΔQ Troncal	124	97	161	173	42	79	113	133	FS	FS
	ΔQ V Región 110kV	23	22	35	33	1	6	5	5	FS	FS
	ΔQ RM 110kV	29	20	44	42	12	12	20	40	FS	FS
ΔQ Total	175	139	240	248	55	97	137	178	FS	FS	
San Isidro U2 TG+TV	Q Troncal	FS	FS	FS	FS	1	FS	350	360	FS	318
	Q V Región 110kV	FS	FS	FS	FS	8	FS	7	6	FS	16
	Q RM 110kV	FS	FS	FS	FS	-59	FS	52	88	FS	82
	Q Total	FS	FS	FS	FS	-49	FS	410	455	FS	416
	ΔQ Troncal	FS	FS	FS	FS	28	FS	106	128	FS	135
	ΔQ V Región 110kV	FS	FS	FS	FS	1	FS	4	4	FS	9
	ΔQ RM 110kV	FS	FS	FS	FS	7	FS	20	40	FS	26
ΔQ Total	FS	FS	FS	FS	36	FS	130	173	FS	170	
Nueva Renca TG+TV	Q Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	448	FS	FS
	Q V Región 110kV	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	5	FS	FS
	Q RM 110kV	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	42	FS	FS
	Q Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	495	FS	FS
	ΔQ Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	134	FS	FS
	ΔQ V Región 110kV	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	40	FS	FS
	ΔQ RM 110kV	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	-6	FS	FS
ΔQ Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	169	FS	FS	

Tabla 6-11: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. generación sincr.

De la tabla anterior se encuentra que los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión de Neuhuenco U2 TG+TV: **248MVar capacitivos**.



### Consumos

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	156	158	259	308	-10	154	331	314	214	279
	Q V Región 110kV	-6	-40	12	22	8	1	3	2	15	7
	Q RM 110kV	-65	-58	34	38	-65	-52	32	48	68	56
	Q Total	85	61	305	368	-68	103	367	364	298	342
Maitenes - Confluencia 220kV	Q Troncal	66	79	152	197	-92	74	242	218	88	186
	Q V Región 110kV	-16	-49	-1	10	5	-1	1	-1	10	4
	Q RM 110kV	-80	-70	13	18	-77	-61	20	25	43	42
	Q Total	-30	-41	164	224	-164	12	262	243	141	232
	ΔQ Troncal	-90	-79	-107	-111	-82	-79	-90	-96	-127	-93
	ΔQ V Región 110kV	-11	-10	-13	-13	-2	-3	-3	-3	-5	-3
	ΔQ RM 110kV	-16	-12	-21	-20	-11	-9	-13	-23	-26	-13
ΔQ Total	-116	-101	-141	-144	-96	-91	-105	-121	-157	-110	
I. Piuquenes	Q Troncal	69	81	154	199	-92	74	245	219	83	184
	Q V Región 110kV	-20	-53	-5	6	4	-3	0	-2	7	2
	Q RM 110kV	-76	-67	17	22	-72	-58	24	32	45	46
	Q Total	-27	-39	166	227	-160	13	269	250	136	232
	ΔQ Troncal	-87	-77	-105	-109	-82	-80	-86	-95	-131	-95
	ΔQ V Región 110kV	-14	-13	-17	-17	-3	-4	-3	-4	-8	-5
	ΔQ RM 110kV	-12	-9	-17	-16	-7	-6	-8	-16	-23	-10
ΔQ Total	-113	-100	-139	-142	-92	-90	-98	-114	-162	-109	

Tabla 6-12: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. consumos.

De la tabla anterior se encuentra que desconexión de consumos demanda requerimientos de potencia reactiva inductiva. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión de los consumos industriales de I. Piuquenes: **162MVar inductivos**.

### Máximos del ACT

A continuación se muestran las contingencias que derivan en los máximos requerimientos capacitivos e inductivos del ACT y de cada sub-ACT.

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Centro	Total	Capacitiva	<b>248</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-162</b>	I. Los Piuquenes 220kV
	Troncal	Capacitiva	<b>173</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-131</b>	I. Los Piuquenes 220kV
	V-Región	Capacitiva	<b>40</b>	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	<b>-17</b>	I. Los Piuquenes 220kV
	RM	Capacitiva	<b>44</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-41</b>	Cerro Navia - Chena 110kV C1

Tabla 6-13: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro



## 6.4.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

### Operación normal

En los gráficos a continuación se muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en las principales barras de 220kV del sistema troncal del área centro, en condiciones de operación normal para todos los escenarios específicos de estudio.

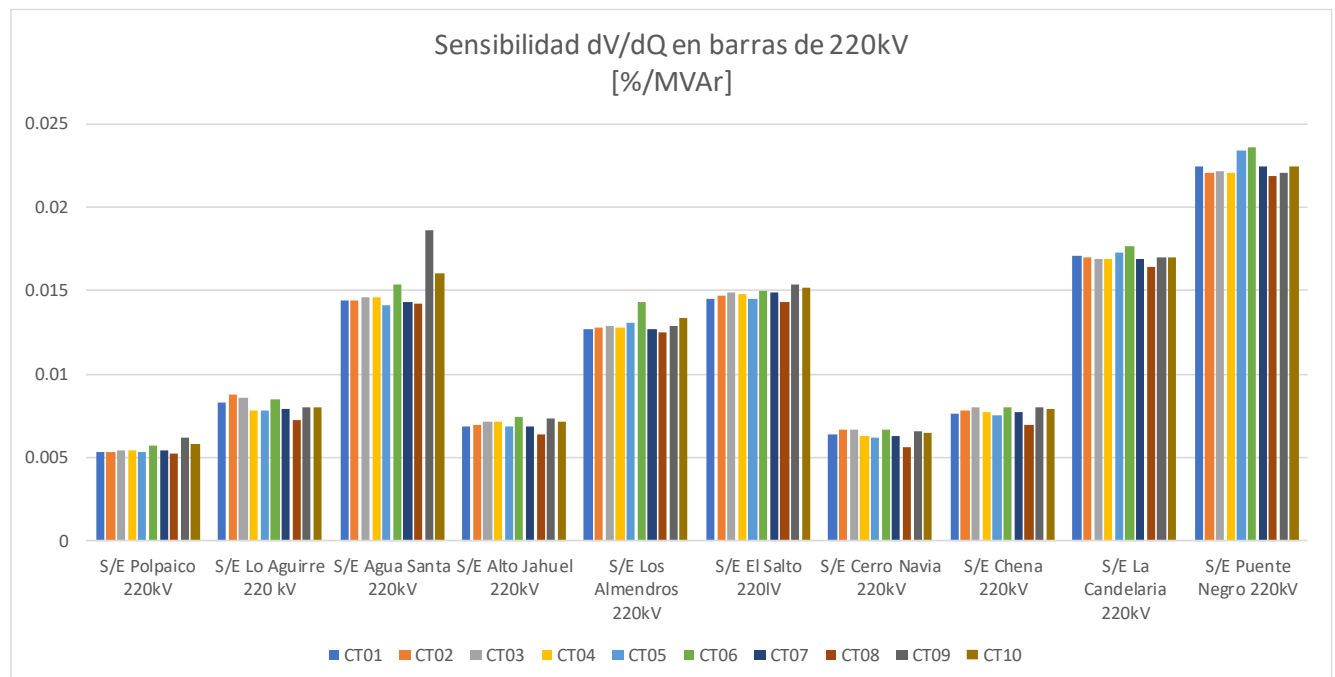


Figura 6-8 Sensibilidades dV/dQ en principales barras del ACT del Centro en operación normal

De la misma se puede observar que los nodos más robustos se corresponden a aquellos que presentan el mayor nivel de enmallamiento o que se encuentran próximos al sistema de 500kV. A su vez, se observa que las barras más sensibles se corresponden a aquellas que forman el corredor de 220kV Alto Jahuel – Puente Negro, siendo esta última el nodo fronterizo con el ACT de la zona Centro Sur.

A su vez, dada la extensión del ACT y las particularidades del mismo, en la siguiente figura se presentan las sensibilidades dV/dQ para las principales barras de 110kV, pudiéndose distinguir dos subáreas, aquellas que se encuentran en la V Región por una parte, y las correspondientes a la Región Metropolitana.

De estas se puede notar que los nodos de la red de ENEL distribución (RM) presentan el menor nivel de sensibilidad, mientras que las barras de la Región V resultan más sensibles a las variaciones de potencia reactiva. Particularmente, las barras de 110kV más débiles se corresponden a Las Vegas y Alto Melipilla.

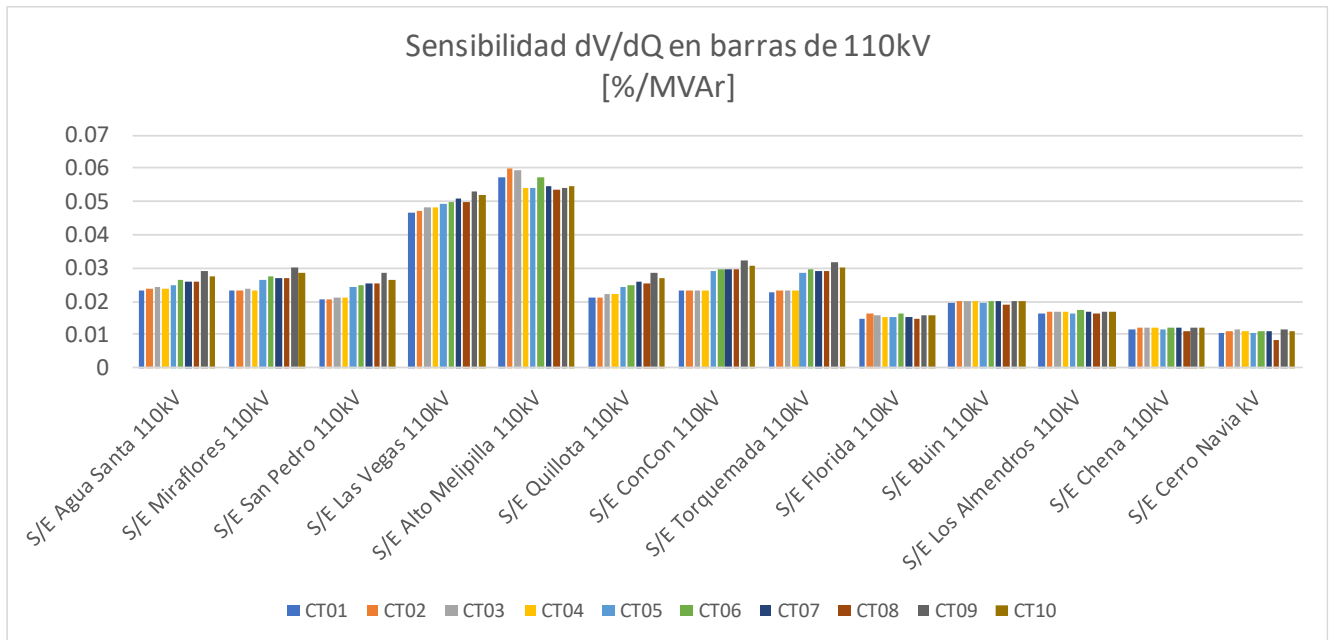


Figura 6-9 Sensibilidades dV/dQ en principales barras de 110kV del ACT del Centro en operación normal

De forma complementaria, en la figura a continuación se presenta el perfil de tensión en las principales barras del sistema troncal de 220kV de la zona centro en condiciones de operación normal, las cuales con los recursos disponibles se establecen dentro de los rangos admisibles.

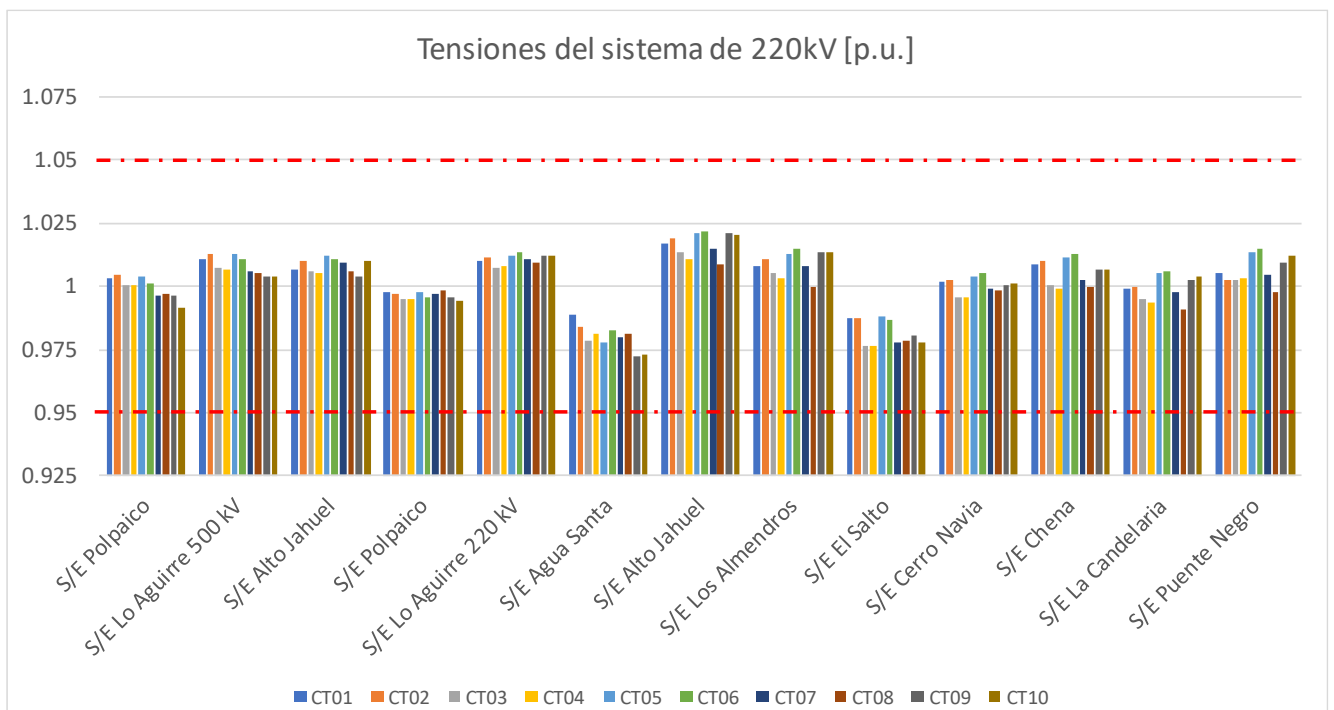


Figura 6-10. Perfil de tensiones en barras de 220kV del ACT Centro en operación normal

Luego, la figura siguiente se presenta el perfil de tensión en las principales barras de 110kV.



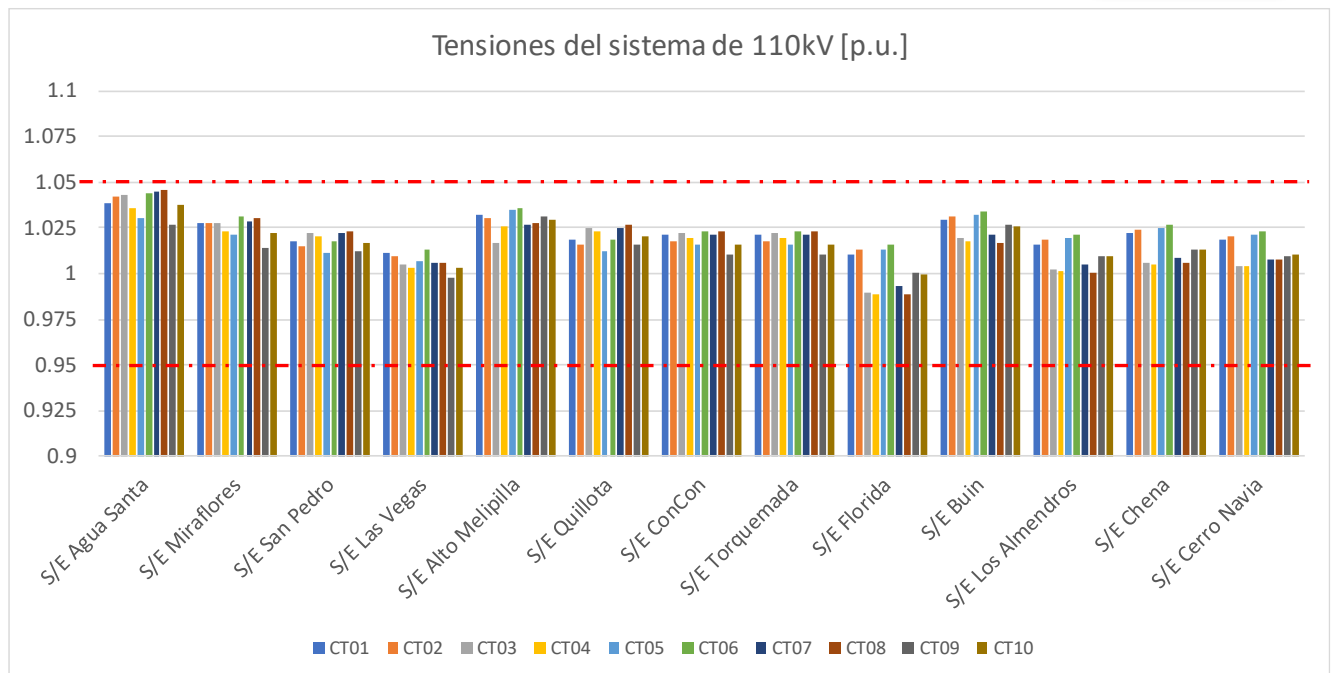


Figura 6-11. Perfil de tensiones en barras de 110kV del ACT Centro en operación normal

Se puede observar un correcto perfil tensiones en la red de 110kV, aún en escenarios como el CT09, el cual cuenta con aprox. 2600MW de transferencia Ancoa → Alto Jahuel, sin la CT Nueva Renca despachada. Cabe aclarar que en estas condiciones no se observa una gran utilización de los RCT del ACT, manteniéndose reservas en los FACT existentes. A su vez, se evidencia un aporte de potencia reactiva desde el Norte hacia Polpaico, con aproximadamente 250MVar de excedentes de potencia reactiva de la línea Nva Pan de Azúcar - Polpaico.

### Operación post-contingencia

El impacto de las contingencias se analiza en función de las variaciones tanto en los requerimientos de potencia reactiva, como así también de las tensiones y en las sensibilidades que esta provoca. En este sentido, de forma complementaria al análisis de requerimientos de potencia reactiva del capítulo precedente, para evaluar el impacto de las contingencias, y analizar el desempeño y suficiencia de los recursos del sistema para atenderlas se analizan las variaciones de tensión derivadas de las mismas.

En las siguientes figuras se presenta el perfil de tensiones en las principales subestaciones del área, mostrando en cada una de estas los máximos y mínimos valores absolutos ante cada una de las contingencias, sobre todos los escenarios específicos.

De la misma, se puede apreciar a lo largo del sistema troncal de 220kV de la zona Centro un correcto perfil de tensión, con reducidas amplitudes en las variaciones. A su vez, se observa que post-contingencia todas las tensiones se enmarcan dentro de las bandas establecidas por NTSyCS para la operación en Estado de Emergencia.

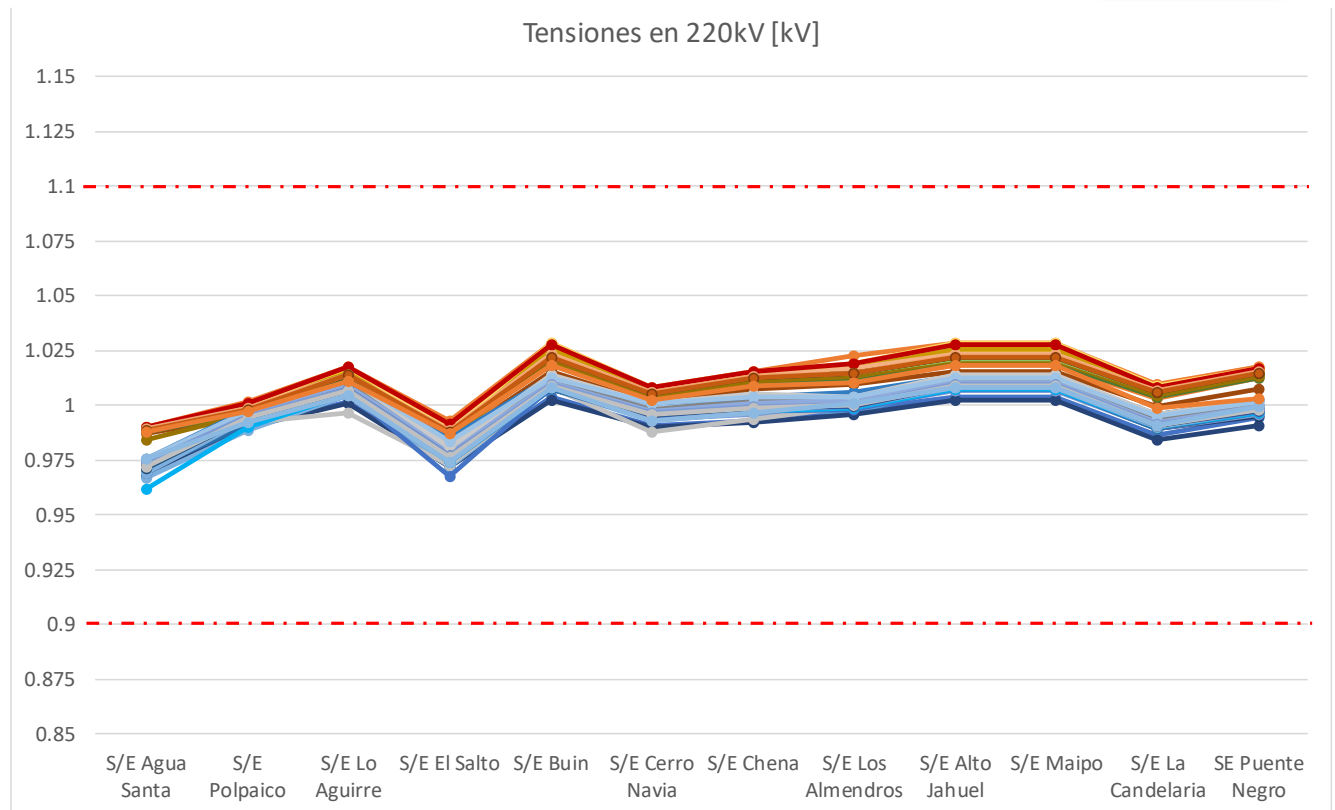


Figura 6-12. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de 220kV del ACT del Centro

Por otra parte, en la figura a continuación se presentan los valores extremos de tensión post-contingencia, máximos y mínimos, para las principales barras de 110kV del área. De esta se puede observar que, similar a lo encontrado para los nodos troncales, todas las tensiones en barras de 110kV se establecen dentro de los rangos normativos. Por otra parte, se observa que las máximas amplitudes en las tensiones se presentan en las subestaciones San Pedro y Las Vegas 110kV.

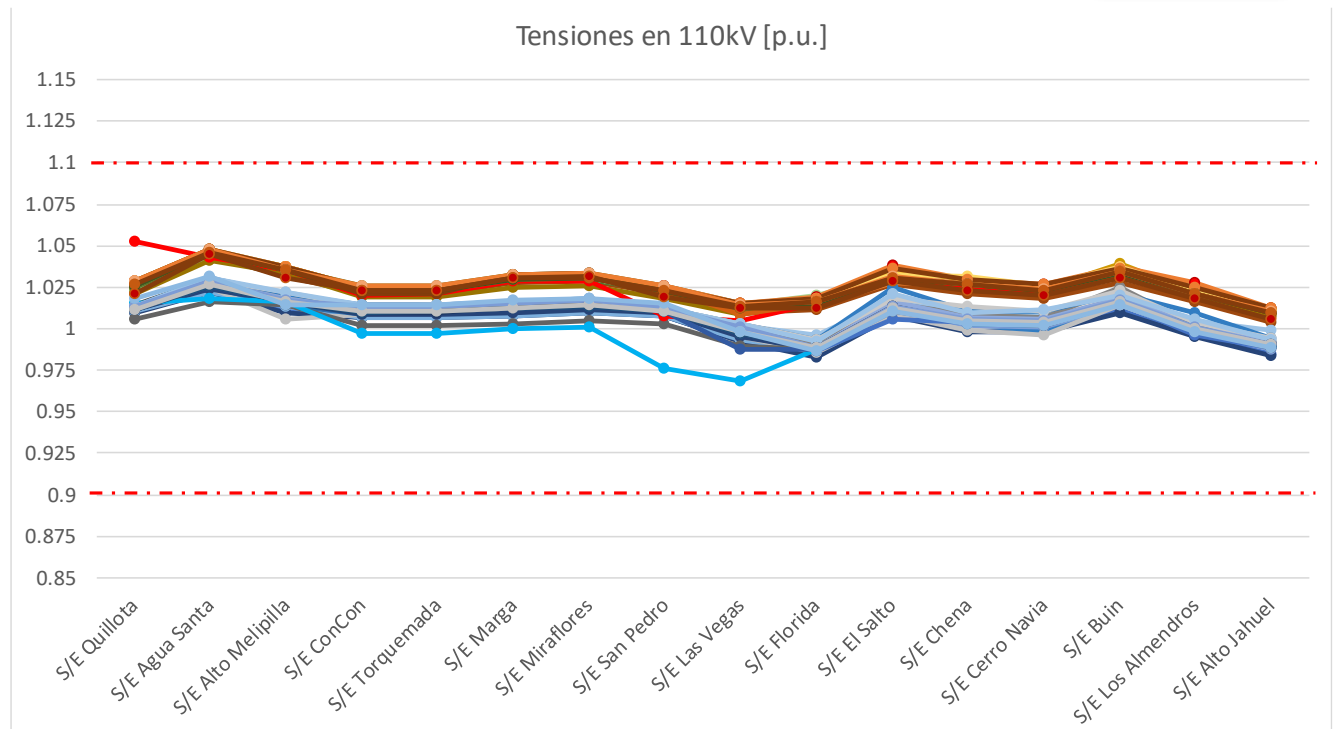


Figura 6-13. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de 110kV del ACT del Centro

Por otra parte, en la tabla a continuación se muestra el resumen de las máximas variaciones de tensión, tanto positivas como negativas, para un conjunto de barras de interés ante las contingencias evaluadas. Dada la magnitud del conjunto de contingencias y del área de control de tensión analizada en esta sólo se presentan las variaciones en las principales barras de 500kV y 220kV.

A partir de esta tabla se puede observar que las máximas variaciones negativas en barras de 500kV y 220kV se producen ante la desconexión del CC Nehuenco 2 o del CC San Isidro (cuando se encuentran en servicio), los cuales en los casos de estudio se presentan inyectando potencia reactiva a la red.

Por otra parte, se observa que los mayores incrementos en las tensiones del área en 500kV y 220kV se dan ante la pérdida de uno de los reactores de barra de 500kV (Nueva Pan de Azúcar o Polpaico).

En lo que respecta a 110kV las máximas variaciones tanto positivas como negativas se dan ante la desconexión del circuito Quillota – San Pedro 110kV.

Las máximas variaciones post-contingencia en las barras del ACT no superan los límites de variación en red N (3% y 5% para 500kV, y 220kV/110kV respectivamente):

- Máximas variaciones en 500kV: +1% / -1.6%
- Máximas variaciones en 220kV/110kV: +2.7% / -3.8%



Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	S/E Polpaico 500kV	S/E Lo Aguirre 500 kV	S/E Alto Jahuel 500kV	S/E Polpaico 220kV	S/E Lo Aguirre 220 kV	S/E Agua Santa 220kV	S/E Alto Jahuel 220kV	S/E Los Almendros 220kV	S/E El Salto 220kV	S/E Cerro Navia 220kV	S/E Chena 220kV	S/E Buin 220kV	S/E La Candelaria 220kV	SE Puente Negro 220kV	S/E San Pedro 110kV	S/E Las Vegas 110kV	S/E Quillota 110kV
N.Maitencillo -N.PdAzucar 2x500kV C1	-0.7	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.4	-0.3	-0.4	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3
Polpaico - Lo Aguirre 2x500kV C2	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
Polpaico - Alto Jahuel 500 kV C2_a	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
Lo Aguirre - Alto Jahuel 500 kV C1	-0.5	-0.5	-0.5	-0.2	-0.3	-0.2	-0.4	-0.3	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.2	-0.3	-0.2
Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	-0.9	-1.0	-1.3	-0.6	-0.7	-0.5	-1.0	-0.7	-0.6	-0.7	-0.8	-1.0	-1.0	-1.0	-0.5	-0.6	-0.5
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
Ancoa - Nva Charrúa 500 kV C1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
Charrua - Nva. Charrua C1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
Los Vilos - Las Palmas L2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Polpaico - Nogales 220 kV C1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.2	-0.2	-0.2
Polpaico - Quillota 220 kV C1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	-0.3	-0.3	-0.3
Quillota - Los Piuquenes 220 kV L2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.6	-0.3	-1.1	-0.3	-0.2	-0.5	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-1.0	-0.9	-1.0
Quillota - Nogales 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1
Ventanas - Nogales 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1
Nogales - Los Vilos 220 kV C1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Polpaico - El Manzano 220kV C2	-0.1	-0.1	-0.1	0.1	-0.1	0.0	-0.2	-0.3	-1.0	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	0.0	-0.1	0.0
Cerro Navia - Arra. Chena 220 kV -L1	0.0	0.0	0.1	0.0	-0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	-0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Cerro Navia - Polpaico 220 kV - L2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto Jahuel - Los Almendros 220kV - L1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-0.4	-0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Maipo - Alto Jahuel 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto Jahuel - Arra. Chena 220kV L1	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.3	0.1	0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1
Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV L(1)	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Maitenes - Confluencia 220kV	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
T41 - Tap Apoquindo 110kV L1	0.5	0.5	0.7	0.5	0.5	0.4	0.7	0.5	0.5	0.5	0.7	0.7	0.7	0.5	0.4	0.5	0.3
Tap Macul - Florida 110 kV L1	0.5	0.6	0.7	0.5	0.5	0.5	0.7	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	0.5	0.4	0.5	0.3
Tap La Reina - La Florida 110 kV L1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1
Florida - Tap Sta Raquel 110 kV L2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Ochagavia - FCCC 110kV L1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
Sn Bernardo - Buin 110kV L2	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2
Tap San Jose - Tap Pajaritos 110kV L1	0.3	0.3	1.0	0.4	0.3	0.5	1.0	0.3	0.3	0.3	1.1	1.0	1.0	0.3	0.3	0.3	0.3
Tap Recoleta - Sn Cristobal 110kV L1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Alto Jahuel - Sauzal 110 kV L1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
San Pedro - Pachacama 110 kV L2	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	-0.1	-1.2	-0.1
Ventanas - Tap ENAMI 110kV L1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3
Ventanas - Torquemada 110 kV C2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Torquemada - Miraflores 110 kV C2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
Miraflores - Tap Quilpue 110 kV L1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Ventanas - Tap ENAMI 110kV L2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
San Isidro - San Pedro 110 kV	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.4	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-3.8	-3.0	2.7
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.1
Chena 220/110kV-400MVA T1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Lo Aguirre 500/220/66kV-750 MVA T1	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-1.0	-0.2	-0.4	-0.3	-0.4	-0.8	-0.6	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.4	-0.2
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	-0.7	-0.7	-0.8	-0.5	-0.6	-0.4	-1.1	-0.7	-0.6	-0.6	-0.8	-1.1	-1.1	-0.9	-0.4	-0.5	-0.4
CER Polpaico	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	-0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-0.1	0.1	-0.1
STATCOM Cerro Navia	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.3	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.3	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Reactor Cardones 500kV	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Reactor PdAz 500kV 1x75MVAr_C1	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVAr	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Guacolda U5	0.3	-0.3	-0.4	-0.1	-0.2	0.1	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.4	0.1	-0.2	0.1
Nehuenco U2 TG+TV	-1.3	-1.4	-1.6	-1.1	-1.2	-1.5	-1.3	-1.0	-1.1	-1.1	-1.2	-1.3	-1.5	-1.6	-1.1	-1.2	-1.1
San Isidro U2 TG+TV	-0.9	-1.0	-1.2	-0.9	-0.7	-1.3	-0.8	-0.7	-0.8	-0.7	-0.8	-0.8	-0.9	-0.9	-1.2	-1.2	-1.2
Ventanas U2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.5	-0.5	-0.5
Nueva Renca TG+TV	-0.9	-1.0	-1.1	-0.6	-0.9	-0.3	-1.0	-0.8	-0.7	-0.9	-1.0	-1.0	-1.0	-0.9	-0.5	-0.7	-0.5
I. Piuquenes 220 kV	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.2	1.1	1.2
I. Enami 110 kV	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3
I. Miner 110 kV	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	1.0	0.3	0.3	0.3	0.3	1.0	2.3	1.5	0.3	0.3	0.3

Tabla 6-14: Mayores variaciones absolutas de tensión



### 6.4.3 Principales resultados

#### **Requerimientos de potencia reactiva para operación normal**

Del análisis del ACT Centro se encuentra que esta zona es principalmente demandante de potencia reactiva capacitiva. Cuenta con variaciones importantes de potencia reactiva, concentrada principalmente, en la zona de la RM, mientras que la mayor cantidad de RCT se encuentra en la zona troncal lo cual produce intercambios de potencia reactiva entre el troncal y las redes de 110kV de la V Región y RM para compensar el aumento de la demanda. Además, se encuentra de manera general que no existen diferencias importantes en los requerimientos de potencia reactiva según la hidrología.

En cuanto a los perfiles de tensión en la red de 110kV, se encuentran correctos niveles en el área, aún en escenarios con aprox. 2600MW de transferencia Ancoa → Alto Jahuel, sin la CT Nueva Renca despachada. Cabe aclarar que en estas condiciones no se observa una gran utilización de los RCT del ACT, manteniéndose reservas en los FACT existentes. A su vez, se evidencia un aporte de potencia reactiva desde el Norte hacia Polpaico, con aproximadamente 250MVar de excedentes de potencia reactiva de la línea Nva Pan de Azúcar – Polpaico 550kV.

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Centro de la siguiente manera:

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Centro	Troncal	-83	1034
	V Región 110kV	-26	79
	RM 110kV	299	426

Tabla 6-15: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

#### **Reservas de potencia reactiva para contingencia**

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Centro para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Centro	Total	Capacitiva	<b>248</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-162</b>	I. Los Piuquenes 220kV
	Troncal	Capacitiva	<b>173</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-131</b>	I. Los Piuquenes 220kV
	V-Región	Capacitiva	<b>40</b>	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	<b>-17</b>	I. Los Piuquenes 220kV
	RM	Capacitiva	<b>44</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-41</b>	Cerro Navia - Chena 110kV C1

Tabla 6-16: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro



#### 6.4.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

##### Requerimientos en red completa

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Centro dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

##### Reservas de potencia reactiva

En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Centro dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias**.

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Reservas de potencia reactiva	Capacitivas		Inductivas	
	Esc. de Estudio	Requerim.	Esc. de Estudio	Requerim.
<b>Centro - Troncal</b>				
Mínimo	491	173	-722	-131
Máximo	1119		-1255	
<b>Centro - V Región</b>				
Mínimo	15	40	-34	-17
Máximo	192		-143	
<b>Centro - Región Metropolitana</b>				
Mínimo	423	44	-310	-41
Máximo	818		-809	
<b>Norte Centro</b>				
Mínimo	1030	248	-1106	-162
Máximo	1804		-2101	

Tabla 6-17: Resumen suficiencia en ACT

Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. A pesar de presentarse un déficit de reservas capacitivas en la V Región, se observa que los RCT de las sub-ACT adyacentes dan soporte a la misma de forma eficiente, logrando que las variaciones de tensión post-contingencia no superen el 3.8% en barras de 220kV y 110kV de esta sub-ACT (límites de operación de red completa). Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.



## 6.5 Análisis año 2023

### 6.5.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de cada RCT por tipo, escenario e hidrología, separados en zona Troncal, V Región (red 110kV Agua Santa) y Región Metropolitana (red 110kV Enel distribución). Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva por las líneas y transformadores que se encuentran en la frontera con ACT vecinas.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales	
	HÚMEDA				SECA				HH	HS
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
<b>ACT-CE_Troncal</b>										
<b>RCT</b>	<b>28</b>	<b>39</b>	<b>885</b>	<b>884</b>	<b>-122</b>	<b>43</b>	<b>946</b>	<b>772</b>	<b>913</b>	<b>968</b>
Capacitor	54	54	566	491	54	54	566	426	709	648
ERNC	0	-10	10	0		-7	3	3	0	3
Generador	148	167	245	305	21	155	318	294	192	251
Reactor	-157	-157			-157	-157				
FACTS	-17	-14	63	89	-41	-1	59	50	12	67
<b>Demanda</b>	<b>-30</b>	<b>-41</b>	<b>-885</b>	<b>-885</b>	<b>120</b>	<b>-44</b>	<b>-946</b>	<b>-772</b>	<b>-913</b>	<b>-968</b>
TR	-222	-229	-533	-596	-285	-259	-620	-543	-633	-631
Líneas	661	668	586	624	698	632	543	652	636	478
Carga	-250	-250	-280	-280	-250	-250	-280	-280	-280	-280
Intercambio	-218	-229	-658	-633	-43	-167	-590	-601	-637	-535
<b>ACT-CE_V_Region</b>										
<b>RCT</b>	<b>5</b>	<b>-26</b>	<b>72</b>	<b>82</b>	<b>21</b>	<b>16</b>	<b>62</b>	<b>61</b>	<b>66</b>	<b>65</b>
Capacitor	14	14	56	56	14	14	56	56	56	56
Generador	-9	-40	16	26	7	2	6	5	10	9
<b>Demanda</b>	<b>-5</b>	<b>26</b>	<b>-72</b>	<b>-82</b>	<b>-21</b>	<b>-16</b>	<b>-62</b>	<b>-61</b>	<b>-66</b>	<b>-65</b>
TR	-27	-30	-65	-68	-31	-32	-76	-76	-73	-74
Líneas	19	18	1	-2	18	20	1	1	3	3
Carga	-103	-103	-162	-162	-103	-103	-162	-162	-162	-162
Intercambio	106	140	154	150	95	99	174	175	166	169
<b>ACT-CE_RM</b>										
<b>RCT</b>	<b>310</b>	<b>323</b>	<b>408</b>	<b>423</b>	<b>317</b>	<b>329</b>	<b>418</b>	<b>464</b>	<b>442</b>	<b>442</b>
Capacitor	361	361	348	345	361	363	348	346	355	351
ERNC		0	0			0	0			0
Generador	-51	-38	60	79	-45	-34	71	119	88	91
<b>Demanda</b>	<b>-310</b>	<b>-323</b>	<b>-408</b>	<b>-423</b>	<b>-317</b>	<b>-329</b>	<b>-418</b>	<b>-464</b>	<b>-442</b>	<b>-442</b>
TR	-104	-101	-224	-225	-101	-97	-221	-235	-221	-221
Líneas	62	73	-10	-8	65	77	-9	-6	-1	-4
Carga	-345	-345	-590	-590	-345	-345	-590	-590	-590	-590
Intercambio	77	50	416	399	64	36	402	367	370	374

Tabla 6-18: Resumen RCT por escenario, hidrología y sub-ACT | Centro.





En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Centro divididos en V Región, RM, Troncal y Total (V región, RM y Troncal), para las condiciones de operación de los escenarios específicos.

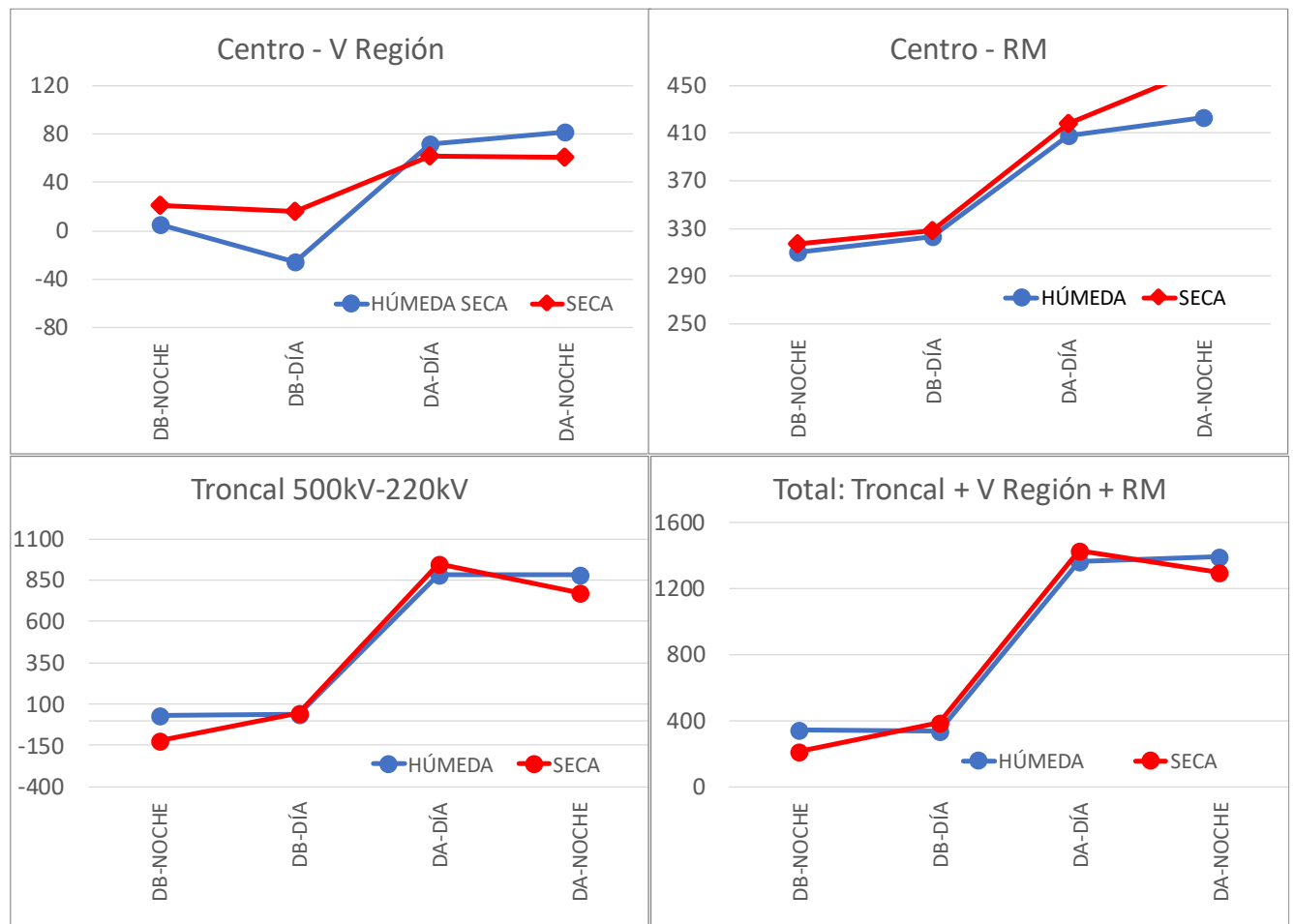


Figura 6-14: RPR por sub-ACT | Centro.

En consideración de todo lo anterior, en la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Centro	Troncal	-122	968
	V Región 110kV	-26	82
	RM 110kV	310	464

Tabla 6-19: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

Se observa que los requerimientos no difieren en grandes valores relativos de los encontrados para el año 2020. A su vez se observa que la tendencia diaria mantiene las mismas características que a esta fecha.



## Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del sistema post-contingencia.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para las contingencias más importantes, como el total para el Centro y parciales para las zonas V Región, RM y Troncal.

### Circuitos de 500kV

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								E. Adicionales		
	HÚMEDA				SECA				HH	HS	
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2	
Red N	Q Troncal	131	152	308	393	-19	154	377	344	204	318
	Q V Región 110kV	-9	-40	16	26	7	2	6	5	10	9
	Q RM 110kV	-51	-38	60	79	-45	-34	71	119	88	91
	Q Total	71	75	384	498	-57	121	454	467	302	418
N. Mai-N. PdAz 2x500kV C1	Q Troncal	158	177	340	425	8	190	423	376	236	375
	Q V Región 110kV	-6	-36	19	29	8	3	7	6	11	11
	Q RM 110kV	-45	-33	67	85	-40	-28	79	128	94	101
	Q Total	107	107	426	539	-23	165	509	510	341	487
	ΔQ Troncal	26	25	32	32	28	37	45	32	32	57
	ΔQ V Región 110kV	3	3	4	3	1	1	1	1	1	2
	ΔQ RM 110kV	6	5	6	6	5	6	8	9	6	10
ΔQ Total	35	32	42	41	34	44	55	43	39	69	
Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	Q Troncal	192	208	383	474	42	214	445	412	293	387
	Q V Región 110kV	-2	-33	23	33	9	4	8	6	13	11
	Q RM 110kV	-32	-22	83	102	-28	-19	89	148	114	110
	Q Total	158	153	490	609	23	198	542	566	421	508
	ΔQ Troncal	61	56	75	81	62	60	68	68	89	69
	ΔQ V Región 110kV	7	6	8	7	2	2	2	2	3	2
	ΔQ RM 110kV	19	16	23	23	17	15	18	29	27	19
ΔQ Total	86	78	106	112	80	77	88	99	119	90	

Tabla 6-20: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. circuitos 500kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 500kV puede demandar requerimientos de potencia reactiva capacitiva o inductiva de los RCT del Centro.

De estas contingencias, la que exige más los RCT del Centro, en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N, es la desconexión de un circuito de la línea Alto Jahuel - Ancoa 500kV: **119MVar capacitivos**.



### Circuitos de 220kV

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	131	152	308	393	-19	154	377	344	204	318
	Q V Región 110kV	-9	-40	16	26	7	2	6	5	10	9
	Q RM 110kV	-51	-38	60	79	-45	-34	71	119	88	91
	Q Total	71	75	384	498	-57	121	454	467	302	418
Polpaico - El Manzano 220kV C2	Q Troncal	131	154	315	400	-18	157	388	344	209	328
	Q V Región 110kV	-9	-40	16	26	7	2	6	5	10	9
	Q RM 110kV	-45	-33	73	92	-39	-29	85	136	100	104
	Q Total	77	81	404	518	-50	130	479	484	319	441
	ΔQ Troncal	0	1	6	7	1	3	10	0	5	10
	ΔQ V Región 110kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ΔQ RM 110kV	6	5	13	13	6	5	14	17	12	12
	ΔQ Total	6	7	20	20	7	8	24	17	17	23
Lo Aguirre - Cerro Navia 220 Kv	Q Troncal	142	162	322	410	-7	165	396	357	221	336
	Q V Región 110kV	-8	-39	17	27	8	2	6	5	11	9
	Q RM 110kV	-49	-36	64	83	-43	-32	75	126	92	95
	Q Total	85	87	403	521	-42	135	477	488	324	440
	ΔQ Troncal	10	10	14	17	13	12	18	13	17	18
	ΔQ V Región 110kV	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
	ΔQ RM 110kV	2	2	4	5	2	2	4	7	4	4
	ΔQ Total	13	13	19	23	15	14	23	21	22	23

Tabla 6-21: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. circuitos 220kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 220kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro, comparativamente menores a los producidos por la desconexión de un circuito de línea de 500kV. De estas contingencias, la que exige más los RCT del Centro en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), es la desconexión circuito de línea Lo Aguirre - Cerro Navia 220kV: **23MVar capacitivos**.

Debido a la entrada en servicio de las líneas de 220kV Punta Sierra – Los Pelambres, la contingencia asociada a la desconexión circuito de línea Quillota – Piuquenes 220kV no resulta la más exigente a esta fecha.



### Circuitos de 110kV

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	131	152	308	393	-19	154	377	344	204	318
	Q V Región 110kV	-9	-40	16	26	7	2	6	5	10	9
	Q RM 110kV	-51	-38	60	79	-45	-34	71	119	88	91
	Q Total	71	75	384	498	-57	121	454	467	302	418
T41 - Tap Apoquindo 110kV L1	Q Troncal	89	112	225	308	-61	112	296	269	114	237
	Q V Región 110kV	-14	-44	7	18	6	1	4	3	8	6
	Q RM 110kV	-69	-54	25	44	-61	-48	39	76	50	59
	Q Total	7	14	257	369	-115	65	339	348	171	303
	ΔQ Troncal	-42	-40	-83	-86	-41	-41	-81	-75	-90	-81
	ΔQ V Región 110kV	-5	-5	-9	-8	-1	-1	-2	-2	-3	-2
	ΔQ RM 110kV	-18	-16	-36	-35	-16	-14	-32	-43	-38	-32
ΔQ Total	-65	-61	-127	-129	-58	-57	-116	-120	-130	-115	
Tap San Jose - Tap Pajaritos 110kV L1	Q Troncal	91	115	194	275	-58	116	268	248	79	209
	Q V Región 110kV	-13	-44	4	15	6	1	3	2	7	5
	Q RM 110kV	-65	-50	24	43	-56	-44	39	68	49	61
	Q Total	13	21	222	334	-108	73	311	319	135	275
	ΔQ Troncal	-41	-38	-114	-118	-39	-38	-110	-96	-125	-109
	ΔQ V Región 110kV	-4	-4	-12	-11	-1	-1	-3	-2	-4	-3
	ΔQ RM 110kV	-14	-12	-36	-35	-12	-10	-31	-50	-38	-31
ΔQ Total	-59	-54	-162	-164	-51	-49	-144	-149	-167	-143	
Tap Recoleta - Sn Cristobal 110kV L1	Q Troncal	92	116	229	312	-57	117	302	278	117	242
	Q V Región 110kV	-13	-44	7	18	6	1	4	3	8	6
	Q RM 110kV	-64	-49	36	55	-55	-43	50	86	61	71
	Q Total	15	23	272	385	-106	74	356	367	186	319
	ΔQ Troncal	-39	-36	-79	-82	-38	-37	-75	-66	-87	-76
	ΔQ V Región 110kV	-4	-4	-8	-8	-1	-1	-2	-2	-3	-2
	ΔQ RM 110kV	-13	-11	-25	-24	-11	-9	-21	-33	-26	-20
ΔQ Total	-57	-52	-112	-113	-50	-47	-98	-101	-116	-98	

Tabla 6-22: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. circuitos 110kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 220kV demanda principalmente requerimientos de potencia reactiva inductiva de los RCT del Centro, debido a que en muchos casos existe desconexión de carga conectada. De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Centro en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), son:

- Desconexión del anillo de 110kV entre Cerro Navia y Chena C1 (representado en la tabla como el tramo de línea San José – Pajaritos 110kV): **167MVar inductivos**.
- Desconexión circuito de línea El Salto – Apoquindo 110kV: **130MVar inductivos**.
- Desconexión circuito de línea Recoleta – San Cristóbal 110kV: **116MVar inductivos**.

### FACT

En la tabla siguiente puede verse que la desconexión de un equipo FACT genera un RPR inductivo en todos los casos. En particular, requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Centro son de **14MVar capacitivos** tanto ante la desconexión del STATCOM de Cerro Navia.



Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	131	152	308	393	-19	154	377	344	204	318
	Q V Región 110kV	-9	-40	16	26	7	2	6	5	10	9
	Q RM 110kV	-51	-38	60	79	-45	-34	71	119	88	91
	Q Total	71	75	384	498	-57	121	454	467	302	418
CER Polpaico	Q Troncal	140	161	302	381	-6	161	373	343	208	309
	Q V Región 110kV	-11	-41	17	29	6	1	6	5	10	9
	Q RM 110kV	-53	-40	62	82	-48	-35	72	119	86	94
	Q Total	77	80	381	491	-47	127	452	467	305	412
	ΔQ Troncal	9	8	-6	-12	14	7	-4	-1	4	-9
	ΔQ V Región 110kV	-2	-2	1	3	-1	0	0	0	0	1
	ΔQ RM 110kV	-2	-2	1	3	-3	-2	1	0	-1	3
ΔQ Total	5	5	-3	-7	10	5	-3	0	3	-5	
STATCOM Cerro Navia	Q Troncal	131	151	281	364	-15	146	356	318	193	298
	Q V Región 110kV	-9	-40	20	30	7	2	7	6	11	10
	Q RM 110kV	-51	-38	70	89	-46	-32	80	133	92	99
	Q Total	71	74	371	483	-54	116	443	456	296	407
	ΔQ Troncal	0	-1	-27	-29	4	-8	-21	-26	-11	-20
	ΔQ V Región 110kV	0	0	4	4	0	0	1	1	1	1
	ΔQ RM 110kV	0	0	10	11	-1	2	9	14	5	8
ΔQ Total	0	-1	-13	-14	3	-5	-11	-11	-6	-11	

Tabla 6-23: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. equipos FACTS.

### Reactores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	131	152	308	393	-19	154	377	344	204	318
	Q V Región 110kV	-9	-40	16	26	7	2	6	5	10	9
	Q RM 110kV	-51	-38	60	79	-45	-34	71	119	88	91
	Q Total	71	75	384	498	-57	121	454	467	302	418
Reactor PdAz 500kV 1x75MVar_C1(2)	Q Troncal	108	129	283	367	-45	127	FS	319	176	FS
	Q V Región 110kV	-12	-43	13	23	6	1	FS	4	9	FS
	Q RM 110kV	-56	-43	55	74	-49	-38	FS	111	82	FS
	Q Total	40	44	350	464	-88	89	FS	434	268	FS
	ΔQ Troncal	-23	-23	-26	-26	-26	-27	FS	-25	-28	FS
	ΔQ V Región 110kV	-3	-3	-3	-3	-1	-1	FS	-1	-1	FS
	ΔQ RM 110kV	-5	-4	-5	-5	-5	-4	FS	-7	-6	FS
ΔQ Total	-31	-31	-34	-34	-31	-32	FS	-33	-34	FS	
Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVar - 2	Q Troncal	102	123	FS	FS	-52	121	FS	FS	FS	FS
	Q V Región 110kV	-12	-43	FS	FS	6	1	FS	FS	FS	FS
	Q RM 110kV	-58	-44	FS	FS	-51	-40	FS	FS	FS	FS
	Q Total	32	36	FS	FS	-97	82	FS	FS	FS	FS
	ΔQ Troncal	-30	-29	FS	FS	-33	-33	FS	FS	FS	FS
	ΔQ V Región 110kV	-3	-3	FS	FS	-1	-1	FS	FS	FS	FS
	ΔQ RM 110kV	-7	-6	FS	FS	-6	-6	FS	FS	FS	FS
ΔQ Total	-40	-38	FS	FS	-40	-40	FS	FS	FS	FS	

Tabla 6-24: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. reactores y capacitores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un reactor de barra de 500kV demanda **40MVAR de potencia reactiva inductiva** de los RCT del Centro (reactor Polpaico 500kV 75MVar).



### Transformadores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	131	152	308	393	-19	154	377	344	204	318
	Q V Región 110kV	-9	-40	16	26	7	2	6	5	10	9
	Q RM 110kV	-51	-38	60	79	-45	-34	71	119	88	91
	Q Total	71	75	384	498	-57	121	454	467	302	418
Lo Aguirre 500/220/66kV- 750 MVA T1	Q Troncal	131	159	375	451	-23	158	441	383	262	387
	Q V Región 110kV	-9	-39	22	30	7	2	8	6	12	11
	Q RM 110kV	-50	-36	75	89	-44	-32	82	133	101	104
	Q Total	73	83	473	570	-60	128	530	522	375	502
	ΔQ Troncal	0	6	67	57	-3	4	64	39	58	69
	ΔQ V Región 110kV	0	1	7	4	0	0	2	1	2	2
	ΔQ RM 110kV	1	2	15	11	1	2	11	15	13	13
	ΔQ Total	1	9	88	72	-3	6	76	55	73	84
A.Jahuel 500/220/66kV- 750 MVA T5	Q Troncal	140	163	371	444	-10	166	449	373	289	408
	Q V Región 110kV	-8	-39	22	30	7	2	8	5	13	11
	Q RM 110kV	-42	-29	86	99	-35	-26	97	136	119	123
	Q Total	91	96	479	573	-37	143	554	514	422	543
	ΔQ Troncal	9	11	62	51	10	13	71	29	85	90
	ΔQ V Región 110kV	1	1	6	5	0	0	2	1	3	3
	ΔQ RM 110kV	10	10	26	20	10	8	26	17	32	32
	ΔQ Total	19	21	95	75	20	21	99	47	120	125

Tabla 6-25: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. transformadores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un transformador de 500/220kV demandan requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro. En particular, los que provocan los mayores requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Centro son:

- Desconexión del ATR Alto Jahuel 500/220kV: **125MVar capacitivos**.
- Desconexión del ATR Lo Aguirre 500/220kV: **88MVar capacitivos**.



### Generadores

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	131	152	308	393	-19	154	377	344	204	318
	Q V Región 110kV	-9	-40	16	26	7	2	6	5	10	9
	Q RM 110kV	-51	-38	60	79	-45	-34	71	119	88	91
	Q Total	71	75	384	498	-57	121	454	467	302	418
Nehuenco U2 TG+TV	Q Troncal	161	156	354	444	11	165	405	391	FS	FS
	Q V Región 110kV	9	-22	33	41	8	5	10	9	FS	FS
	Q RM 110kV	-25	-19	92	109	-32	-22	92	159	FS	FS
	Q Total	144	115	479	594	-13	148	508	559	FS	FS
	ΔQ Troncal	104	90	128	131	34	66	111	124	FS	FS
	ΔQ V Región 110kV	18	17	17	16	1	4	4	4	FS	FS
	ΔQ RM 110kV	26	19	32	30	13	12	22	41	FS	FS
	ΔQ Total	148	127	178	177	47	82	137	169	FS	FS
San Isidro U2 TG+TV	Q Troncal	FS	FS	361	451	-1	FS	405	392	289	357
	Q V Región 110kV	FS	FS	30	38	8	FS	10	9	17	15
	Q RM 110kV	FS	FS	92	109	-38	FS	93	160	126	117
	Q Total	FS	FS	482	598	-31	FS	507	560	432	489
	ΔQ Troncal	FS	FS	112	116	20	FS	106	121	148	122
	ΔQ V Región 110kV	FS	FS	14	12	0	FS	4	4	7	6
	ΔQ RM 110kV	FS	FS	32	30	7	FS	22	41	38	26
	ΔQ Total	FS	FS	158	158	27	FS	132	166	193	154
Nueva Renca TG+TV	Q Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	499	FS	FS
	Q V Región 110kV	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	9	FS	FS
	Q RM 110kV	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	97	FS	FS
	Q Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	605	FS	FS
	ΔQ Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	155	FS	FS
	ΔQ V Región 110kV	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	65	FS	FS
	ΔQ RM 110kV	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	-22	FS	FS
	ΔQ Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	198	FS	FS

Tabla 6-26: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. generación sincr.

De la tabla anterior se encuentra que los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión de Nueva Renca TG+TV: **198MVAR capacitivos**.

### Consumos

De la tabla siguiente se encuentra que desconexión de consumos demanda requerimientos de potencia reactiva inductiva. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión de los consumos industriales de Maitenes y Confluencia: **151MVAR inductivos**. La falla de la minera Piuquenes deja de ser la pérdida de consumo más crítica debido al doble circuito Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220kV.





Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓		Escenarios Específicos								E. Adicionales	
		HÚMEDA				SECA				HH	HS
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Noche N-2	CT10 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	131	152	308	393	-19	154	377	344	204	318
	Q V Región 110kV	-9	-40	16	26	7	2	6	5	10	9
	Q RM 110kV	-51	-38	60	79	-45	-34	71	119	88	91
	Q Total	71	75	384	498	-57	121	454	467	302	418
Maitenes - Confluencia 220kV	Q Troncal	38	67	199	281	-108	68	277	238	80	216
	Q V Región 110kV	-20	-50	4	14	5	-1	3	2	6	5
	Q RM 110kV	-67	-52	40	59	-57	-44	56	92	65	76
	Q Total	-49	-35	243	355	-161	23	335	333	151	297
	ΔQ Troncal	-93	-85	-109	-112	-89	-85	-101	-106	-124	-102
	ΔQ V Región 110kV	-11	-11	-12	-11	-3	-3	-3	-3	-4	-3
	ΔQ RM 110kV	-16	-13	-20	-19	-13	-10	-15	-26	-23	-16
ΔQ Total	-121	-109	-141	-143	-104	-99	-119	-135	-151	-121	
I. Piuquenes	Q Troncal	75	105	245	329	-67	114	335	284	131	276
	Q V Región 110kV	-18	-47	7	18	5	0	5	3	8	7
	Q RM 110kV	-61	-46	48	67	-51	-39	64	104	73	85
	Q Total	-4	12	300	414	-113	75	403	391	211	367
	ΔQ Troncal	-56	-47	-63	-64	-48	-40	-43	-60	-73	-42
	ΔQ V Región 110kV	-9	-8	-8	-8	-2	-2	-2	-2	-3	-2
	ΔQ RM 110kV	-10	-8	-12	-12	-6	-5	-7	-15	-14	-7
ΔQ Total	-75	-62	-84	-83	-56	-46	-51	-77	-91	-51	
I. Minero 110 kV	Q Troncal	68	96	234	317	-82	93	304	276	123	244
	Q V Región 110kV	-16	-46	8	19	6	0	4	3	8	7
	Q RM 110kV	-76	-60	34	53	-67	-53	45	84	60	67
	Q Total	-23	-10	276	389	-144	40	353	363	191	318
	ΔQ Troncal	-63	-57	-74	-76	-62	-61	-74	-68	-81	-74
	ΔQ V Región 110kV	-7	-6	-7	-7	-2	-2	-2	-2	-2	-2
	ΔQ RM 110kV	-25	-22	-27	-26	-23	-19	-25	-35	-28	-24
ΔQ Total	-95	-85	-108	-109	-87	-82	-101	-104	-111	-100	

Tabla 6-27: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro | Desc. consumos.

### Máximos del ACT

A continuación se muestran las contingencias que derivan en los máximos requerimientos capacitivos e inductivos del ACT y de cada sub-ACT.

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Centro	Total	Capacitiva	198	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	-167	Cerro Navia - Chena 110kV C1
	Troncal	Capacitiva	155	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	-125	Cerro Navia - Chena 110kV C1
	V-Región	Capacitiva	65	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	-12	Cerro Navia - Chena 110kV C1
	RM	Capacitiva	41	San Isidro U2 TV+TG
		Inductiva	-50	Cerro Navia - Chena 110kV C1

Tabla 6-28: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro



## 6.5.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

### Operación normal

En los gráficos a continuación se muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en las principales barras de 220kV del sistema troncal del área centro, en condiciones de operación normal para todos los escenarios específicos de estudio.

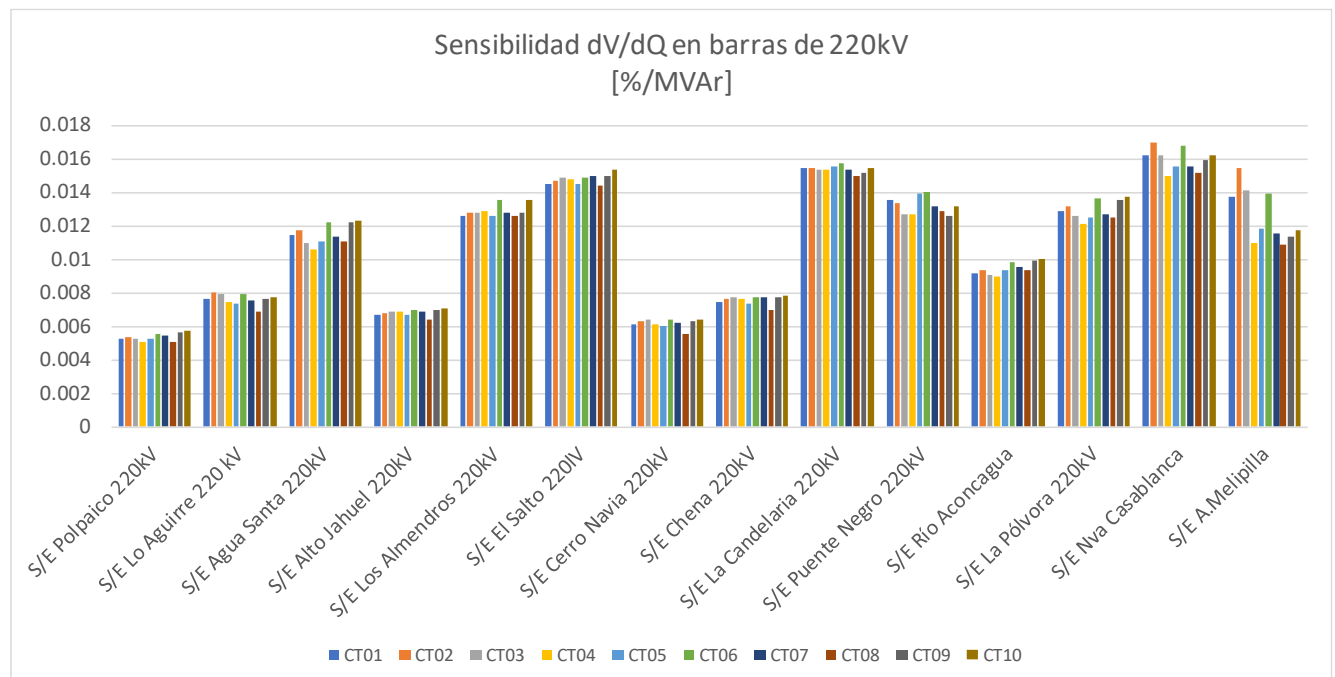


Figura 6-15 Sensibilidades dV/dQ en principales barras del ACT del Centro en operación normal

De la misma se puede observar que los nodos más robustos se corresponden a aquellos que presentan el mayor nivel de enmallamiento o que se encuentran próximos al sistema de 500kV.

A su vez, dada la extensión del ACT y las particularidades del mismo, en la siguiente figura se presentan las sensibilidades dV/dQ para las principales barras de 110kV, pudiéndose distinguir dos subáreas, aquellas que se encuentran en la V Región por una parte, y las correspondientes a la Región Metropolitana.

De estas se puede notar que los nodos de la red de ENEL distribución (RM) presentan el menor nivel de sensibilidad, mientras que las barras de la Región V resultan más sensibles a las variaciones de potencia reactiva. Particularmente, las barras de 110kV más débiles se corresponden a Las Vegas y Alto Melipilla.

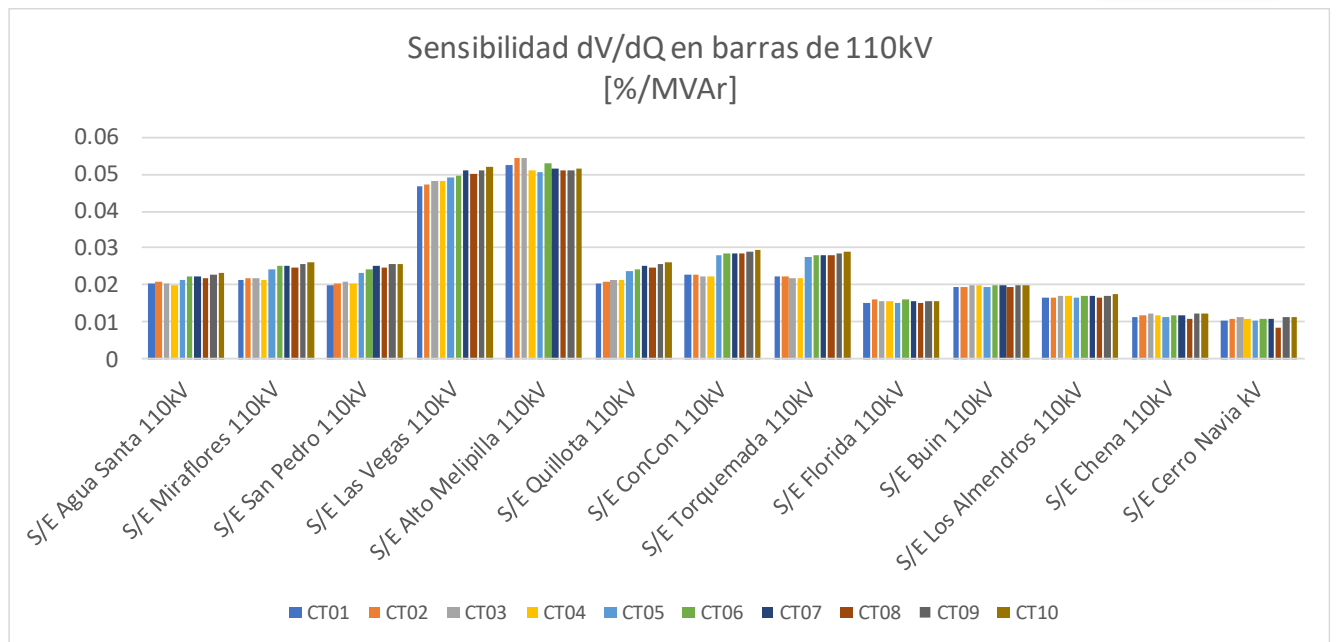


Figura 6-16 Sensibilidades dV/dQ en principales barras de 110kV del ACT del Centro en operación normal

Se puede observar que el nuevo enmallamiento en 220kV entre Agua Santa y Melipilla mejora la sensibilidad de las barras de la zona, específicamente en Alto Melipilla 110kV. En general se observa una reducción en la sensibilidad de todas las barras de la zona, debido principalmente al enmallamiento del sistema a la fecha de estudio.

De forma complementaria, en la figura a continuación se presenta el perfil de tensión en las principales barras de 220kV y 110kV de la zona centro en condiciones de operación normal, las cuales con los recursos disponibles se establecen dentro de los rangos admisibles.

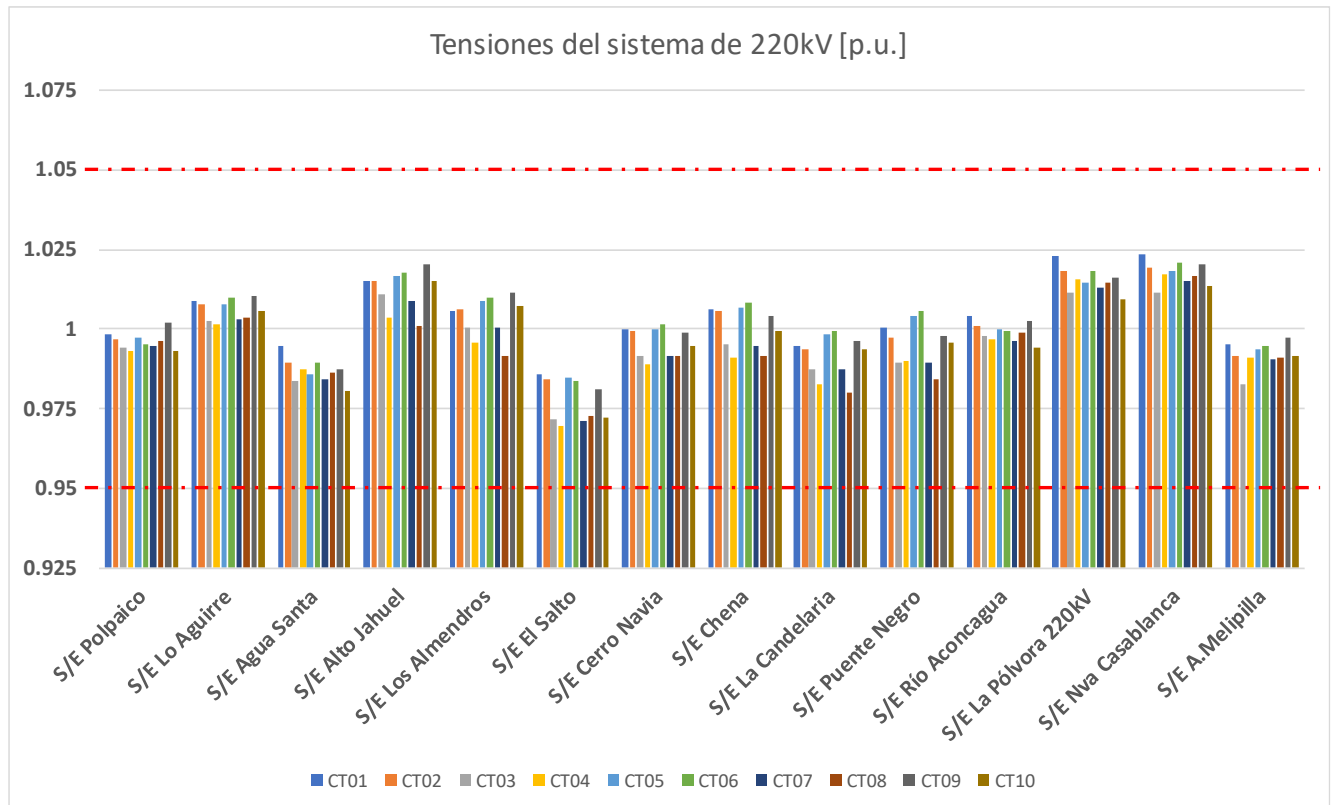


Figura 6-17. Perfil de tensiones en barras de 220kV del ACT Centro en operación normal

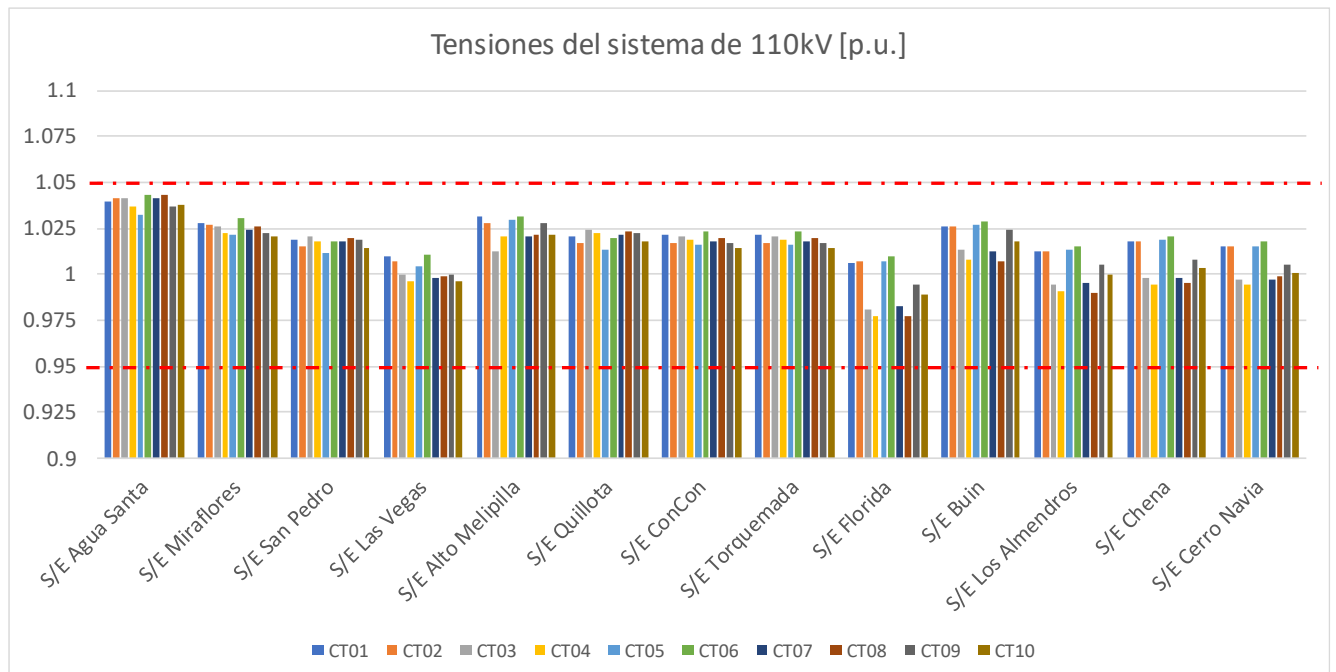


Figura 6-18. Perfil de tensiones en barras de 110kV del ACT Centro en operación normal



### Operación post-contingencia

El impacto de las contingencias se analiza en función de las variaciones tanto en los requerimientos de potencia reactiva, como así también de las tensiones y en las sensibilidades que esta provoca. En este sentido, de forma complementaria al análisis de requerimientos de potencia reactiva del capítulo precedente, para evaluar el impacto de las contingencias, y analizar el desempeño y suficiencia de los recursos del sistema para atenderlas se analizan las variaciones de tensión derivadas de las mismas.

En las siguientes figuras se presenta el perfil de tensiones en las principales subestaciones del área, mostrando en cada una de estas los máximos y mínimos valores absolutos ante cada una de las contingencias, sobre todos los escenarios específicos.

De la misma, se puede apreciar a lo largo del sistema de 220kV de la zona Centro un correcto perfil de tensión, con reducidas amplitudes en las variaciones. A su vez, se observa que post-contingencia todas las tensiones se enmarcan dentro de las bandas establecidas por NTSyCS para la operación en Estado de Emergencia.

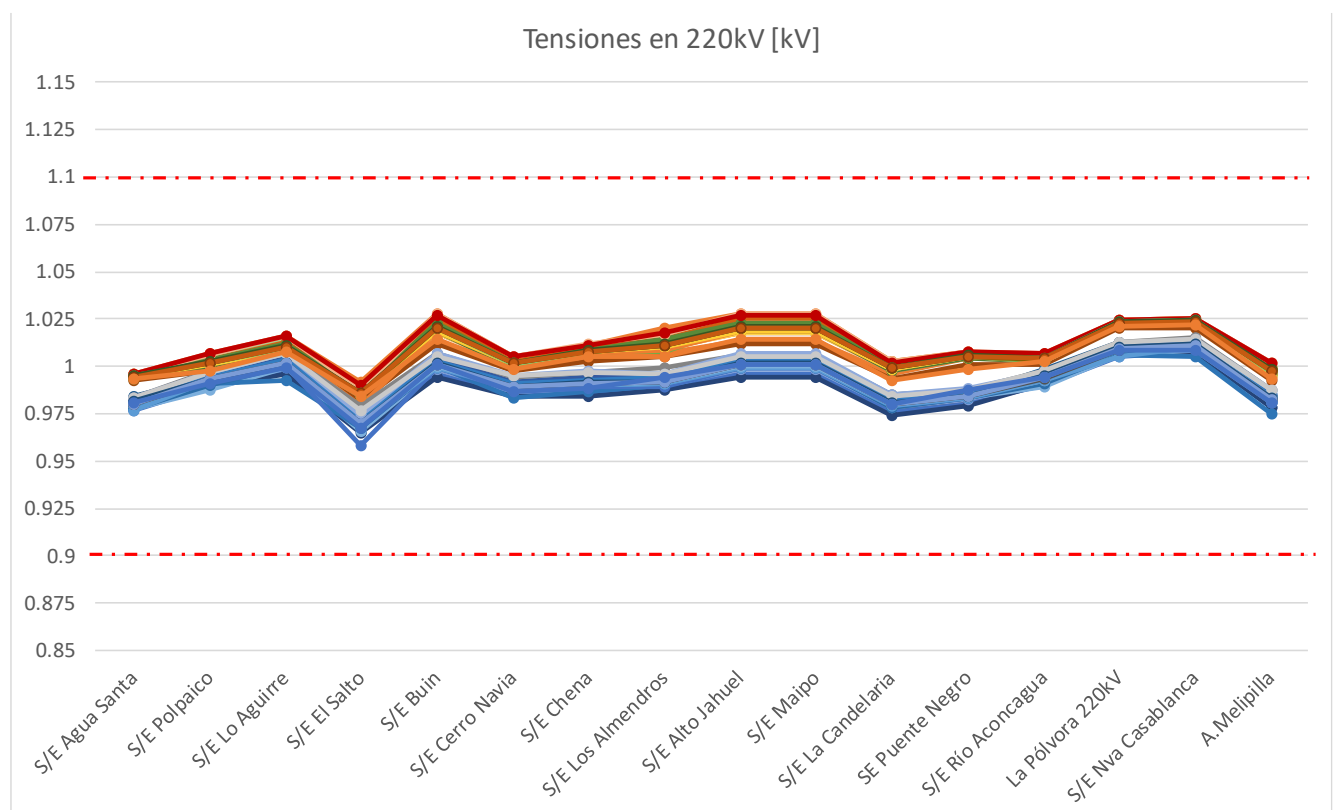


Figura 6-19. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de 220kV del ACT del Centro

Por otra parte, en la figura a continuación se presentan los valores extremos de tensión post-contingencia, máximos y mínimos, para las principales barras de 110kV del área. De esta se puede observar que, similar a lo encontrado para los nodos de 220kV, todas las tensiones en barras de 110kV se establecen dentro de los rangos normativos. Por otra parte, se observa que las máximas amplitudes en las tensiones se presentan en las subestaciones San Pedro y Las Vegas 110kV.

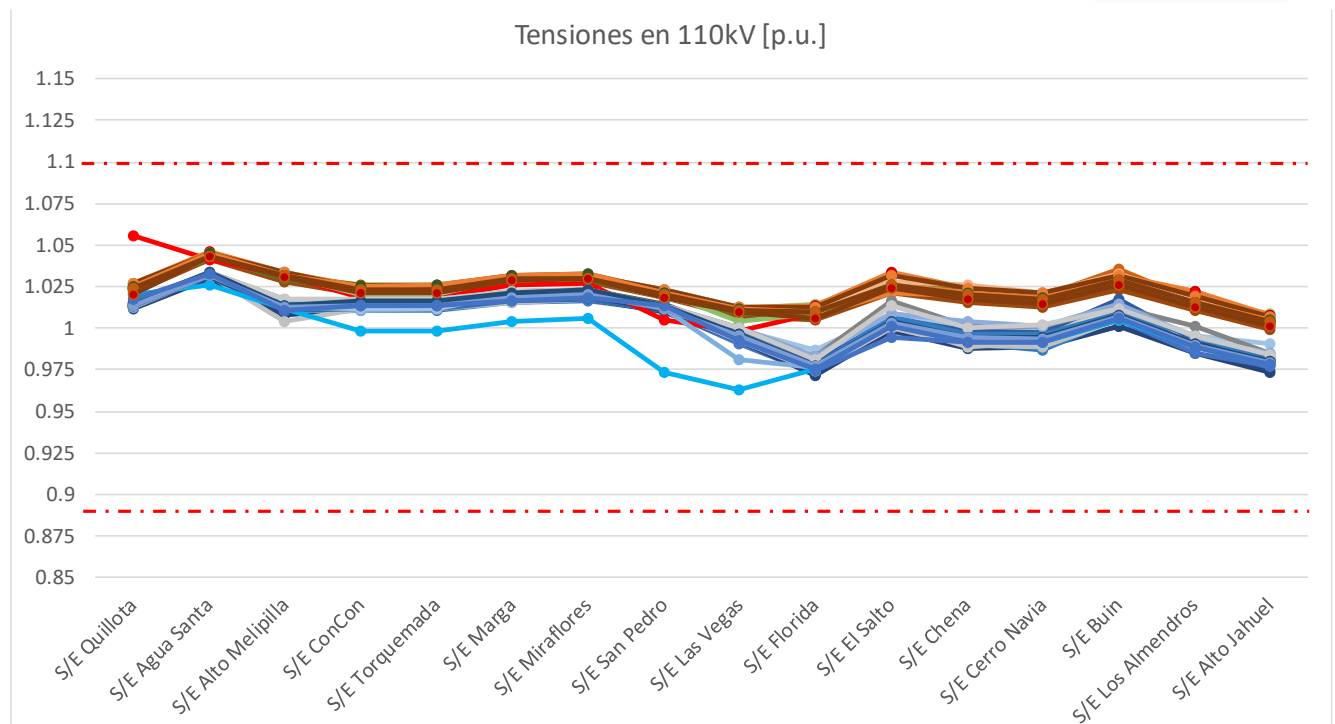


Figura 6-20. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de 110kV del ACT del Centro

Por otra parte, en la tabla a continuación se muestra el resumen de las máximas variaciones de tensión, tanto positivas como negativas, para un conjunto de barras de interés ante las contingencias evaluadas. Dada la magnitud del conjunto de contingencias y del área de control de tensión analizada en esta sólo se presentan las variaciones en las principales barras de 500kV y 220kV.

A partir de esta tabla se puede observar que las máximas variaciones negativas en barras de 500kV y 220kV se producen ante la desconexión de los ciclos combinados del ACT.

Por otra parte, se observa que los mayores incrementos en las tensiones del área en 500kV y 220kV se dan ante la pérdida de consumos mineros.

En lo que respecta a 110kV las máximas variaciones tanto positivas como negativas se dan ante la desconexión del circuito Quillota - San Pedro 110kV, sobre las barras de 110kV aledañas.

Las máximas variaciones post-contingencia en las barras del ACT no superan los límites de variación en red N (3% y 5% para 500kV, y 220kV/110kV respectivamente):

- Máximas variaciones en 500kV: +1.0% / -1.4%
- Máximas variaciones en 220kV: +2.0% / -1.2%
- Máximas variaciones en 110kV: +3.3% / -4.4%



Subestación → Contingencia ↓	Mayor variación de tensión [%]													
	S/E Polpaico 500kV	S/E Lo Aguirre 500 kV	S/E Alto Jahuel 500kV	S/E Polpaico 220kV	S/E Lo Aguirre 220 kV	S/E Alto Jahuel 220kV	S/E Los Almendros 220kV	S/E El Salto 220kV	S/E Cerro Navia 220kV	S/E Chena 220kV	S/E Buin 220kV	S/E La Candelaria 220kV	SE Puente Negro 220kV	S/E Agua Santa 220kV
N.Maitencillo -N.PdAzucar 2x500kV C1	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.3
Polpaico - Lo Aguirre 2x500kV C2	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Polpaico - Alto Jahuel 500 kV C2_a	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Lo Aguirre - Alto Jahuel 500 kV C1	-0.4	-0.5	-0.5	-0.2	-0.2	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.1
Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	-0.8	-0.9	-1.2	-0.5	-0.6	-0.9	-0.6	-0.5	-0.6	-0.7	-0.9	-0.8	-0.6	-0.4
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	0.2	0.3	0.3	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1
Ancoa - Nva Charrúa 500 kV C1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1
Charrua - Nva. Charrua C1	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1
Los Vilos - Las Palmas L2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1
Río Aconcagua - Nogales 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Río Aconcagua - Polpaico 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Polpaico - Quillota 220 kV C1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.1
Quillota - Los Piuquenes 220 kV L2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	-0.1
Quillota - Nogales 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ventanas - Nogales 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nogales - Los Vilos 220 kV C1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1
Polpaico - El Manzano 220kV C2	-0.1	-0.1	-0.1	0.1	-0.2	-0.2	-0.3	-1.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	0.0
Cerro Navia - Arra. Chena 220 kV - L1	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.1	0.1	0.0	-0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0
Cerro Navia - Polpaico 220 kV - L2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto Jahuel - Los Almendros 220kV - L1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-0.4	-0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0
Maipo - Alto Jahuel 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto Jahuel - Arra. Chena 220 kV L1	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.1	0.0	-0.1	-0.2	-0.3	0.1	0.1	0.0	-0.1
Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV L(1)	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Maitenes - Confluencia 220kV	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
San Luis - Agua Santa 220 kV L1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.7
La Pólvora - Agua Santa 2x220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
Nva. Casablanca - La Pólvora 2x220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2
A. Melipilla - N. Casablanca 2x220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2
T41 - Tap Apoquindo 110kV L1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Tap Macul - Florida 110 kV L1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Tap La Reina - La Florida 110 kV L1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1
Florida - Tap Sta Raquel 110 kV L2	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Ochagavia - FFCC 110kV L1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.3	0.2	0.1	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1
Sn Bernardo - Buin 110kV L2	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.1
Tap San Jose - Tap Pajaritos 110kV L1	0.3	0.3	1.0	0.5	0.3	1.0	0.3	0.3	1.0	1.1	1.0	1.0	0.3	0.3
Tap Recoleta - Sn Cristobal 110kV L1	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Alto Jahuel - Sauzal 110 kV L1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
San Pedro - Pachacama 110 kV L2	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0
Ventanas - Tap ENAMI 110kV L1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Ventanas - Torquemada 110 kV C2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Torquemada - Miraflores 110 kV C2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Miraflores - Tap Quilpue 110 kV L1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1
Ventanas - Tap ENAMI 110kV L2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
San Isidro - San Pedro 110 kV	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.4
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.2	-0.2	-0.3	0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1
Chena 220/110kV-400MVA T1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Lo Aguirre 500/220/66kV-750 MVA T1	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-1.0	-0.3	-0.3	-0.4	-0.8	-0.6	-0.3	-0.3	-0.2	-0.3
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	-0.6	-0.7	-0.7	-0.4	-0.7	-1.2	-0.9	-0.6	-0.7	-0.9	-1.2	-1.1	-0.7	-0.4
CER Polpaico	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
STATCOM Cerro Navia	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.4	-0.3	-0.2	-0.3	-0.5	-0.4	-0.3	-0.2	-0.1	-0.2
Reactor Cardones 500kV	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1
Reactor PdAz 500kV 1x75MVAr_C1	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVAr	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
Guacolda U5	0.2	-0.2	-0.3	0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.2	0.1
Nehuenco U2 TG+TV	-1.0	-1.1	-1.2	-0.7	-0.8	-1.0	-0.8	-0.7	-0.8	-0.9	-1.0	-1.1	-1.0	-0.8
San Isidro U2 TG+TV	-1.2	-1.2	-1.4	-0.9	-0.9	-1.1	-0.9	-0.9	-0.9	-1.0	-1.1	-1.2	-1.0	-1.0
Ventanas U2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.2	-0.3
Nueva Renca TG+TV	-1.0	-1.1	-1.3	-0.7	-1.1	-1.1	-0.9	-0.9	-1.1	-1.2	-1.1	-1.1	-0.8	-0.5
I. Piuquenes 220 kV	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
I. Enami 110 kV	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
I. Minero 110 kV	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	2.0	1.1	0.3

Tabla 6-29: Mayores variaciones absolutas de tensión 500kV y 220kV





		Mayor variación de tensión [%]										
Subestación →	Contingencia ↓	S/E Río Aconcagua 220kV	S/E La Pólvora 220kV	S/E Nva Casablanca 220kV	S/E A. Melipilla 220kV	S/E Agua Santa 110kV	S/E Miraflores 110kV	S/E San Pedro 110kV	S/E Las Vegas 110kV	S/E Alto Melipilla 110kV	S/E Peñablanca 110kV	S/E Quillota 110kV
		N.Maitencillo - N.PdAzucar 2x500kV C1	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3
Polpaico - Lo Aguirre 2x500kV C2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Polpaico - Alto Jahuel 500 kV C2_a	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Lo Aguirre - Alto Jahuel 500 kV C1	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.5	-0.4	-0.4	-0.4
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Ancoa - Nva Charrúa 500 kV C1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Charrua - Nva. Charrua C1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Los Vilos - Las Palmas L2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Río Aconcagua - Nogales 220 kV C1	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Río Aconcagua - Polpaico 220 kV C1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Polpaico - Quillota 220 kV C1	-0.1	0.1	0.0	-0.1	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.1
Quillota - Los Piuquenes 220 kV L2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Quillota - Nogales 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ventanas - Nogales 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1
Nogales - Los Vilos 220 kV C1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Polpaico - El Manzano 220kV C2	0.1	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0
Cerro Navia - Arra. Chena 220 kV -L1	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0
Cerro Navia - Polpaico 220 kV - L2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto Jahuel - Los Almendros 220kV - L1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Maipo - Alto Jahuel 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto Jahuel - Arra. Chena 220 kV L1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV L(1)	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Maitenes - Confluencia 220kV	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
San Luis - Agua Santa 220 kV L1	-0.1	-0.7	-0.5	-0.3	-0.6	-0.5	-0.1	-0.1	-0.3	-0.3	-0.3	-0.1
La Pólvora - Agua Santa 2x220 kV C1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nva. Casablanca - La Pólvora 2x220 kV C	0.0	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
A. Melipilla - N. Casablanca 2x220 kV C1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1
T41 - Tap Apoquindo 110kV L1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Tap Macul - Florida 110 kV L1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Tap La Reina - La Florida 110 kV L1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Florida - Tap Sta Raquel 110 kV L2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Ochagavía - FFCC 110kV L1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1
Sn Bernardo - Buin 110kV L2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Tap San Jose - Tap Pajaritos 110kV L1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Tap Recoleta - Sn Cristobal 110kV L1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Alto Jahuel - Sauzal 110 kV L1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
San Pedro - Pachacama 110 kV L2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-1.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Ventanas - Tap ENAMI 110kV L1	1.5	1.8	0.5	0.5	0.2	0.2	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2
Ventanas - Torquemada 110 kV C2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Torquemada - Miraflores 110 kV C2	0.0	0.1	0.1	0.0	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
Miraflores - Tap Quilpue 110 kV L1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	-0.1	-0.1	0.1	-0.6	-0.1	-0.1
Ventanas - Tap ENAMI 110kV L2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	-0.1
San Isidro - San Pedro 110 kV	-0.2	-0.4	-0.4	-0.2	-1.0	-1.6	-4.4	-3.6	-0.3	-3.4	3.3	
Cerro Navia 220/110 kV 400 MVA	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	0.0	-0.1	-0.1	-0.2
Chena 220/110kV-400MVA T1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Lo Aguirre 500/220/66kV-750 MVA T1	-0.3	-0.4	-0.6	-0.8	-0.3	-0.3	-0.3	-0.4	-0.9	-0.3	-0.3	-0.3
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.5	-0.4	-0.4	-0.4
CER Polpaico	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
STATCOM Cerro Navia	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2
Reactor Cardones 500kV	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Reactor PdAz 500kV 1x75MVAR_C1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVAR	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2
Guacolda U5	0.1	0.1	0.1	-0.1	0.1	0.1	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.1	0.1
Nehuenco U2 TG+TV	-0.6	-0.8	-0.7	-0.8	-0.7	-0.6	-0.6	-0.7	-0.8	-0.6	-0.6	-0.6
San Isidro U2 TG+TV	-0.9	-1.0	-0.9	-0.8	-1.0	-0.9	-1.0	-1.1	-0.8	-1.0	-1.0	-1.0
Ventanas U2	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3	-0.4	-0.5	-0.4	-0.2	-0.5	-0.4	-0.4
Nueva Renca TG+TV	-0.6	-0.5	-0.6	-0.7	-0.5	-0.5	-0.6	-0.9	-0.8	-0.6	-0.6	-0.6
I. Piuquenes 220 kV	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
I. Enami 110 kV	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2
I. Miner 110 kV	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2

Tabla 6-30: Mayores variaciones absolutas de tensión 110kV



### 6.5.3 Principales resultados

#### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Centro de la siguiente manera:

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Centro	Troncal	-122	968
	V Región 110kV	-26	82
	RM 110kV	310	464

Tabla 6-31: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

#### Reservas de potencia reactiva para contingencia

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Centro para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Centro	Total	Capacitiva	<b>198</b>	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	<b>-167</b>	San José - Pajaritos 110kV
	Troncal	Capacitiva	<b>155</b>	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	<b>-125</b>	San José - Pajaritos 110kV
	V-Región	Capacitiva	<b>65</b>	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	<b>-12</b>	San José - Pajaritos 110kV
	RM	Capacitiva	<b>41</b>	San Isidro U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-50</b>	San José - Pajaritos 110kV

Tabla 6-32: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro

### 6.5.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

#### Requerimientos en red completa

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Centro dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.



### Reservas de potencia reactiva

En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Centro dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Reservas de potencia reactiva	Capacitivas		Inductivas	
	Esc. de Estudio	Requerim.	Esc. de Estudio	Requerim.
<b>Centro - Troncal</b>				
Mínimo	521	155	-637	-125
Máximo	1048		-1235	
<b>Centro - V Región</b>				
Mínimo	20	65	-37	-12
Máximo	192		-146	
<b>Centro - Región Metropolitana</b>				
Mínimo	388	41	-328	-50
Máximo	747		-880	
<b>Norte Centro</b>				
Mínimo	930	198	-1049	-167
Máximo	1712		-2105	

Tabla 6-33: Resumen suficiencia en ACT

Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. A pesar de presentarse un déficit de reservas capacitivas en la V Región, se observa que los RCT de las sub-ACT adyacentes dan soporte a la misma de forma eficiente, logrando que las variaciones de tensión post-contingencia no superen el 5% (máximo 4.4%) en barras de 220kV y 110kV de esta sub-ACT (límites de operación de red completa). Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.



## 6.6 RESUMEN: Resultados y Recomendaciones Centro

### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Centro de la siguiente manera:

- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Centro.

ACT	sub-ACT	Año	Operación Normal	
			Mín	Máx
Centro	Troncal	2020-21-22	-83	1034
		2023	-122	968
	V Región 110kV	2020-21	-26	79
		2023	-26	82
	RM 110kV	2020-21	299	426
		2023	310	464

Tabla 6-34: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Centro dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

### Requerimientos de reservas de potencia reactiva

- Se observa un requerimiento de reservas para transiciones en el ACT asociadas a las variaciones de demanda del sistema de:
  - Centro-Troncal: 96MVAR capacitivos y 123MVAR inductivos
  - V Región: 14MVAR capacitivos y 12MVAR inductivos
  - Región Metropolitana: 25MVAR capacitivos y 31MVAR inductivos.
- De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Centro para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	2020-21-22		2023	
			Máx Requerimiento [MVAR]	Contingencia	Máx Requerimiento [MVAR]	Contingencia
Centro	Total	Capacitiva	<b>248</b>	Nehuenco U2 TV+TG	<b>198</b>	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	<b>-162</b>	I. Los Piuquenes 220kV	<b>-167</b>	Cerro Navia - Chena 110kV C1
	Troncal	Capacitiva	<b>173</b>	Nehuenco U2 TV+TG	<b>155</b>	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	<b>-131</b>	I. Los Piuquenes 220kV	<b>-125</b>	Cerro Navia - Chena 110kV C1
	V-Región	Capacitiva	<b>40</b>	Nueva Renca TV+TG	<b>65</b>	Nueva Renca TV+TG
		Inductiva	<b>-17</b>	I. Los Piuquenes 220kV	<b>-12</b>	Cerro Navia - Chena 110kV C1
	RM	Capacitiva	<b>44</b>	Nehuenco U2 TV+TG	<b>41</b>	San Isidro U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-41</b>	Cerro Navia - Chena 110kV C1	<b>-50</b>	Cerro Navia - Chena 110kV C1

Tabla 6-35: Requerimientos de reservas de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro

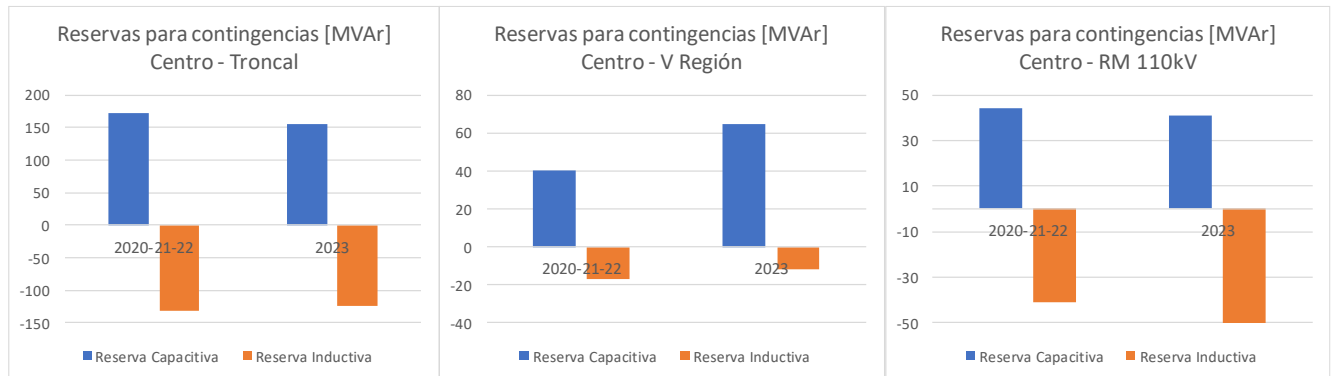


Figura 6-21. Evolución de las reservas

Se observa que los requerimientos de reservas de potencia reactiva no varían significativamente durante los años analizados.

- En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Centro dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**
- La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

ACT	Año	Reservas Capacitivas			Reservas Inductivas		
		Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario	Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario
Troncal	2020-21-22	173	491	1119	-131	-722	-1255
	2023	155	521	1048	-125	-637	-1235
V Región 110kV	2020-21-22	40	15	192	-17	-34	-143
	2023	65	20	192	-12	-37	-146
RM 110kV	2020-21-22	44	423	818	-41	-310	-809
	2023	41	388	747	-50	-328	-880
Total Centro	2020-21-22	248	1030	1804	-162	-1106	-2101
	2023	198	930	1712	-167	-1049	-2105

Tabla 6-36: Resumen suficiencia en ACT

Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. A pesar de presentarse un déficit de reservas capacitivas en la V Región, se observa que los RCT de las sub-ACT adyacentes dan soporte a la misma de forma eficiente, logrando que las variaciones de la tensión post-contingencia no superen el 5% (máximo 4.4%) en barras de 220kV y 110kV de esta sub-ACT (límites de operación de red completa). Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.



## 7 ANÁLISIS CENTRO-SUR

Esta ACT se encuentra entre la VI y IX región, al sur de la subestación Alto Jahuel 500kV hasta Cautín 220kV. A su vez, en la misma se pueden distinguir dos sub-áreas de control de tensión, correspondientes a las redes de 154-66kV de la VI-VII región (zona Itahue) y de la zona Concepción, respectivamente.

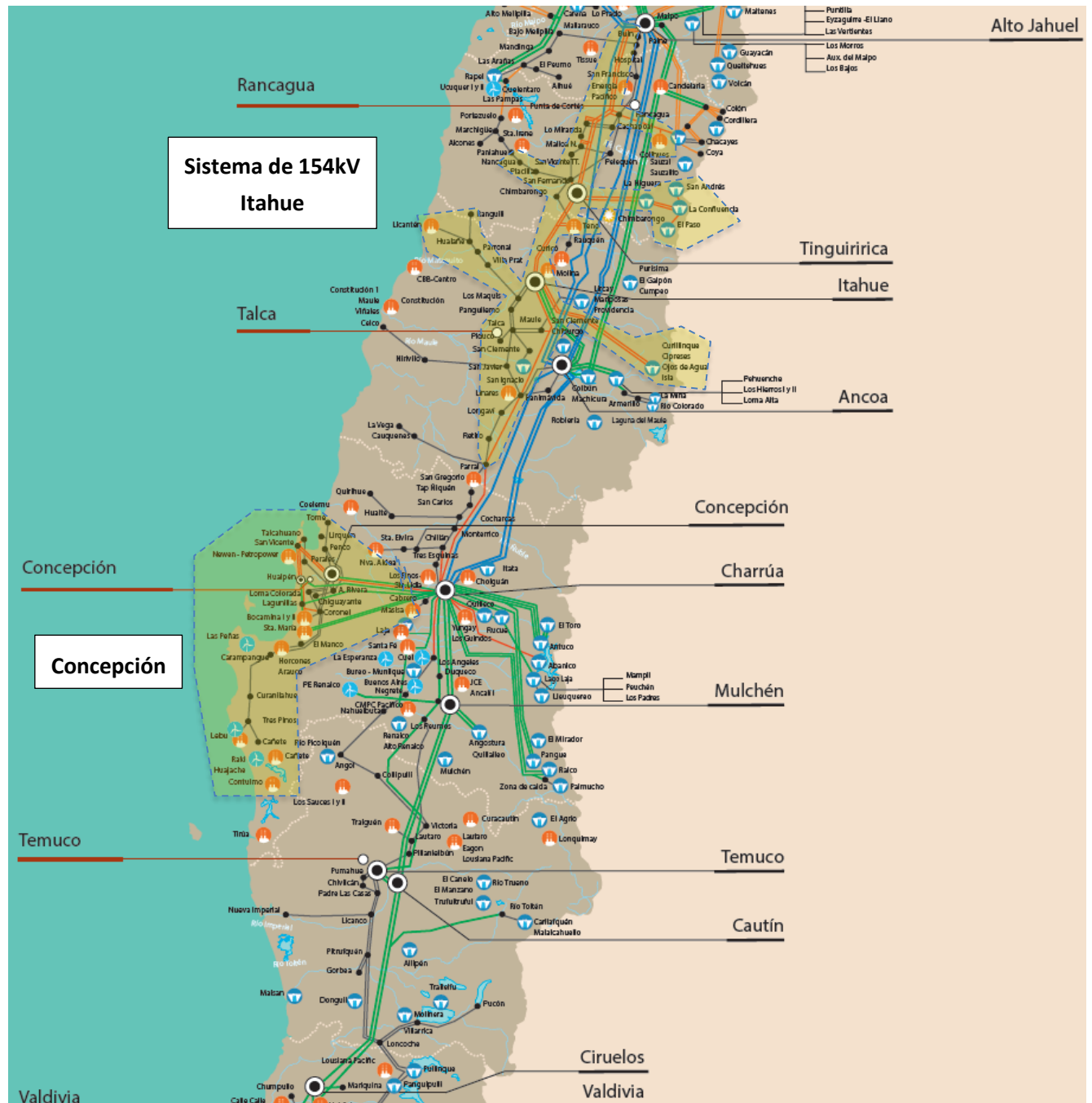


Figura 7-1. Sub-áreas de control de tensión del Centro-Sur.



## 7.1 Recursos para el Control de Tensión

Los recursos en el área Centro-Sur que desempeñan el servicio de Control dinámico de Tensión se corresponden principalmente a unidades de generación hidroeléctrica, distribuidas en las distintas cuencas de la zona, destacándose las centrales Pehuenche, Colbun y Machicura en la cuenca del Maule, Ralco, Pangue y Angostura en el río Bio-Bio, El Toro, Antuco y Abanico en la cuenca del río Laja, La Higuera y Confluencia en la cuenca del Tinguiririca, entre las principales. A su vez, en esta zona se localizan importantes complejos termoeléctricos como Santa María y Bocamina. Complementando la generación convencional, en las cercanías de la S/E Charrúa se encuentran instalados un conjunto de parques eólicos, completando así, uno de los principales polos de generación del SEN.

Por otra parte, el sistema de transmisión troncal del área presenta instalados múltiples compensadores, principalmente capacitivos, como capacitores serie y shunt a nivel de 500kV y 220kV, además de pequeños bancos de capacitores conectados a media tensión, mientras que la compensación reactiva se concentra en reactores de líneas de 500kV y un reactor de barra en Ancoa 220kV.

En las tablas a continuación se presentan los principales elementos que desempeñan el control de tensión, tanto dinámicos como estáticos, junto con sus límites de inyección/absorción de potencia reactiva. La totalidad de los mismos se puede consultar en el documento anexo.

Elemento	Unidad	Cantidad	Modo	Capacidad por unidad		
				Pn [MW]	Q- [MVar]	Q+ [MVar]
Generador	Colbún U1	1	PV	250,0	-37,5	40,5
	Colbún U2	1	PV	209,0	-33,0	35,6
	Machicura U1	1	PV	47,5	-15,5	15,5
	Machicura U2	1	PV	53,2	-17,0	17,0
	Pehuenche U1	1	PV	275,5	-80,7	73,8
	Pehuenche U2	1	PV	275,5	-80,7	73,8
	Confluencia U1	1	PV	81,4	-41,8	41,8
	Confluencia U2	1	PV	81,4	-41,8	41,8
	La Higuera U1	1	PV	80,0	-43,6	33,6
	La Higuera U2	1	PV	80,0	-43,6	33,6
	Los Condores	1	PV	74,5	-25,0	25,0
	Los Condores	1	PV	74,5	-25,0	25,0
	Bocamina U1	1	PV	125,0	-13,7	73,7
	Bocamina U2	1	PV	387,6	-195,0	370,0
	PetroPower	1	PV	73,6	-15,0	40,0
	Angostura U1	1	PV	135,4	-65,0	65,0
	Angostura U2	1	PV	135,4	-65,0	65,0
	Angostura U3	1	PV	45,2	-21,0	21,7
	Antuco U1	1	PV	152,0	-62,2	37,8
	Antuco U2	1	PV	152,0	-62,2	37,8
El Toro U1	1	PV	100,0	-37,0	41,6	





El Toro U2	1	PV	100,0	-36,9	40,7
El Toro U3	1	PV	100,0	-33,6	41,6
El Toro U4	1	PV	100,0	-33,3	40,7
Los Guindos	1	PV	132,0	-39,2	111,3
Los Pinos	1	PV	111,0	-37,6	103,0
Pangue U1	1	PV	228,0	-13,2	69,5
Pangue U2	1	PV	228,0	-13,2	69,5
Ralco U1	1	PV	381,9	-143,3	170,6
Ralco U2	1	PV	381,9	-143,3	170,6
Rucue U1	1	PV	83,7	-23,2	38,8
Rucue U2	1	PV	83,7	-23,2	43,9
Santa Lidia	1	PV	120,0	-37,6	103,0
Santa María	1	PV	397,8	-126,8	347,4

Elemento	Unidad	Cantidad	Nº Step	Q/Step
Reactor	Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVar	1	1	91
	CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVar - Barra 2	1	1	65
	CCEE Concepcion 13.8 kV-1x20 MVar	1	1	20
	CCEE Concepcion #1 13.8 kV 4.5 MVar	4	1	4,5
	CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVar	1	1	40
	CCEE Charrua 13.2 kV 1x15 MVar	1	1	15
	CCEE Charrua 13.2 kV 1x30 MVar	1	1	30
	CCEE Charrua 13.8 kV 1x11 MVar	1	1	11
	CCEE Charrua 154 kV 1x55 MVar	1	1	55
	CCEE Charrua 220 kV 1x65 MVar	1	1	65

## 7.2 Topologías de análisis

Más allá de las topologías globales del estudio presentadas en el Informe 3\_principal, en el área bajo análisis se incorporan obras relevantes las cuales pueden provocar cambios en los resultados en los requerimientos de potencia reactiva. En este sentido, para el análisis particular del ACT del Centro/Sur se proponen los casos a 2020, 2021 y 2023, asociados al ingreso de las siguientes obras principales:

Obra	Zona	Fecha E/S	Topología
Apoyo Maule	Centro/Sur	mar-19	1
Trf 220/154kV SE Tinguiririca	Centro/Sur	nov-21	2
Energ. en 220kV SSEE LHig-Cand-SAnd-EPas	Centro/Sur	nov-21	2
Secc Lne Tinguir-LaHiguera en Pte Negro	Centro/Sur	nov-21	2
SE Hualqui 220kV	Centro/Sur	oct-22	4
SE Mataquito220/66kV+Lne Ita-Mataq 2x220	Centro/Sur	oct-22	4
Lne 2x220kV Dichato-Hualqui	Centro/Sur	oct-23	4
SE N.Nirivillo+2x220Nirivilo-Mataquito	Centro/Sur	oct-23	4
SE N.Cauquenes+2x220Cauq-Niriv-Hual	Centro/Sur	oct-23	4

Tabla 7-1. Fechas de análisis





### 7.3 Escenarios de estudio

En vista de que el objetivo principal del análisis resulta la determinación de los requerimientos de potencia reactiva tanto en condiciones de red completa (operación normal y transiciones de 5' a 15') como ante contingencias simples, el abanico de escenarios de estudio debe contemplar:

- Escenarios exigentes que representen fielmente al programa de despacho económico (PCP/PLP), de interés especial para la determinación de requerimientos en condiciones de red N.
- Escenarios críticos, partiendo de casos factibles de operación, llevados a un mayor grado de exigencia mediante la indisponibilidad de unidades de generación (hasta N-2) estableciendo un límite de inercia mínima para el análisis del área o la incorporación de unidades de generación a la matriz de despacho (hasta N+2) maximizando transferencias por enlaces de particular interés según factibilidades técnicas de operación.

En base a lo anterior, los escenarios específicos de estudio del ACT Centro-Sur contemplan la representación de la operación real durante todo un día, planteado en cuatro bloques horarios (4 escenarios), tanto para hidrologías húmedas como seca. Para esto se seleccionan escenarios PCP que presenten el menor número de unidades de generación en servicio, resultando tanto en un menor control de tensión como inercia en la zona. El objetivo de estos resulta evaluar los requerimientos de potencia reactiva del área, y el impacto de las variaciones estacionales (hidrologías), horarias (demanda/ERN) sobre estos.

De forma complementaria, se diseñan escenarios con mayor criticidad para el análisis del área, los cuales contemplan una variación  $N \pm 2$  respecto al despacho PCP, sacando o incorporando las unidades más grandes del área según corresponda. Estos casos son:

- CT011 y CT012: Estos escenarios parten del CT06 y CT08, representando la operación en una estación seca, de día y noche respectivamente, de los cuales se eliminan la central Santa María y una unidad de Pehuenche del despacho PCP. Estos casos presentan los escenarios de mínima inercia en el área, y las menores transferencias por los circuitos de 500kV entre Charrúa y Alto Jahuel, los cuales se encuentran prácticamente en vacío, de particular interés para el análisis del control de las posibles elevaciones de tensiones en el área.
- CT09 y CT010: Para un análisis en condiciones inversas se busca de los casos PCP el escenario con mayor generación local en el área, y por lo tanto máximas transferencias exportadoras, el cual se recrea en el simulador considerando una condición de N+2 unidades de generación, maximizando aún más los flujos por los enlaces de 500kV, contemplando la variabilidad que pueda surgir en la operación. Estos casos contemplan la incorporación de las unidades de Santa María y Bocamina 2 al despacho PCP.

En este contexto, surge un conjunto de escenarios específicos del ACT Centro Sur, cuyas principales características se presentan en la siguiente tabla, destacándose los niveles de despacho, demanda, transferencias, inercia, etc.



### Consideraciones particulares:

Durante el desarrollo de escenarios específicos se encuentran problemáticas locales en la red de 66kV, las cuales surgen principalmente por el déficit de capacidad de la misma para el suministro de la demanda asociada, la cual se encuentra incrementada a la condición actual. En este sentido, en el ACT Centro – Sur se presentan tres zonas bien particulares cuyas problemáticas resultan locales e independientes del resto del sistema:

- Zona de 66kV Temuco-Valdivia: En la región de Araucanía, se presenta un extenso corredor radial de doble circuito, en paralelo al sistema de 220kV, abastecido en sus extremos por la S/E Temuco al norte y la S/E Valdivia al Sur. Los tramos intermedios, de baja capacidad, se caracterizan por el suministro de elevados consumos y por la disponibilidad de elementos de compensación reactiva (bancos de capacitores) en nodos centrales. A su vez, la generación intermedia se localiza en la Central Pullinque, principalmente, y en las unidades Triful-Triful y El Manzano. En condiciones de alta demanda, para evitar sobrecargas en tramos del corredor de 66kV se presentan requerimientos asociados al despacho de la generación local, para lo cual se considera una inyección de  $\approx 40\text{MW}$  en la CH Pullinque, mientras que en demanda baja no se presentan requerimientos adicionales. Vale destacar que esta exigencia desaparece para el año 2021, con el ingreso de las SS/EE Metrenco y Lastarria 220/66kV seccionando el doble circuito Cautín – Ciruelos 220kV y brindando dos nuevos puntos intermedios de suministro al corredor de 66kV.
- S/E Cabrero 66kV: Esta S/E se encuentra alimentada por un único circuito de baja capacidad que la vincula a la S/E Charrúa a nivel de 66kV. Para el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Cabrero sin sobrecargar el enlace se requiere del despacho de la generación local, ya sea la central Masisa u Orafti. Se destaca que en todas las condiciones evaluadas se presenta dicho requerimiento, variando el nivel de despacho necesario con el nivel de demanda ( $\approx 9\text{MW}$  en alta/ $\approx 5\text{MW}$  en baja) y con el incremento del consumo para los años venideros.
- Zona Coronel 66kV (Concepción): De la S/E Coronel 154/66kV se deriva un corredor radial de elevada longitud de 66kV con derivaciones tanto a demanda como a generación (Lota-Horcones-Tres Pinos-Lebu). En condiciones de alta demanda, se requiere del despacho de cierta generación asociada al corredor para evitar sobrecargar tramos del corredor, condición que se acentúa con el transcurso de los años debido al incremento de demanda. En este sentido, para los escenarios de estudio a 2020 se considera el despacho forzado de las unidades Lebu (1.6MW), Trongol (2.2MW) y Arauco (14MW).

Dado que el análisis de control de tensión presenta un enfoque general del SEN y que las problemáticas encontradas resultan muy locales a la red de 66kV y se encuentran asociadas, en general, a niveles de carga de los circuitos, los escenarios de estudio contemplan el despacho base para evitar sobrecargas en las mismas, sin un mayor impacto en el control de tensión sobre el Sistema Eléctrico Nacional.



**Año 2020**

ESCENARIO	CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT010	CT011	CT012
<b>HIDROLOGÍA</b>									<b>Húmeda</b>		<b>Seca</b>	
<b>HORA</b>	<b>Noche</b>		<b>Día</b>		<b>Noche</b>		<b>Día</b>		<b>Noche</b>		<b>Día</b>	
<b>DEMANDA [MW]</b>	1289	1289	1980	1980	1289	1289	1980	1980	1980	1980	1289	1980
<b>GENERACIÓN [MW]</b>												
Ancoa	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Cipreses	90	90	87	87	58	58	58	87	87	87	58	87
Curilque	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
El Paso	10	30	40	40	15	30	30	40	20	20	30	40
Isla	66	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
La Confluencia	110	120	130	140	130	120	120	130	100	100	120	130
La Higuera	150	150	150	150	150	150	150	158	126	126	150	158
Lircay	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
San Andrés	10	30	40	35	15	20	20	36	20	20	20	36
San Ignacio	12	13	13	13	13	12	13	13	F/S	F/S	12	13
San_Javier	F/S	F/S	F/S	F/S	22	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Sauzal	40	40	40	40	40	40	40	40	46	48	40	40
Viñales	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Otros	11	11	38	27	33	11	18	40	38	27	11	40
<b>Total Sub-ACT Itahue 154kV</b>	<b>631</b>	<b>676</b>	<b>730</b>	<b>724</b>	<b>646</b>	<b>633</b>	<b>641</b>	<b>736</b>	<b>629</b>	<b>620</b>	<b>633</b>	<b>736</b>
Arauco	F/S	F/S	14	14	F/S	F/S	14	14	14	14	F/S	14
Bocamina U1	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Bocamina U2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	350	350	F/S	F/S
Petropower	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Otros	0	0	4	4	0		4	4	4	4	0	4
<b>Total Sub-ACT Concepción</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>83</b>	<b>83</b>	<b>65</b>	<b>65</b>	<b>83</b>	<b>83</b>	<b>433</b>	<b>433</b>	<b>65</b>	<b>83</b>
La Mina	30	30	32	30	16	16	32	30	32	32	16	30
Loma Alta	34	34	34	35	34	34	34	34	34	35	34	34
Los Cóndores	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Colbún	0	0	0	200	0	0	0	237	0	0	0	250
Machicura	23	23	30	30	23	23	23	23	30	30	23	23
Pehuenche	540	500	520	540	0	180	200	452	540	540	0	260
Abanico	0	0	0	0	36	36	36	36	36	36	36	36
Angostura	245	305	315	315	55	45	45	45	180	180	135	135
Antuco	230	240	290	290	100	100	150	100	300	290	150	150
El Toro	0	0	0	0	0	0	0	0	330	330	0	0
Pangué	360	450	436	423	100	0	200	200	436	423	0	200
Quilleco	70	70	70	35	20	19	19	19	70	70	19	19
Ralco	362	330	660	660	0	0	0	0	660	660	0	0
Renaico	F/S	F/S	F/S	F/S	4	4	4	4	4	4	4	4
Rucue	168	170	170	170	50	44	44	44	170	170	44	44
Santa María	F/S	F/S	F/S	F/S	300	350	350	350	350	350	F/S	F/S
Otros	71	64	137	129	156	196	214	204	166	159	196	204
<b>Total Sub-ACT Charrúa</b>	<b>2233</b>	<b>2416</b>	<b>2894</b>	<b>3057</b>	<b>1090</b>	<b>1243</b>	<b>1547</b>	<b>1974</b>	<b>3534</b>	<b>3505</b>	<b>853</b>	<b>1585</b>
<b>Total. SINCRÓNICA</b>	<b>2929</b>	<b>3157</b>	<b>3707</b>	<b>3863</b>	<b>1801</b>	<b>1941</b>	<b>2270</b>	<b>2792</b>	<b>4596</b>	<b>4557</b>	<b>1551</b>	<b>2403</b>
San Gabriel	F/S	39	40	F/S	89	68	68	78	71	78	68	78
Cuel	F/S	F/S	7	F/S	19	7	7	17	F/S	22	7	17
La Esperanza	F/S	F/S	5	9	3	3	3	7	F/S	8	3	7
La Flor	F/S	F/S	10	12	15	12	12	14	12	14	12	14
Los Buenos Aires	F/S	F/S	10	F/S	7	7	7	15	13	19	7	15
Renaico	F/S	F/S	F/S	F/S	19	29	29	56	F/S	F/S	29	56
<b>Total. ERNC</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>72</b>	<b>21</b>	<b>151</b>	<b>126</b>	<b>126</b>	<b>187</b>	<b>96</b>	<b>141</b>	<b>126</b>	<b>187</b>
<b>TRANSFERENCIA [MW]</b>												
ANCOA → A.JAHUEL 4x500kV	1067	1218	1098	1167	378	405	169	580	2024	2109	71	247
ANCOA 220kV → 500kV	600	552	440	626	193	307	179	611	309	317	182	488
CHARRUA → P.NEGRO 2X220kV	360	515	511	419	140	74	-10	-26	1342	1403	-88	-189
COLBUN → P.NEGRO 2X220kV	221	245	234	259	116	157	146	224	303	299	115	182
CHARRUA → ZONA CONCEPCION	242	242	348	344	249	247	349	351	54	57	248	350
R.TOLTEN → CIRUELOS 2x220kV	216	175	220	231	-17	8	-21	7	145	85	8	7
<b>INERCIA [MVAs]</b>												
Zona Centro-Sur	16296	15255	17040	17700	11900	11686	12756	16069	21047	20874	8630	13014

Figura 7-2. Principales características de los escenarios específicos a 2020 del ACT Centro Sur



**Año 2021**

ESCENARIO	CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT010	CT011	CT012
HIDROLOGÍA									Húmeda		Seca	
HORA	Noche	Día		Noche	Noche	Día		Noche	Día	Noche	Día	Noche
DEMANDA [MW]	1289	1289	1980	1980	1289	1289	1980	1980	1980	1980	1289	1980
GENERACIÓN [MW]												
Arauco	F/S	F/S	14	14	F/S	F/S	14	14	14	14	F/S	14
Bocamina U1	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Bocamina U2	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	350	350	F/S	F/S
Petropower	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Otros	0	0	4	4	0	0	4	4	4	4	0	4
<b>Total Sub-ACT Concepción</b>	65	65	83	83	65	65	83	83	433	433	65	83
Ancoa	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Cipreses	90	90	87	87	58	58	58	87	87	87	58	87
Curilinqué	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
El Paso	10	30	40	40	15	30	30	40	20	20	30	40
Isla	66	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
La Confluencia	110	120	130	140	130	120	120	130	100	100	120	130
La Higuera	150	150	150	150	150	150	150	158	126	126	150	158
Lircay	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
San Andrés	10	30	40	35	15	20	20	36	20	20	20	36
San Ignacio	12	13	13	13	13	12	13	13	F/S	F/S	12	13
San_Javier	F/S	F/S	F/S	F/S	22	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Sauzal	40	40	40	40	40	40	40	40	46	48	40	40
Viñales	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Otros	11	11	38	27	33	11	18	40	38	27	11	40
La Mina	30	30	32	30	16	16	32	30	32	32	16	30
Loma Alta	34	34	34	35	34	34	34	34	34	35	34	34
Los Cóndores	100	100	140	100	100	100	100	100	100	140	100	100
Colbún	0	0	0	200	0	0	0	237	0	0	0	250
Machicura	23	23	30	30	23	23	23	23	30	30	23	23
Pehuenche	540	500	520	540	0	180	200	452	540	540	0	260
Abanico	0	0	0	0	36	36	36	36	36	36	36	36
Angostura	245	305	315	315	55	45	45	45	180	180	135	135
Antuco	230	240	290	290	100	100	150	100	300	290	150	150
El Toro	0	0	110	0	0	0	0	0	440	440	0	0
Pangue	360	450	436	423	100	0	200	200	436	438	0	200
Quilleco	70	70	70	35	20	19	19	19	70	70	19	19
Ralco	404	330	660	660	0	0	0	0	660	660	0	0
Renaico	F/S	F/S	F/S	F/S	4	4	4	4	4	4	4	4
Rucue	168	170	170	170	50	44	44	44	170	170	44	44
Santa María	F/S	F/S	F/S	F/S	300	350	350	350	350	350	F/S	F/S
Otros	71	64	137	129	156	196	214	204	166	159	196	204
<b>Total Sub-ACT Troncal</b>	2906	3092	3814	3780	1736	1876	2188	2710	4273	4330	1486	2321
<b>Total. SINCRÓNICA</b>	2971	3157	3897	3863	1801	1941	2270	2792	4706	4763	1551	2403
San Gabriel	F/S	39	40	F/S	89	68	68	78	71	78	68	78
Cuel	F/S	F/S	7	F/S	19	7	7	17	F/S	22	7	17
La Esperanza	F/S	F/S	5	9	3	3	3	7	F/S	8	3	7
La Flor	F/S	F/S	10	12	15	12	12	14	12	14	12	14
Los Buenos Aires	F/S	F/S	10	F/S	7	7	7	15	13	19	7	15
Renaico	F/S	F/S	F/S	F/S	19	29	29	56	F/S	F/S	29	56
<b>Total. ERNC</b>	0	39	72	21	151	126	126	187	96	141	126	187
TRANSFERENCIA [MW]												
ANCOA → A.JAHUEL 4x500kV	1069	1193	1166	1104	343	373	109	523	2055	2185	40	184
ANCOA 220kV → 500kV	596	562	456	617	194	311	170	608	291	329	186	478
CHARRUA 220kV → 500kV	364	488	551	377	113	46	-49	-67	1381	1454	-116	-229
COLBUN → P.NEGRO 2X220kV	116	109	145	158	-4	32	67	116	254	257	-10	80
CHARRUA → ZONA CONCEPCION	262	262	379	376	268	267	380	381	86	88	268	381
LASTARRIA → CIRUELOS 2x220kV	209	169	220	229	-21	7	-23	5	145	84	7	5
INERCIA [MVAs]												
Zona Centro-Sur	16771	15730	17817	18009	12375	12160	13231	16544	21824	21485	9105	13489

Figura 7-3. Principales características de los escenarios específicos a 2021 del ACT Centro Sur


**Año 2023**

ESCENARIO		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT010
<b>HIDROLOGÍA</b>						Seca				Húmeda	Seca
<b>DEMANDA [MW]</b>		3107	3107	4780	4780	3107	3107	4780	4780	4780	4780
<b>GENERACIÓN [MW]</b>	<b>Modo</b>										
Alfalfal		105	84	100	100	100	84	84	84	100	84
Alfalfal II		174	200	180	200	155	120	180	200	180	120
EPSA		14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Florida		14,1	15	15	13,5	15	15	15	15	13,5	15
Guayacan		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Las Lajas		188	34	190	165	187	75	150	240	200	195
Loma Los Colorados II		13,5	F/S	F/S	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Maitenes		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Nueva Renca		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	327	F/S	F/S
Renca		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Queltehues		36	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Volcan		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
<b>Total RM</b>		<b>582</b>	<b>426</b>	<b>578</b>	<b>585</b>	<b>563,5</b>	<b>400,5</b>	<b>535,5</b>	<b>972,5</b>	<b>600</b>	<b>520,5</b>
Santa Marta		F/S	F/S	8	9,6	9,6	F/S	8	9,6	9,6	8
Chacabuquito		18	16	16	20	20	20	20	20	20	20
Los Quilos		33	32	32	33	32	32	32	32	33	32
Blanco		48	42	42	46	44	44	44	44	46	44
Juncal		21	20	20	19	20	20	20	20	19	20
Hornitos		32	28	28	32	28	28	28	28	32	28
Sauzalito		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Nehuenco 1		320	320	320	330	320	320	330	330	330	330
Nehuenco 2		385	385	385	384	384	380	380	380	F/S	F/S
Nehuenco 3		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Quintero TG1		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Quintero TG2		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
San Isidro 1		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
San Isidro 2		F/S	F/S	F/S	F/S	245	F/S	397	397	F/S	397
Rapel		70	F/S	70	345	210	65	264	350	345	264
Nueva Ventanas		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Campiche		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
<b>Total Troncal</b>		<b>927</b>	<b>843</b>	<b>921</b>	<b>1219</b>	<b>1313</b>	<b>909</b>	<b>1523</b>	<b>1611</b>	<b>835</b>	<b>1143</b>
Mallarauco		3	3	3	F/S	3	3	F/S	3	F/S	F/S
ENAP Aconcagua		40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6
Ventanas 1		F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Ventanas 2		120	100	100	100	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
<b>Total Chilquinta</b>		<b>164</b>	<b>144</b>	<b>144</b>	<b>141</b>	<b>44</b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>41</b>
<b>Total. SINCRÓNICA</b>		<b>1672</b>	<b>1413</b>	<b>1643</b>	<b>1944</b>	<b>1920</b>	<b>1353</b>	<b>2099</b>	<b>2627</b>	<b>1475</b>	<b>1704</b>
PF Quilapilún	PQ	F/S	29	96	F/S	F/S	29	97	F/S	F/S	97
PF Loma Los Colorados	PQ	F/S	1	1,1	F/S	F/S	1	1,1	F/S	F/S	1,1
PF Santiago Solar	PQ	F/S	30	90	F/S	F/S	30	90	F/S	F/S	90
PF Doña Carmen	PQ	F/S	26,5	30,5	F/S	F/S	31,5	32,1	F/S	F/S	32,1
PE Ucuquer II	PQ	4	4	8,1	8,1	F/S	4	8,1	8,1	8,1	8,1
<b>Total. ERNC</b>		<b>4</b>	<b>90,5</b>	<b>225,7</b>	<b>8,1</b>	<b>0</b>	<b>95,5</b>	<b>228,3</b>	<b>8,1</b>	<b>8,1</b>	<b>228,3</b>
<b>TRANSFERENCIA [MW]</b>											
N.P. AZUCAR → POLPAICO 2x500kV		-295	145	118	-63	192	800	1085	43	72	1461
POLPAICO → L.AGUIRRE 2x500kV		-585	-190	-380	-548	-41	401	560	-420	-618	745
L.AGUIRRE → A.JAHUEL 2x500kV		-845	-490	-839	-952	-266	82	113	-776	-1080	247
A.JAHUEL → ANCOA 2x500kV		-1555	-1230	-2090	-2192	-926	-703	-1115	-1916	-2436	-1045
LAS PALMAS → LOS VILOS 220kV		54	73	99	120	76	129	211	128	155	259
<b>INERCIA [MVAs]</b>											
Zona Centro		9946	9214	13403	14614	13236	8398	13528	16429	11424	10774

Figura 7-4. Principales características de los escenarios específicos a 2023 del ACT Centro Sur



## 7.4 Contingencias

Las contingencias simuladas contemplan casos de pérdida de generación, líneas de transmisión y equipos de control de voltaje y potencia reactiva. En la tabla a continuación, se enuncian las contingencias contempladas para esta ACT, incorporando nuevas fallas con el ingreso de las obras futuras en la zona.

Año	Id_cont	Tipo	Nombre elemento	Id_cont	Tipo	Nombre elemento	
2020	1	Circuito de línea 500kV, 220kV y 154kV	Alto Jahuel - Ancoa 500kV	23	CCEE	Reactor Ancoa 220kV 1x65 MVar	
	2		Ancoa - Charrúa 500kV	24		CCEE Ancoa 220kV 1x65 MVar	
	3		Ancoa - Entre Ríos 500kV	25		CCEE Charrua 220 kV 1x65 MVar	
	4		Entre Ríos - Charrua 500kV	26	CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVar		
	5		Entre Ríos - Charrua 220kV	27	TRF	A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	
	6		Ancoa - Itahue 220kV	28		Ancoa T2 525/220kV_750 MVA	
	7		Charrúa - Mulchen 220 kV	29	Charrua 500/220/66kV-750 MVA T5		
	8		Mulchén - Río Malleco 220kV	30	La Higuera U1		
	9		Río Malleco - Cautín 220kV	31	Confluencia U1		
	10		Cautín - Tap Río Toltén 220kV	32	Curillinque		
	11		Tap Río Toltén - Ciruelos 220kV	33	Generación	Cipreses U1	
	12		Ciruelos - Valdivia 220kV	34		PetroPower	
	13		Ciruelos - Pichirropulli 220kV	35		Bocamina U2	
	14		Alto Jahuel - Tinguiririca 154kV	36		Bocamina U1	
	15		Tinguiririca - Itahue 154kV	37		Angostura U1	
	16		Charrúa - Concepción 154kV	38		Ralco U1	
	17		Charrúa - Lagunillas 220kV	39		Canutillar U1	
	18		Charrúa - Concepción 220kV	40		CC Nuehueco 2	
	19		Charrua - Hualpen 220kV	41		Cons.	I. Oxy + Eka Nobel + Petrodow
	20		Hualpen - Lagunillas 220kV	42			I. Minera Valle Central 4.16 kV 1
	21		Concepción - Alonso de Ribera 154 kV				
	22		Concepción - San Vicente 154kV				
2021	43		Puente Negro - Tinguiririca 220kV				
	44		Lagunillas - El Guindo 220kV				
	45		Hualpén - El Trébol 220kV				
2023	46		Hualpen - El Guingo 220kV				
	47		Charrúa - El Trebol 220kV				
	48		Charrúa - Hualqui 220 kV				
	49		Dichato - Hualqui 2x220 kV C1				
	50		Nva. Cauquenes - Dichato 2x220 C1				
	51		Nva. Nirivilo - Cauquenes 2x220 kV C2				
	52		Mataquito - Nva. Nirivilo 2x220 kV C2				
	53		Itahue - Mataquito 2x220kV C2				

Tabla 7-2: Conjunto de contingencias – ACT Centro/Sur.

La desconexión de los circuitos de línea de 500kV se simula con sus elementos propios de compensación serie y shunt: capacitores serie y reactores de línea.



## 7.5 Análisis año 2020

### 7.5.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de potencia reactiva de cada RCT clasificado por tipo, escenario e hidrología y además, por sub-ACT: zona Itahue 154kV, Concepción 154 y Troncal (500kV y 220kV). Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva por las líneas y transformadores que se encuentran en la frontera de cada sub-ACT.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
	HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
<b>ACT-CS_Troncal</b>												
<b>RCT</b>	<b>-155</b>	<b>-45</b>	<b>293</b>	<b>317</b>	<b>-263</b>	<b>-311</b>	<b>-76</b>	<b>-68</b>	<b>638</b>	<b>635</b>	<b>-270</b>	<b>-85</b>
Capacitor	32	32	184	133	25	16	96	122	316	299	17	60
ERNC		-5	0	0	-34	-35	-35	-15	10	0	-35	-15
Generador	-109	5	187	264	-175	-214	-58	-97	312	337	-171	-51
Reactor	-78	-77	-78	-79	-79	-79	-79	-78			-80	-78
<b>Demanda</b>	<b>155</b>	<b>45</b>	<b>-293</b>	<b>-317</b>	<b>263</b>	<b>311</b>	<b>76</b>	<b>68</b>	<b>-638</b>	<b>-635</b>	<b>270</b>	<b>85</b>
TR	-337	-380	-472	-494	-144	-172	-244	-322	-649	-643	-133	-281
Líneas	512	464	271	280	772	753	679	646	19	40	803	686
Carga	-90	-90	-125	-125	-90	-90	-125	-125	-125	-125	-90	-125
Intercambio	70	51	32	21	-275	-180	-234	-131	117	93	-311	-195
<b>ACT_CS_Itahue154</b>												
<b>RCT</b>	<b>66</b>	<b>88</b>	<b>148</b>	<b>146</b>	<b>58</b>	<b>66</b>	<b>122</b>	<b>147</b>	<b>122</b>	<b>116</b>	<b>53</b>	<b>146</b>
Capacitor	61	61	62	63	61	62	59	58	59	64	62	58
Generador	5	28	85	83	-3	4	63	89	63	53	-10	88
<b>Demanda</b>	<b>-66</b>	<b>-88</b>	<b>-148</b>	<b>-146</b>	<b>-58</b>	<b>-66</b>	<b>-122</b>	<b>-147</b>	<b>-122</b>	<b>-116</b>	<b>-53</b>	<b>-146</b>
TR	-94	-101	-132	-135	-96	-94	-122	-132	-119	-121	-94	-132
Líneas	-13	-31	-42	-44	-1	-2	-10	-41	-20	-20	1	-38
Carga	-65	-65	-102	-102	-65	-65	-102	-102	-102	-102	-65	-102
Intercambio	107	109	128	136	104	96	112	128	120	127	106	126
<b>ACT_CS_Concepción154</b>												
<b>RCT</b>	<b>90</b>	<b>91</b>	<b>126</b>	<b>128</b>	<b>55</b>	<b>90</b>	<b>121</b>	<b>126</b>	<b>145</b>	<b>134</b>	<b>89</b>	<b>126</b>
Capacitor	82	81	114	114	47	83	110	116	124	115	85	115
Generador	8	10	12	15	8	8	11	10	22	20	4	11
<b>Demanda</b>	<b>-90</b>	<b>-91</b>	<b>-126</b>	<b>-128</b>	<b>-55</b>	<b>-90</b>	<b>-121</b>	<b>-126</b>	<b>-145</b>	<b>-134</b>	<b>-89</b>	<b>-126</b>
TR	-34	-34	-68	-68	-32	-33	-67	-66	-112	-111	-33	-67
Líneas	9	9	0	0	9	9	1	1	-13	-12	10	1
Carga	-62	-62	-84	-84	-62	-62	-84	-84	-84	-84	-62	-84
Intercambio	-4	-4	24	23	30	-4	28	23	63	73	-4	24

\*positivo: inyecta potencia reactiva

\*negativo: absorbe potencia reactiva

Tabla 7-3: Resumen RCT por escenario, hidrología y sub-ACT | Centro-Sur.





A partir de los análisis del Centro se encuentra que los RCT de las sub-ACT Itahue 154kV y Concepción 154kV tienen una tendencia a inyectar potencia reactiva, mientras que los RCT de la sub-ACT Troncal varían su aporte de potencia reactiva dependiendo principalmente de las condiciones de demanda y el tipo de hidrología.

Al analizar por separado las sub-ACT, se encuentra lo siguiente:

- **Troncal:** En general, los RCT tienen tendencia a absorber potencia reactiva en condiciones de hidrología seca, mientras que en hidrología húmeda se observa que en demanda baja estos absorben potencia reactiva y en demanda alta inyectan potencia reactiva. Se encuentra que las líneas de transmisión de 500kV y 220kV generan un importante monto de potencia reactiva que sirve para compensar las pérdidas en los transformadores de poder del sistema de transmisión troncal del ACT Centro/Sur. Respecto a la carga conectada al sistema troncal, se encuentra que la demanda suministrada directamente desde el sistema troncal es baja en comparación con las pérdidas en transformadores. Si bien no se observa una variación importante en la demanda de potencia reactiva de las conectadas al troncal al pasar de demanda baja a demanda alta, se encuentra un aumento importante en el aporte de los RCT debido al aumento de las transferencias por las líneas de transmisión en condiciones de demanda alta respecto a demanda baja. Esto produce una menor generación de potencia reactiva en las líneas y mayores pérdidas en los transformadores de poder del sistema troncal.
- Los principales RCT de esta zona son unidades sincrónicas y capacitores shunt. Puede verse de la tabla anterior, que en condiciones de hidrología húmeda con máximas transferencias SUR→NORTE (CT09 y CT10) se encuentran las condiciones que producen los mayores requerimientos de potencia reactiva capacitiva del sistema troncal. Del mismo modo puede verse que, en condiciones de hidrología seca con mínima generación sincrónica en la zona (CT06 y CT11) se encuentran las condiciones que producen los mayores requerimientos de potencia reactiva inductiva del sistema troncal debido a que la generación de potencia reactiva de las líneas de transmisión de la zona es máxima (bajas transferencias de potencia en la zona).
- **Itahue 154kV:** Se observa que esta zona tiene un nivel de demanda de potencia reactiva capacitiva que es suplido con RCT de la zona (generación sincrónica y capacitores) y con importaciones desde el troncal. A diferencia de la zona troncal, las líneas de 154kV de la red de Itahue 154kV absorben potencia reactiva, lo cual hace que esta zona sea deficitaria de potencia reactiva capacitiva. En condiciones de demanda alta, el consumo de potencia reactiva se duplica, lo cual es compensado con mayor generación de potencia reactiva de unidades sincrónicas en la zona.
- Los principales RCT de esta zona son capacitores shunt y unidades sincrónicas.
- **Concepción 154kV:** Los RCT de esta zona inyectan potencia reactiva en todos los escenarios estudiados. A diferencia de la zona troncal, las líneas de 154kV de la red de Concepción generan poca potencia reactiva o incluso pueden absorber, lo que sumado a las pérdidas de potencia reactiva en los transformadores hace que esta zona sea deficitaria de potencia reactiva capacitiva.



En condiciones de demanda alta, el aumento de la potencia reactiva demandada es compensada con mayor generación de potencia reactiva de unidades sincrónicas en la zona.

- Los principales RCT de esta zona son capacitores shunt y unidades sincrónicas.

En función de lo anterior, se encuentra que las sub-ACT de Itahue 154kV y Concepción 154kV son demandantes de potencia reactiva capacitiva que es suplida principalmente por generación de potencia reactiva local proveniente de unidades sincrónicas y capacitores shunt y, en menor medida, con importaciones de potencia reactiva desde el troncal. Respecto al troncal se encuentra que la demanda de potencia reactiva depende fuertemente de las transferencias que exista por las líneas de 500kV y 220kV, encontrándose que en hidrología húmeda se tienen mayores transferencias por lo que los RCT inyectan potencia reactiva mientras que en hidrología seca las transferencias son menores por lo que los RCT de la zona absorben potencia reactiva.

En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Centro/Sur para las condiciones de operación de los escenarios específicos, divididos en Itahue 154kV, Concepción 154kV, Troncal y Total (Itahue 154kV, Concepción 154kV y Troncal).

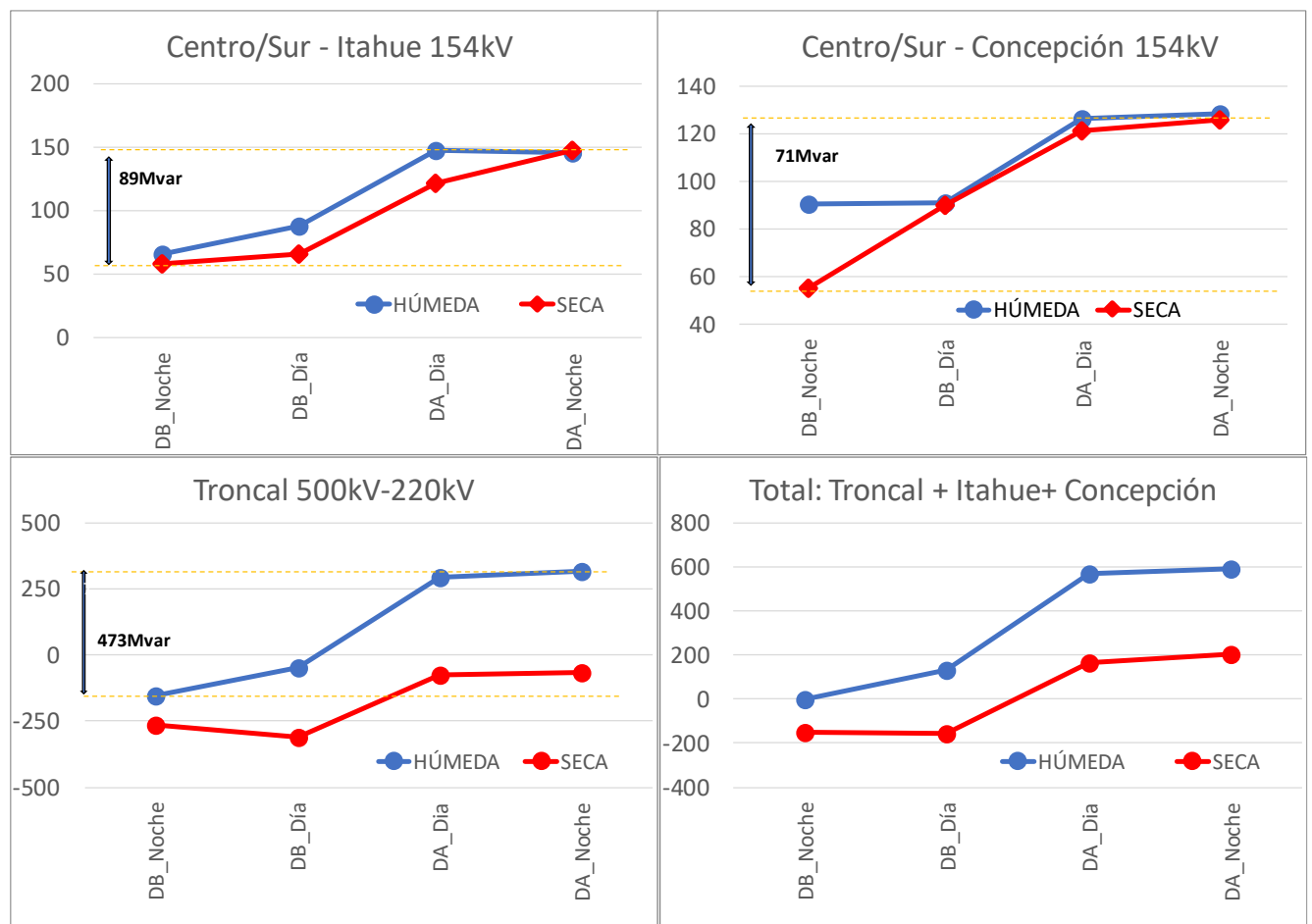


Figura 7-5: RPR por sub-ACT | Centro/Sur.

De la figura anterior puede verse que la condición hidrológica afecta principalmente la generación de potencia reactiva de los RCT del troncal debido a los cambios en las transferencias por las líneas de 500kV y



220kV. Además, puede verse que las mayores variaciones en los requerimientos de potencia reactiva ocurren en las transiciones de demanda baja a demanda alta.

En consideración de todo lo anterior, en la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
<b>Centro/Sur</b>	Troncal	-311	638
	Itahue 154kV	53	148
	Concepción 154kV	55	145

Tabla 7-4: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

### Transiciones intrahorarias

Tomando como punto de partida los escenarios de operación representativos de las diferentes condiciones de operación del sistema, se analiza en este apartado los requerimientos de reserva de potencia reactiva necesarios para afrontar las transiciones en la zona de estudio. En esta zona se encuentra que los mayores variaciones de los requerimientos de potencia reactiva están asociados a las variaciones de demanda, independientes de las condiciones de operación DIA/NOCHE.

A continuación se analizan las variaciones de los requerimientos de potencia reactiva en un rango de 15 minutos bajo estas condiciones, mediante flujos de potencia que contemplan variaciones de demanda sobre los escenarios de estudio:

- CT02: Se analiza la transición del incremento de demanda diurno desde este escenario.
- CT03: Se analiza la transición del incremento de demanda diurno hasta este escenario.
- CT09: Se analiza la transición del incremento de demanda diurno hasta este escenario.
- CT04: Se analiza la transición de la reducción de la demanda nocturna desde este escenario.
- CT01: Se analiza la transición de la reducción de la demanda nocturna hacia este escenario.



		Escenarios Específicos														
Hidrología→	HÚMEDA			HÚMEDA			HÚMEDA			HÚMEDA			HÚMEDA			
Escenarios→	CT02			CT03			CT09			CT04			CT01			
ΔERNC	nula			nula			nula			nula			nula			
Δdemanda	+			+			+			-			-			
Sub-AC T ↓ RCT↓	DB_Día t0	DB_Día t0+15'	Delta	DA_Día t0	DA_Día t0+15'	Delta	DA_Día t0	DA_Día t0+15'	Delta	DA_Noc t0	DA_Noc t0+15'	Delta	DB_Noc t0	DB_Noc t0+15'	Delta	
<b>ACT-CS_Troncal</b>																
<b>RCT</b>	<b>-45</b>	<b>33</b>	<b>78</b>	<b>224</b>	<b>293</b>	<b>70</b>	<b>557</b>	<b>638</b>	<b>81</b>	<b>317</b>	<b>275</b>	<b>-42</b>	<b>-8</b>	<b>-155</b>	<b>-147</b>	
Capacitor	32	31		187	184		320	316		133	134		31	32		
ERNC	-5	-5		0	0		10	10		0	0					
Generador	5	84		115	187		227	312		264	220		38	-109		
Reactor	-77	-77		-78	-78					-79	-79		-77	-78		
<b>Demanda</b>	<b>45</b>	<b>-33</b>		<b>-224</b>	<b>-293</b>		<b>-557</b>	<b>-638</b>		<b>-317</b>	<b>-275</b>		<b>8</b>	<b>155</b>		
TR	-380	-411		-445	-472		-614	-649		-494	-492		-399	-337		
Líneas	464	416		310	271		71	19		280	294		380	512		
Carga	-90	-95		-121	-125		-121	-125		-125	-121		-94	-90		
Intercambio	51	57		33	32		107	117		21	43		122	70		
<b>ACT-CS_Itahue154</b>																
<b>RCT</b>	<b>88</b>	<b>97</b>	<b>9</b>	<b>137</b>	<b>148</b>	<b>11</b>	<b>110</b>	<b>122</b>	<b>12</b>	<b>146</b>	<b>137</b>	<b>-8</b>	<b>77</b>	<b>66</b>	<b>-11</b>	
Capacitor	61	60		63	62		60	59		63	63		61	61		
Generador	28	37		74	85		50	63		83	74		16	5		
<b>Demanda</b>	<b>-88</b>	<b>-97</b>		<b>-137</b>	<b>-148</b>		<b>-110</b>	<b>-122</b>		<b>-146</b>	<b>-137</b>		<b>-77</b>	<b>-66</b>		
TR	-101	-102		-128	-132		-115	-119		-135	-131		-95	-94		
Líneas	-31	-31		-39	-42		-16	-20		-44	-43		-15	-13		
Carga	-65	-68		-99	-102		-99	-102		-102	-99		-68	-65		
Intercambio	109	104		129	128		120	120		136	135		101	107		
<b>ACT-CS_Concepción154</b>																
<b>RCT</b>	<b>91</b>	<b>92</b>	<b>1</b>	<b>126</b>	<b>126</b>	<b>0</b>	<b>135</b>	<b>145</b>	<b>11</b>	<b>128</b>	<b>128</b>	<b>0</b>	<b>92</b>	<b>90</b>	<b>-1</b>	
Capacitor	81	80		116	114		125	124		114	116		80	82		
Generador	10	12		10	12		9	22		15	13		12	8		
<b>Demanda</b>	<b>-91</b>	<b>-92</b>		<b>-126</b>	<b>-126</b>		<b>-135</b>	<b>-145</b>		<b>-128</b>	<b>-128</b>		<b>-92</b>	<b>-90</b>		
TR	-34	-37		-63	-68		-108	-112		-68	-64		-37	-34		
Líneas	9	8		2	0		-11	-13		0	1		8	9		
Carga	-62	-65		-81	-84		-81	-84		-84	-81		-65	-62		
Intercambio	-4	2		16	24		65	63		23	15		1	-4		

Figura 7-6. Análisis de reservas para transiciones

Se observa un requerimiento de reservas para transiciones en el ACT asociadas a las variaciones de demanda del sistema de:

- Troncal: 81MVAR capacitivos y 147MVAR inductivos
- Itahue 154kV: 12MVAR capacitivos y 11MVAR inductivos
- Concepción: 11MVAR capacitivos.



## Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del sistema post-contingencia.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para las contingencias más exigentes, como el total para el Centro-Sur y parciales para las zonas Troncal, Itahue 154kV y Concepción 154kV.

### Circuitos de 500kV

Hidrología →		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día Max_N-S	DA_Noche Max_N-S	DB_Día N-2	DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-107	23	185	258	-177	-208	-61	-109	265	307	-170	-52
	Q Itahue	5	29	85	83	-3	4	63	88	60	51	-9	88
	Q Conce	8	10	12	15	8	8	11	9	18	17	4	11
	Q Total	-94	62	283	355	-172	-196	13	-11	343	374	-175	47
Alto Jahuel - Ancoa 500kV	Q Troncal	-88	43	206	279	-168	-197	-49	-94	302	346	-162	-39
	Q Itahue	8	33	89	86	-1	7	65	91	66	58	-6	90
	Q Conce	9	10	13	15	9	8	11	10	22	21	4	12
	Q Total	-71	87	308	380	-160	-182	28	7	390	424	-164	63
	ΔQ Troncal	19	20	21	21	9	11	12	15	37	39	8	13
	ΔQ Itahue	3	4	4	4	3	3	3	3	7	7	3	2
	ΔQ Conce	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4	0	0
ΔQ Total	23	25	25	25	11	14	15	18	47	50	11	16	
Ancoa - Charrúa 500kV	Q Troncal	-87	44	208	280	-162	-193	-46	-93	321	367	-158	-36
	Q Itahue	6	31	87	84	-2	6	64	90	65	56	-7	89
	Q Conce	9	11	13	15	9	8	12	10	24	23	4	12
	Q Total	-72	86	308	380	-155	-179	30	6	410	446	-161	66
	ΔQ Troncal	19	21	23	23	15	15	15	16	56	60	12	17
	ΔQ Itahue	1	2	2	1	2	1	1	1	5	6	2	1
	ΔQ Conce	0	0	1	1	0	0	0	0	6	6	1	1
ΔQ Total	21	23	25	25	16	17	17	17	67	72	14	19	
Ancoa - Entre Ríos 500kV	Q Troncal	-58	75	242	315	-139	-168	-19	-64	359	405	-138	-10
	Q Itahue	9	34	90	87	1	9	67	92	67	59	-3	92
	Q Conce	10	11	14	16	9	9	12	11	29	29	5	13
	Q Total	-39	120	346	417	-128	-151	60	39	455	492	-136	95
	ΔQ Troncal	49	52	57	57	38	40	42	45	93	98	32	43
	ΔQ Itahue	4	5	5	4	5	5	5	4	8	8	6	4
	ΔQ Conce	1	1	1	1	1	1	1	1	11	11	1	1
ΔQ Total	54	58	63	62	44	45	48	49	112	118	39	48	
Entre Ríos - Charrúa 500kV	Q Troncal	-143	-14	145	216	-208	-241	-96	-147	227	269	-197	-87
	Q Itahue	2	25	82	80	-7	1	59	85	57	48	-13	85
	Q Conce	8	9	11	14	7	7	10	8	14	13	3	10
	Q Total	-134	21	239	309	-208	-233	-27	-53	298	329	-208	8
	ΔQ Troncal	-36	-37	-40	-42	-31	-32	-35	-38	-38	-38	-27	-35
	ΔQ Itahue	-3	-3	-3	-3	-4	-4	-4	-3	-3	-3	-4	-3
	ΔQ Conce	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-4	-4	-1	-1
ΔQ Total	-41	-41	-44	-45	-36	-37	-40	-42	-45	-46	-33	-39	

Tabla 7-5: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro/Sur | Desc. circuitos 500kV.



Como puede verse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 500kV, en general demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva, con la excepción de los circuitos Charrúa – Entre Ríos (presentan reactores de línea diseñados para la operación previo al seccionamiento del enlace en la S/E Entre Ríos), los cuales requieren potencia reactiva inductiva. De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Centro-Sur, en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N, son:

- Desconexión de un circuito de la línea Entre Ríos - Ancoa 500kV: **118MVar capacitivos**.
- Desconexión de un circuito de la línea Charrúa – Entre Ríos 500kV: **46MVar inductivos**.

### Circuitos de 220kV

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario → Condición   sub-ACT	CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12	
	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día Max_N-S	DA_Noche Max_N-S	DB_Día N-2	DA_Noche N-2	
Red N	Q Troncal	-107	23	185	258	-177	-208	-61	-109	265	307	-170	-52
	Q Itahue	5	29	85	83	-3	4	63	88	60	51	-9	88
	Q Conce	8	10	12	15	8	8	11	9	18	17	4	11
	Q Total	-94	62	283	355	-172	-196	13	-11	343	374	-175	47
Charrúa - Lagunillas 220 kV	Q Troncal	-88	42	222	295	-162	-193	-31	-78	262	302	-157	-24
	Q Itahue	6	30	87	84	-2	5	64	90	60	51	-7	89
	Q Conce	12	13	19	21	12	11	18	16	35	37	7	18
	Q Total	-71	85	328	401	-152	-177	51	27	357	389	-157	84
	ΔQ Troncal	18	18	37	38	15	15	30	30	-3	-5	13	29
	ΔQ Itahue	1	1	2	1	1	1	2	1	0	0	2	2
	ΔQ Conce	3	3	6	7	4	3	7	6	17	19	3	7
	ΔQ Total	22	23	45	46	19	19	38	38	14	14	18	37
Charrúa - Concepción 220 kV	Q Troncal	-83	47	235	311	-158	-188	-20	-67	281	321	-153	-12
	Q Itahue	6	30	88	85	-2	6	65	90	60	51	-7	90
	Q Conce	12	13	18	22	13	11	18	16	35	36	7	19
	Q Total	-65	91	342	417	-148	-172	63	39	376	408	-154	97
	ΔQ Troncal	24	24	50	53	19	20	41	42	16	14	16	40
	ΔQ Itahue	1	1	2	2	1	1	2	2	1	1	2	2
	ΔQ Conce	3	3	6	7	4	3	7	6	17	18	3	7
	ΔQ Total	28	29	59	62	24	24	51	50	33	33	21	49
Charrúa - Hualpen 220 kV	Q Troncal	-87	44	222	295	-160	-191	-31	-78	271	311	-156	-23
	Q Itahue	6	30	87	84	-2	5	64	90	60	51	-7	89
	Q Conce	11	13	18	20	12	11	17	15	31	32	7	17
	Q Total	-70	87	327	400	-151	-175	50	27	361	393	-156	84
	ΔQ Troncal	20	20	37	38	16	17	30	31	5	4	14	29
	ΔQ Itahue	1	1	2	1	1	1	2	1	0	0	2	2
	ΔQ Conce	3	3	5	6	4	3	6	5	13	15	3	6
	ΔQ Total	24	24	44	45	21	21	38	38	18	19	19	36

Tabla 7-6: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. circuitos 220kV.

De estas contingencias, la que exige más los RCT del Centro-Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), es la desconexión circuito de línea Charrúa-Concepción 220kV: **62MVar capacitivos**.



**Circuitos de 154kV**

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12
Condición / sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día Max_N-S	DA_Noche Max_N-S	DB_Día N-2	DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-107	23	185	258	-177	-208	-61	-109	265	307	-170	-52
	Q Itahue	5	29	85	83	-3	4	63	88	60	51	-9	88
	Q Conce	8	10	12	15	8	8	11	9	18	17	4	11
	Q Total	-94	62	283	355	-172	-196	13	-11	343	374	-175	47
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	Q Troncal	-93	40	197	NC	-170	-198	NC	-98	275	NC	-163	-43
	Q Itahue	29	54	116	NC	21	28	NC	121	87	NC	16	120
	Q Conce	9	10	13	NC	9	8	NC	10	19	NC	4	12
	Q Total	-56	105	326	NC	-141	-162	NC	33	381	NC	-143	89
	ΔQ Troncal	14	17	12	NC	7	10	NC	11	10	NC	6	9
	ΔQ Itahue	24	26	31	NC	24	24	NC	33	27	NC	25	32
	ΔQ Conce	0	0	0	NC	0	0	NC	0	1	NC	0	0
	ΔQ Total	38	43	43	NC	31	34	NC	44	38	NC	32	42
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	Q Troncal	-153	-29	70	145	-202	-239	-132	-187	182	225	-193	-126
	Q Itahue	3	26	81	79	-5	2	59	84	57	48	-12	83
	Q Conce	5	7	5	7	5	5	4	3	-11	-12	0	4
	Q Total	-145	5	155	231	-201	-233	-70	-100	228	262	-204	-39
	ΔQ Troncal	-46	-52	-116	-113	-25	-31	-71	-78	-83	-81	-23	-74
	ΔQ Itahue	-2	-2	-5	-4	-1	-2	-4	-4	-3	-2	-3	-5
	ΔQ Conce	-3	-3	-7	-7	-3	-3	-7	-7	-29	-29	-3	-7
	ΔQ Total	-51	-58	-127	-124	-29	-37	-83	-89	-115	-113	-29	-86

Tabla 7-7: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. circuitos 154kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 154kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro-Sur a excepción de la desconexión de la línea Concepción – Alonso de Rivera 154kV (produce la desvinculación de los consumos: Ejercito, Chiguayante, Colo-Colo, Perales, Lirquén, Indura que suman 156MW). De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Centro/Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), son:

- Desconexión línea Alto Jahuel – Punta Cortés 154kV (red Itahue 154kV): **44MVAR capacitivos**
- Desconexión línea Concepción – Alonso de Ribera 154kV (red Concepción 154kV): **127MVAR inductivos**.





**Reactores/capacitores shunt**

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-107	23	185	258	-177	-208	-61	-109	265	307	-170	-52
	Q Itahue	5	29	85	83	-3	4	63	88	60	51	-9	88
	Q Conce	8	10	12	15	8	8	11	9	18	17	4	11
	Q Total	-94	62	283	355	-172	-196	13	-11	343	374	-175	47
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVar	Q Troncal	-154	-25	136	203	-212	-250	-104	-162	FS	FS	-203	-102
	Q Itahue	-3	21	77	76	-13	-4	54	82	FS	FS	-19	81
	Q Conce	8	10	12	14	8	7	10	9	FS	FS	3	11
	Q Total	-149	6	225	293	-217	-247	-40	-71	FS	FS	-219	-10
	ΔQ Troncal	-47	-48	-49	-54	-35	-42	-43	-53	FS	FS	-33	-50
	ΔQ Itahue	-8	-8	-8	-7	-10	-9	-9	-6	FS	FS	-10	-7
	ΔQ Conce	0	-1	-1	0	-1	-1	-1	0	FS	FS	-1	-1
	ΔQ Total	-56	-56	-58	-62	-46	-51	-52	-60	FS	FS	-44	-57
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVar - Barra 2	Q Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	310	352	FS	FS
	Q Itahue	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	67	58	FS	FS
	Q Conce	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	21	20	FS	FS
	Q Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	397	429	FS	FS
	ΔQ Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	45	45	FS	FS
	ΔQ Itahue	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	7	7	FS	FS
	ΔQ Conce	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	2	2	FS	FS
	ΔQ Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	54	55	FS	FS
CCEE Charrúa 220 kV 1x65 MVar	Q Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	320	362	FS	FS
	Q Itahue	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	62	53	FS	FS
	Q Conce	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	26	25	FS	FS
	Q Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	408	440	FS	FS
	ΔQ Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	55	55	FS	FS
	ΔQ Itahue	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	2	2	FS	FS
	ΔQ Conce	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	8	8	FS	FS
	ΔQ Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	65	65	FS	FS

Tabla 7-8: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Reactores y capacitores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un reactor de barra de 220kV (Ancoa) demanda hasta **62MVar de potencia reactiva inductiva** de los RCT del Centro-Sur (reactor Ancoa 220kV 65MVar); mientras que la desconexión del capacitor de Charrúa demanda hasta **65MVar de potencia reactiva capacitiva**.



### Transformadores

Hidrología →		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-107	23	185	258	-177	-208	-61	-109	265	307	-170	-52
	Q Itahue	5	29	85	83	-3	4	63	88	60	51	-9	88
	Q Conce	8	10	12	15	8	8	11	9	18	17	4	11
	Q Total	-94	62	283	355	-172	-196	13	-11	343	374	-175	47
A.Jahuel 500/220/66kV- 750 MVA T5	Q Troncal	-107	18	197	269	-185	-213	-52	-101	308	348	-175	-45
	Q Itahue	9	32	90	87	-2	6	67	92	71	61	-7	92
	Q Conce	8	10	13	15	8	8	11	10	22	21	4	12
	Q Total	-90	60	299	370	-178	-199	26	1	401	431	-179	58
	ΔQ Troncal	0	-5	12	11	-8	-5	9	8	43	42	-6	7
	ΔQ Itahue	4	3	4	4	2	2	4	4	11	10	2	4
	ΔQ Conce	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0
	ΔQ Total	3	-2	17	15	-7	-3	13	12	58	56	-4	10
Ancoa T2 525/220kV_7 50 MVA	Q Troncal	-73	52	209	295	-172	-193	-49	-63	274	315	-163	-16
	Q Itahue	17	40	95	93	2	12	70	98	64	55	-3	96
	Q Conce	8	10	12	14	8	7	11	9	18	17	3	11
	Q Total	-49	102	316	402	-162	-174	32	44	356	386	-162	91
	ΔQ Troncal	33	29	24	37	4	15	12	45	9	8	7	36
	ΔQ Itahue	12	11	10	11	5	7	7	10	4	4	6	9
	ΔQ Conce	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	0	0	-1
	ΔQ Total	45	39	33	47	9	22	19	55	13	12	13	44
Charrua 500/220/66k V-750 MVA T5	Q Troncal	-96	36	199	269	-170	-202	-58	-107	308	353	-166	-50
	Q Itahue	4	28	85	82	-4	4	62	88	61	52	-9	88
	Q Conce	9	11	13	15	9	8	11	10	24	24	4	12
	Q Total	-83	75	297	366	-165	-191	16	-9	393	429	-172	49
	ΔQ Troncal	11	13	14	12	7	6	3	2	43	46	3	2
	ΔQ Itahue	-1	-1	0	0	-1	-1	0	0	1	1	0	0
	ΔQ Conce	0	1	0	0	0	0	0	0	6	7	0	0
	ΔQ Total	10	13	14	12	6	5	3	2	50	55	3	2

Tabla 7-9: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. transformadores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un transformador de 500/220kV demandan requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro-Sur. En particular, los que provocan los mayores requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Centro-Sur son:

- Desconexión del ATR Alto Jahuel 500/220kV: **58MVar capacitivos.**
- Desconexión del ATR Ancoa 500/220kV: **55MVar capacitivos.**
- Desconexión del ATR Charrúa 500/220kV: **55MVar capacitivos.**



**Generadores**

Hidrología →		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-107	23	185	258	-177	-208	-61	-109	265	307	-170	-52
	Q Itahue	5	29	85	83	-3	4	63	88	60	51	-9	88
	Q Conce	8	10	12	15	8	8	11	9	18	17	4	11
	Q Total	-94	62	283	355	-172	-196	13	-11	343	374	-175	47
Curillinque	Q Troncal	-95	33	208	273	-181	-207	-58	-112	296	337	-175	-55
	Q Itahue	-16	8	67	64	-21	-11	48	70	43	35	-20	69
	Q Conce	9	10	13	15	8	8	11	9	21	20	4	11
	Q Total	-102	52	287	353	-194	-210	1	-33	360	392	-191	26
	ΔQ Troncal	12	10	23	16	-5	1	3	-3	31	31	-5	-2
	ΔQ Itahue	-17	-13	-11	-11	-12	-13	-10	-11	-10	-10	-10	-11
	ΔQ Conce	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0
	ΔQ Total	-5	-3	13	5	-17	-12	-7	-15	23	23	-15	-14
Ralco U1	Q Troncal	-71	FS	45	127	FS	FS	FS	FS	110	136	FS	FS
	Q Itahue	5	FS	80	78	FS	FS	FS	FS	51	42	FS	FS
	Q Conce	8	FS	10	12	FS	FS	FS	FS	2	0	FS	FS
	Q Total	-58	FS	134	217	FS	FS	FS	FS	163	178	FS	FS
	ΔQ Troncal	19	FS	-119	-102	FS	FS	FS	FS	-135	-140	FS	FS
	ΔQ Itahue	0	FS	-6	-4	FS	FS	FS	FS	-8	-9	FS	FS
	ΔQ Conce	0	FS	-3	-2	FS	FS	FS	FS	-16	-17	FS	FS
	ΔQ Total	19	FS	-128	-109	FS	FS	FS	FS	-160	-166	FS	FS
Nehuenco U2 TG+TV	Q Troncal	126	38	198	274	-167	-200	-48	-18	328	349	-161	-43
	Q Itahue	16	33	87	85	-2	7	65	97	65	55	-7	89
	Q Conce	12	11	13	15	9	8	11	10	23	21	4	12
	Q Total	154	82	298	373	-160	-185	29	90	417	424	-164	57
	ΔQ Troncal	233	14	13	16	10	8	14	91	63	42	8	9
	ΔQ Itahue	11	5	2	2	2	2	2	9	6	4	2	1
	ΔQ Conce	4	0	0	0	0	0	0	1	5	4	0	0
	ΔQ Total	247	19	15	18	12	11	16	101	74	49	11	10

Tabla 7-10: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. generación sincr.

De la tabla anterior se encuentra que los mayores requerimientos de potencia reactiva inductiva se encuentran tras la desconexión de Ralco U1: **166MVar inductivos**. Además, puede verse que la desconexión del ciclo combinado Neuenco U2 TG+TV produce requerimientos de potencia reactiva **capacitiva: 247MVar**.



### Consumos

Hidrología →		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-107	23	185	258	-177	-208	-61	-109	265	307	-170	-52
	Q Itahue	5	29	85	83	-3	4	63	88	60	51	-9	88
	Q Conce	8	10	12	15	8	8	11	9	18	17	4	11
	Q Total	-94	62	283	355	-172	-196	13	-11	343	374	-175	47
I. Minera Valle Central 4.16 kV 1	Q Troncal	-118	9	168	242	-179	-214	-68	-116	243	284	-173	-58
	Q Itahue	-3	20	76	73	-11	-4	53	79	49	41	-17	79
	Q Conce	8	10	12	14	8	8	11	9	16	15	4	11
	Q Total	-113	39	256	330	-182	-210	-3	-28	309	340	-186	31
	ΔQ Troncal	-12	-14	-17	-16	-3	-6	-7	-7	-22	-22	-3	-6
	ΔQ Itahue	-8	-8	-10	-9	-7	-8	-9	-9	-10	-10	-8	-9
	ΔQ Conce	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-2	0	0
	ΔQ Total	-20	-23	-27	-25	-10	-14	-16	-17	-34	-34	-11	-16
I. Oxy + Eka Nobel + Petrodow 154 kV	Q Troncal	-140	-14	138	212	-196	-231	-91	-141	233	275	-187	-83
	Q Itahue	3	27	84	81	-4	3	61	87	59	50	-11	86
	Q Conce	5	7	9	11	6	5	8	6	5	4	1	8
	Q Total	-132	20	230	304	-194	-224	-22	-48	297	329	-198	11
	ΔQ Troncal	-34	-38	-47	-46	-19	-23	-30	-32	-32	-31	-18	-30
	ΔQ Itahue	-1	-2	-2	-2	-1	-2	-2	-2	-1	-1	-2	-2
	ΔQ Conce	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-13	-13	-3	-3
	ΔQ Total	-38	-42	-52	-51	-23	-28	-35	-37	-46	-45	-23	-36

Tabla 7-11: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro/Sur | Desc. consumos.

De la tabla anterior se encuentra que desconexión de consumos demanda requerimientos de potencia reactiva inductiva. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión de los consumos industriales de I. Oxy + Eka Noble + Petrodow de la red de Concepción 154kV: **52MVAR inductivos**.

### Máximos del ACT

A continuación se muestran las contingencias que derivan en los máximos requerimientos capacitivos e inductivos del ACT y de cada sub-ACT.

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVAR]	Contingencia
Centro/ Sur	Total	Capacitiva	<b>247</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-166</b>	Ralco U1
	Troncal	Capacitiva	<b>233</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-140</b>	Ralco U1
	Itahue	Capacitiva	<b>33</b>	Tuniche - Punta Cortes 154kV C1
		Inductiva	<b>-17</b>	Curilinqué
	Concep	Capacitiva	<b>19</b>	Charrúa - Lagunillas 220kV
		Inductiva	<b>-29</b>	Concepción - Alonso de Ribera 154kV

Tabla 7-12: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro/Sur



## 7.5.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

### Operación normal

En los gráficos a continuación se muestra la sensibilidad ( $dV/dQ$ ) en condiciones de operación normal en las principales barras del área, distinguiéndose las subestaciones del sistema de 500kV y 220kV.

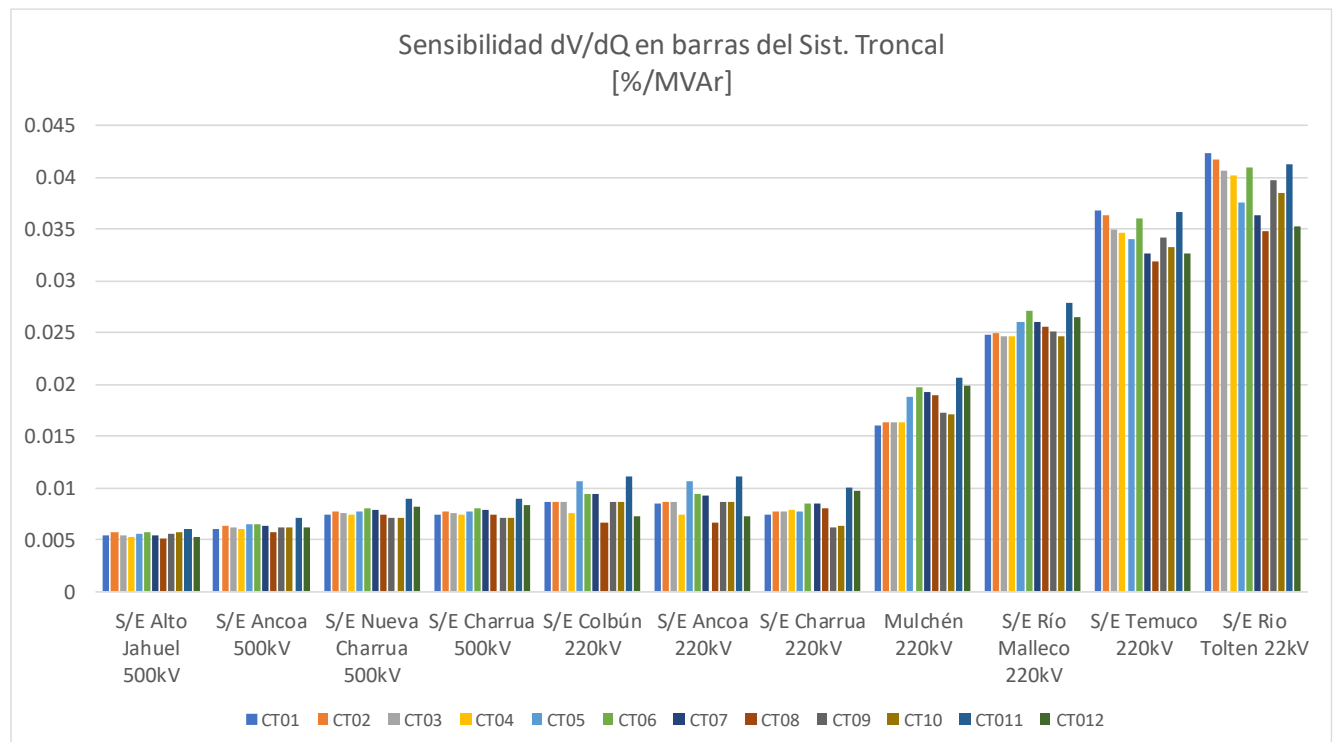


Figura 7-7 Sensibilidades  $dV/dQ$  en principales barras del ACT del Centro-Sur en operación normal

De esta figura se puede observar que el sistema troncal de 500kV y 220kV va disminuyendo su robustez en sentido norte→sur, siendo las barras más sensibles a las variaciones de potencia reactiva aquellas de 220kV que se encuentran más alejadas del sistema de 500kV. A su vez, se observa que el nodo más sensible se corresponde al extremo sur, correspondiente a la S/E Río Tolten 220kV, la cual establece la frontera con el ACT al Sur de Ciruelos.

A su vez, dada la extensión del ACT y las particularidades del mismo, en las siguientes figuras se presentan las sensibilidades  $dV/dQ$  para las sub-áreas correspondientes al sistema de 154kV de la zona Itahue y al sistema zonal de Concepción.

De estas se puede notar que, en la zona de Itahue, los nodos más sensibles se corresponden a las subestaciones Rancagua y Punta Cortés, mientras que las subestaciones que forman el sistema zonal de Concepción presentan resultados uniformes. De esta última, vale destacar que se observa una importante



disminución de la sensibilidad del área de Concepción en los escenarios CT09 y CT10, lo cual se debe exclusivamente al despacho de la unidad 2 de Bocamina, incrementando considerablemente el control de tensión del área.

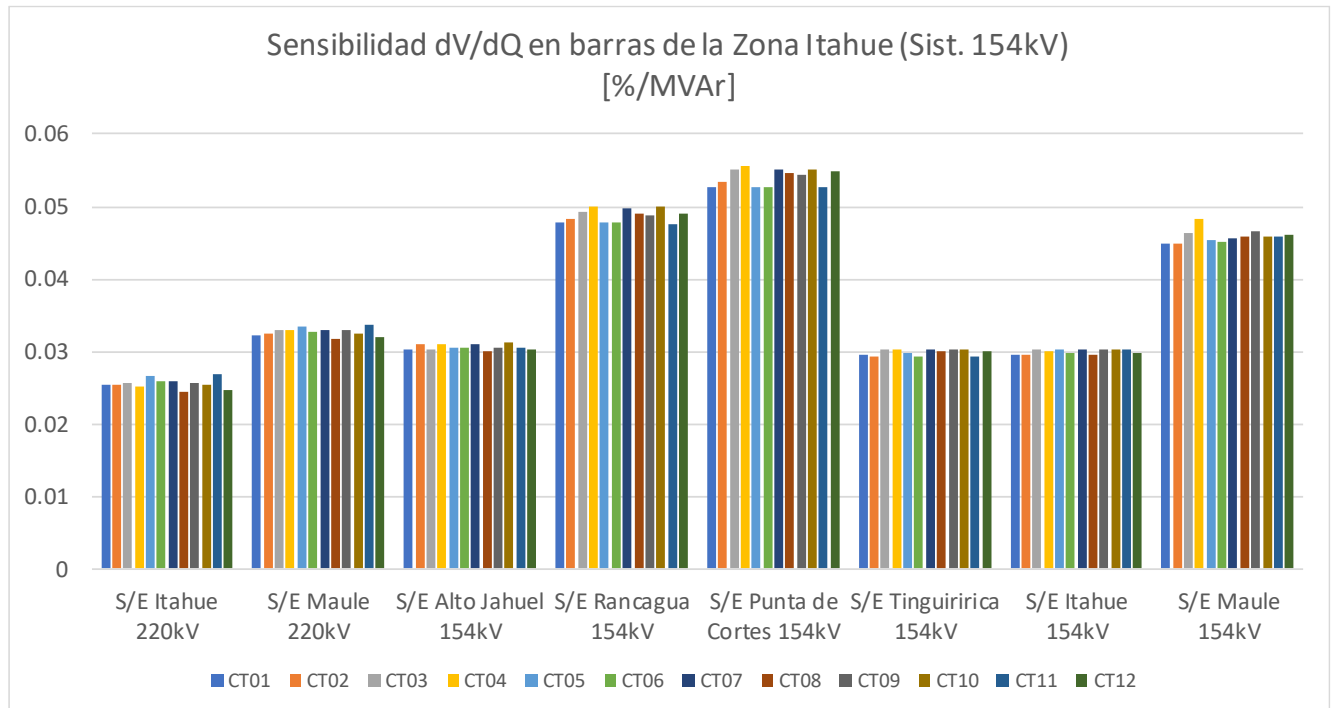


Figura 7-8. Sensibilidades dV/dQ en principales barras del ACT del Centro-Sur – Zona Itahue 154kV

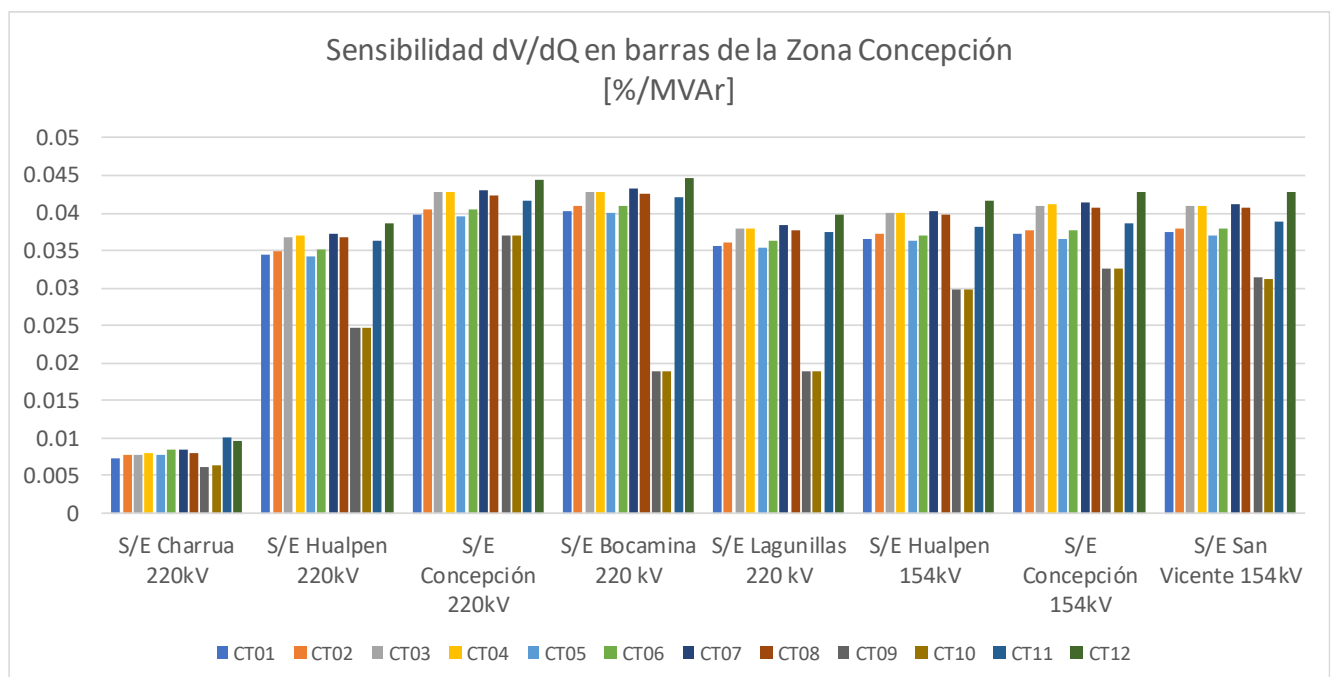


Figura 7-9. Sensibilidades dV/dQ en principales barras del ACT del Centro-Sur – Zona Concepción

Por otra parte, en la figura a continuación se presenta el perfil de tensiones en las principales barras del sistema troncal de 500kV, 220kV y 154kV de la zona centro-sur en condiciones de operación normal.



Figura 7-10. Perfil de tensiones del ACT del Centro-Sur en operación normal.





## Operación post-contingencia

A continuación se presenta el análisis del impacto de las contingencias en el sistema en lo que respecta a tensiones y sensibilidades post-contingencia.

### Variación de la tensión

En las siguientes figuras se presenta el perfil de tensiones en las principales subestaciones del área, mostrando en cada una de estas los máximos y mínimos valores ante cada una de las contingencias, sobre todos los escenarios específicos.

De la misma, se puede apreciar en el sistema de 500kV un perfil de tensión uniforme, con reducidas amplitudes en las variaciones de tensión. Por otra parte, las mayores excursiones de tensión en nodos de 220kV se presentan en la zona de Concepción. A pesar de esto, se observa que, tanto para el sistema de 500kV como de 220kV, todas las tensiones se enmarcan dentro de las bandas establecidas por NTSyCS para la operación en Estado de Emergencia.

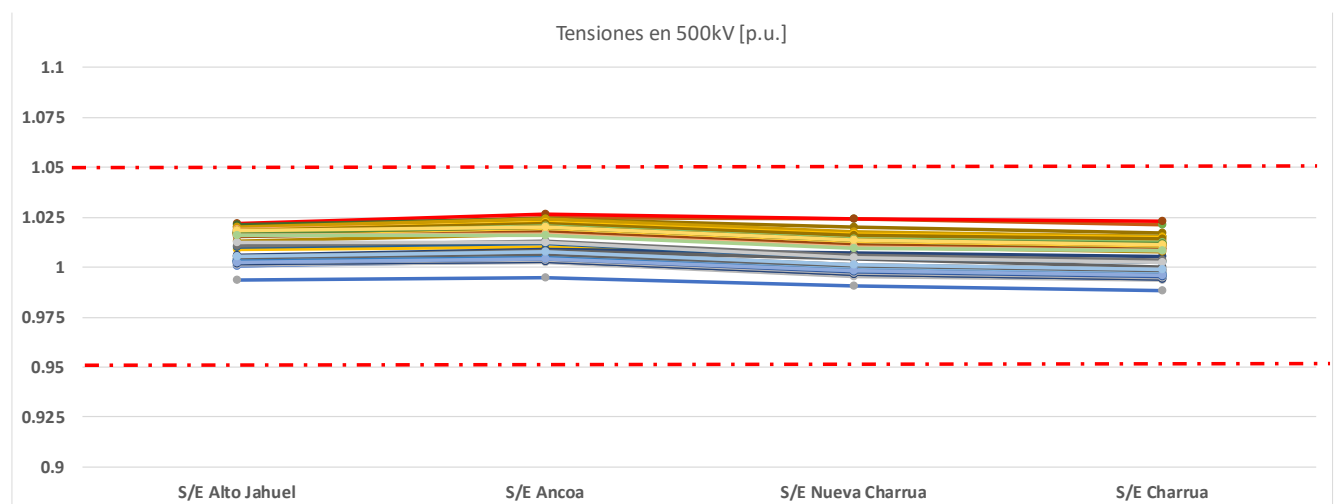


Figura 7-11. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de 500kV del ACT del Centro-Sur

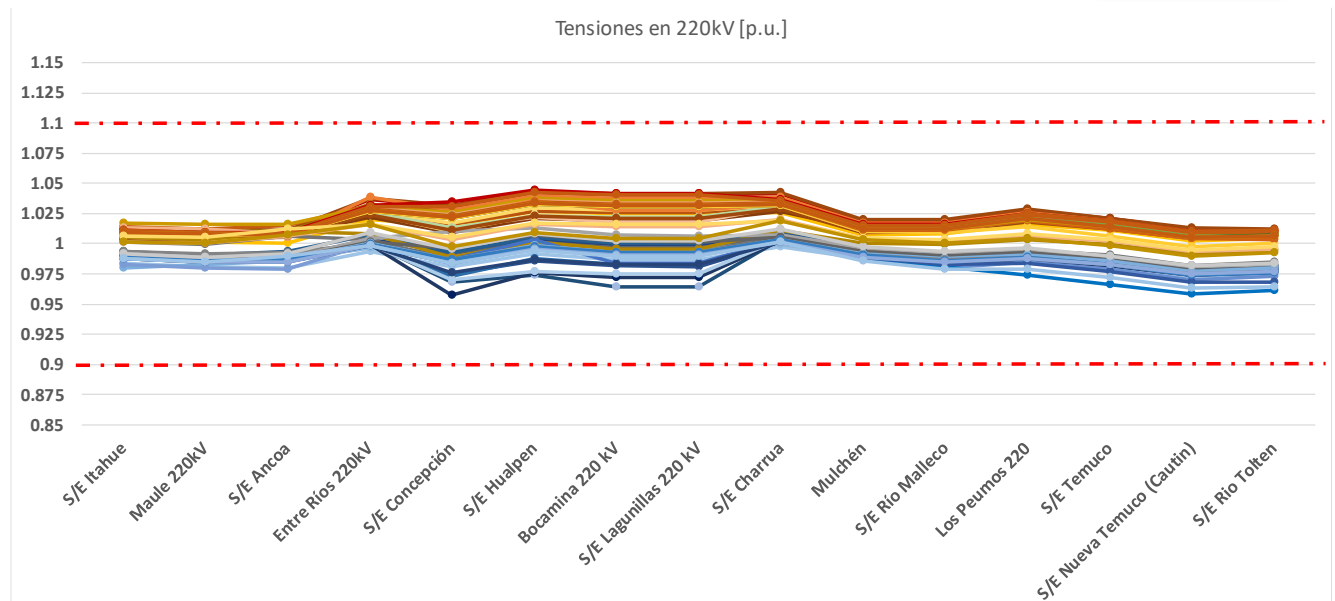


Figura 7-12. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de 220kV del ACT del Centro-Sur

Respecto a las variaciones de tensión calculadas, en la tabla a continuación se muestra el resumen de las máximas variaciones de tensión, tanto positivas como negativas, para un conjunto de barras de interés ante las contingencias evaluadas.

A partir de esta se puede observar que las máximas variaciones se producen en el sistema de transmisión zonal de Concepción, principalmente ante contingencias en el área, lo cual se encuentra directamente relacionado con la mayor sensibilidad de estas a las variaciones de potencia reactiva que resultado del análisis de operación normal. Por otra parte, tanto en el sistema troncal de 500kV y 220kV como en la zona de Itahue, no se observan importantes variaciones en los niveles de tensión, siendo las contingencias más sensibles las correspondientes a desconexiones de líneas de 500kV y/o de unidades de generación.

Las máximas variaciones post-contingencia en las barras del ACT no superan los límites de variación en red N (3% y 5% para 500kV, y 220kV/154kV respectivamente):

- Máximas variaciones en 500kV: +1.8% / -2.3%
- Máximas variaciones en 220kV: +4.1% / -1.9%
- Máximas variaciones en 154kV: +3.6% / -3.4%



Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	S/E Alto Jahuel 500kV	S/E Ancoa 500kV	S/E Nueva Charrúa 500kV	S/E Charrúa 500kV	S/E Colbún 220kV	S/E Ancoa 220kV	S/E Charrúa 220kV	S/E Mulchén 220kV	S/E Río Malleco 220kV	S/E Duqueco 220kV	S/E Temuco 220kV	S/E Río Tolten 220kV	S/E Itahue 220kV	S/E Maule 220kV
	Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	-0,6	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,3
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	-0,4	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	-0,6	-0,8	-1,0	-0,9	-0,5	-0,5	-0,6	-0,5	-0,4	-0,6	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Charrúa - Entre Ríos C1	0,3	0,4	0,6	0,5	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Ancoa - Itahue 220 kV L1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,1	-0,5
Entre Ríos - Charrúa 2x220 C1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Mulchén 220 kV C1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,2	-0,4	-0,4	-0,2	-0,3	-0,3	0,0	0,0
Mulchén - Río Malleco 220kV C2	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,3	-0,7	-0,3	-0,6	-0,5	0,0	0,0
Río Malleco - Cautín 220kV C2	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,7	-0,9	-1,9	-1,7	-0,1	-0,1
Cautín - Río Tolten 220 kV	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,0	0,0
Tap Río Tolten - Ciruelos 220 kV	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,3	-0,5	-0,3	-0,8	-1,1	0,0	0,0
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,3	-0,3
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Charrúa - Concepción 154 kV	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Charrúa - Lagunillas 220 kV	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,1	-0,1	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1
Charrúa - Concepción 220 kV	-0,2	-0,3	-0,4	-0,4	-0,2	-0,2	-0,5	-0,4	-0,4	-0,5	-0,3	-0,3	-0,1	-0,1
Charrúa - Hualpen 220 kV	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,1	-0,1	-0,4	-0,3	-0,3	-0,4	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1
Hualpen - Lagunillas 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	-2,2	1,2	-2,3	1,8	1,3	4,1	1,2	0,6	0,6	0,7	0,5	0,5	1,3	-0,1
Concepción - San Vicente 154 kV L1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Angostura U1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Ralco U1	0,7	0,3	0,3	0,9	0,5	0,5	0,9	0,7	0,7	0,9	0,6	0,6	0,4	0,4
Canutillar U1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,3	-0,6	-0,9	-0,7	-1,3	-1,5	-0,1	-0,1
PetroPower	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,4	-0,3	-0,3	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2
Bocamina U2	0,5	0,6	0,5	0,5	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,4	0,3	0,2	0,3	0,3
La Higuera U1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,1	0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,2	0,2
Confluencia U1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,2	0,2
Curillínque	0,1	0,1	-0,1	-0,1	0,2	0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,5	0,4
Cipreses U1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,2
CC Nehuenco 2	-0,9	-0,9	-1,0	-1,0	-0,6	-0,6	-1,3	-0,9	-0,9	-1,2	-0,9	-0,8	-0,5	-0,5
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVar	0,3	0,4	0,4	0,4	0,9	0,9	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,7	0,7
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVar - Barra 2	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,6	-0,6	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,5	-0,5
CCEE Charrúa 220 kV 1x65 MVar	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,1	-0,1	-0,4	-0,3	-0,3	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1
CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVar	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,1	-0,1	-0,4	-0,3	-0,3	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3
Tr Nueva Charrúa 500/220kV	-0,2	-0,3	-0,5	-0,4	-0,2	-0,2	0,5	0,4	0,4	0,5	0,4	0,3	-0,2	-0,2
Ancoa T2 525/220kV- 750 MVA	0,3	0,4	0,3	0,3	-0,9	-0,9	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	-0,7	-0,7
Charrúa 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1

Tabla 7-13: Mayores variaciones absolutas de tensión en el ACT del Centro Sur – 500kV y 220kV



Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	S/E Alto Jahuel 154kV	S/E Rancagua 154kV	S/E Punta de Cortes 154kV	S/E Tinguiririca 154kV	S/E Itahue 154kV	S/E Maule 154kV	S/E Hualpén 220kV	S/E Concepción 220kV	S/E Bocamina 220 kV	S/E Lagunillas 220 kV	S/E Hualpén 154kV	S/E Concepción 154kV	S/E San Vicente 154kV
	Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,2	-0,3	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Charrúa - Entre Ríos C1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Ancoa - Itahue 220 kV L1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,7	-0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Entre Ríos - Charrúa 2x220 C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Mulchén 220 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Mulchén - Río Malleco 220kV C2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Río Malleco - Cautín 220kV C2	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Cautín - Río Toltén 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Tap Río Toltén - Ciruelos 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	0,1	-3,4	-2,6	-0,8	-0,5	-0,5	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Concepción 154 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,1	-1,4	-1,0	-1,0	-1,4	-1,8	-1,6
Charrúa - Lagunillas 220 kV	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-2,5	-1,9	-3,1	-3,1	-2,5	-2,2	-2,4
Charrúa - Concepción 220 kV	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-2,4	-3,1	-2,3	-2,3	-2,6	-3,2	-2,8
Charrúa - Hualpén 220 kV	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-2,3	-1,7	-2,0	-2,0	-2,1	-1,9	-2,1
Hualpén - Lagunillas 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	-0,1	-0,9	-0,9	-0,1	-0,1	-0,1
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	-2,4	0,5	3,6	-1,7	1,1	2,3	3,3	2,5	2,0	2,1	2,6	3,2	3,1
Concepción - San Vicente 154 kV L1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	0,0	0,0	0,1	-0,2	0,1
Angostura U1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Ralco U1	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Canutillar U1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
PetroPower	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	1,2	1,1	1,2	1,2	1,5	1,3	1,4
Bocamina U2	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,5	-0,5	-0,3	-0,4
La Higuera U1	0,4	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Confluencia U1	0,3	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Curillinque	0,3	0,4	0,4	0,5	0,9	0,7	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Cipreses U1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CC Nehuenco 2	-0,6	-0,5	-0,5	-0,3	-0,4	-0,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVar	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,7	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVar - Barra 2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,4	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
CCEE Charrúa 220 kV 1x65 MVar	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,3	-0,4	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4	-0,3
CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVar	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	1,2	1,2	1,1	1,1	1,6	1,5	1,7
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,8	-0,6	-0,6	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2
Tr Nueva Charrúa 500/220kV	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Ancoa T2 525/220kV_750 MVA	-0,2	-0,3	-0,4	-0,3	-0,5	-0,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Charrúa 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3

Tabla 7-14: Mayores variaciones absolutas de tensión en el ACT del Centro Sur – 220kV y 154kV



### Sensibilidad post-contingencia

En la tabla a continuación se resumen las máximas sensibilidades  $dV/dQ$  [%/MVAr] para cada una de las contingencias en las principales barras del área. En general, similar a lo encontrado en condiciones de operación normal, las barras más sensibles se corresponden a las de 154kV de la zona de Itahue, así como también la S/E Toltén y los nodos del área de Concepción. En general, se observa que este índice se mantiene relativamente constante para los distintos estados post-contingencia, notándose leves variaciones principalmente en los nodos aledaños al elemento en falla, destacándose los de la zona del Gran Concepción.

Mayor sensibilidad [%/MVAr]

Subestación → Contingencia ↓	S/E Alto Jahuel 500kV	S/E Ancoa 500kV	S/E Nueva Charrua 500kV	S/E Charrua 500kV	S/E Colbún 220kV	S/E Ancoa 220kV	S/E Charrua 220kV	S/E Mulchén 220kV	S/E Río Malleco 220kV	S/E Duqueco 220kV	S/E Temuco 220kV	S/E Río Toltén 220kV	S/E Itahue 220kV	S/E Maule 220kV
	Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	0,006	0,008	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,043	0,027
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	0,006	0,007	0,010	0,010	0,011	0,011	0,011	0,021	0,028	0,040	0,037	0,043	0,027	0,034
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	0,006	0,007	0,010	0,010	0,011	0,011	0,011	0,021	0,028	0,040	0,037	0,043	0,027	0,034
Charrua - Entre Ríos C1	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,027	0,034
Ancoa - Itahue 220 kV L1	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,038	0,035
Entre Ríos - Charrua 2x220 C1	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,027	0,034
Charrúa - Mulchen 220 kV C1	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,039	0,044	0,027	0,034
Mulchén - Río Malleco 220kV C2	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,041	0,046	0,027	0,034
Río Malleco - Cautín 220kV C2	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,029	0,040	0,047	0,051	0,027	0,034
Cautín - Río Toltén 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,038	0,049	0,027	0,034
Tap Río Toltén - Ciruelos 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,029	0,039	0,039	0,046	0,027	0,034
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,027	0,034
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,028	0,035
Charrúa - Concepción 154 kV	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,027	0,034
Charrúa - Lagunillas 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,043	0,027	0,034
Charrúa - Concepción 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,043	0,027	0,034
Charrua - Hualpen 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,043	0,027	0,034
Hualpen - Lagunillas 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,027	0,034
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,027	0,034
Concepción - San Vicente 154 kV L1	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,027	0,034
Angostura U1	0,006	0,006	0,009	0,009	0,009	0,009	0,010	0,025	0,031	0,040	0,038	0,044	0,026	0,033
Ralco U1	0,006	0,006	0,008	0,008	0,009	0,009	0,008	0,017	0,025	0,038	0,037	0,043	0,026	0,033
Canutillar U1	0,006	0,006	0,008	0,008	0,009	0,009	0,010	0,020	0,027	0,039	0,037	0,044	0,026	0,033
PetroPower	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,011	0,021	0,028	0,039	0,037	0,043	0,027	0,034
Bocamina U2	0,006	0,006	0,007	0,007	0,009	0,009	0,007	0,018	0,025	0,037	0,034	0,040	0,026	0,033
La Higuera U1	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,043	0,027	0,034
Confluencia U1	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,043	0,027	0,034
Curillinque	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,043	0,027	0,034
Cipreses U1	0,006	0,007	0,008	0,008	0,011	0,011	0,010	0,020	0,027	0,039	0,037	0,042	0,027	0,034
CC Nehuenco 2	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,043	0,027	0,034
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVAr	0,006	0,008	0,010	0,010	0,014	0,014	0,011	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,029	0,036
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVAr - Barra 2	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,027	0,034
CCEE Charrua 220 kV 1x65 MVAr	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,027	0,034
CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVAr	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,043	0,027	0,034
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,027	0,034
Tr Nueva Charrúa 500/220kV	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,011	0,021	0,028	0,040	0,037	0,042	0,027	0,034
Ancoa T2 525/220kV_750 MVA	0,006	0,008	0,009	0,009	0,014	0,014	0,010	0,021	0,028	0,039	0,037	0,042	0,029	0,036
Charrua 500/220/66kV-750 MVA T5	0,006	0,007	0,009	0,009	0,011	0,011	0,011	0,021	0,028	0,040	0,037	0,043	0,027	0,034

Tabla 7-15: Mayores variaciones de la sensibilidad  $dV/dQ$ . 500kV y 220kV



Mayor sensibilidad [%/MVAr]

Subestación → Contingencia ↓	Mayor sensibilidad [%/MVAr]												
	S/E Alto Jahuel 154kV	S/E Rancagua 154kV	S/E Punta de Cortes 154kV	S/E Tinguiririca 154kV	S/E Itahue 154kV	S/E Maule 154kV	S/E Hualpen 220kV	S/E Concepción 220kV	S/E Bocamina 220 kV	S/E Lagunillas 220 kV	S/E Hualpen 154kV	S/E Concepción 154kV	S/E San Vicente 154kV
Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	0,032	0,050	0,056	0,031	0,030	0,047	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	0,032	0,050	0,056	0,031	0,030	0,046	0,039	0,045	0,045	0,041	0,043	0,044	0,044
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	0,032	0,050	0,056	0,031	0,030	0,047	0,040	0,045	0,046	0,041	0,043	0,044	0,044
Charrua - Entre Ríos C1	0,031	0,050	0,056	0,031	0,031	0,049	0,038	0,044	0,044	0,040	0,042	0,043	0,043
Ancoa - Itahue 220 kV L1	0,031	0,050	0,056	0,031	0,035	0,049	0,039	0,044	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Entre Ríos - Charrua 2x220 C1	0,031	0,050	0,056	0,031	0,030	0,048	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Charrúa - Mulchen 220 kV C1	0,031	0,050	0,056	0,031	0,030	0,048	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Mulchén - Río Malleco 220kV C2	0,031	0,050	0,056	0,030	0,030	0,048	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Río Malleco - Cautín 220kV C2	0,031	0,050	0,056	0,031	0,030	0,048	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Cautín - Río Toltén 220 kV	0,031	0,050	0,056	0,030	0,030	0,048	0,039	0,044	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Tap Río Toltén - Ciruelos 220 kV	0,031	0,050	0,056	0,030	0,030	0,048	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	0,036	0,104	0,079	0,035	0,031	0,047	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,032	0,052	0,057	0,034	0,034	0,050	0,039	0,044	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Charrúa - Concepción 154 kV	0,031	0,050	0,056	0,030	0,030	0,048	0,042	0,049	0,047	0,042	0,048	0,052	0,050
Charrúa - Lagunillas 220 kV	0,031	0,050	0,056	0,030	0,030	0,047	0,053	0,049	0,071	0,066	0,053	0,052	0,054
Charrúa - Concepción 220 kV	0,031	0,050	0,056	0,030	0,030	0,047	0,047	0,098	0,052	0,048	0,058	0,067	0,062
Charrua - Hualpen 220 kV	0,031	0,050	0,056	0,030	0,030	0,047	0,061	0,049	0,058	0,054	0,054	0,052	0,054
Hualpen - Lagunillas 220 kV	0,031	0,050	0,056	0,030	0,030	0,048	0,047	0,045	0,057	0,052	0,042	0,043	0,043
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	0,031	0,050	0,055	0,031	0,031	0,049	0,037	0,042	0,042	0,038	0,039	0,039	0,040
Concepción - San Vicente 154 kV L1	0,031	0,050	0,056	0,030	0,030	0,048	0,039	0,045	0,045	0,040	0,043	0,045	0,045
Angostura U1	0,031	0,050	0,056	0,031	0,030	0,047	0,040	0,045	0,045	0,041	0,043	0,044	0,044
Ralco U1	0,031	0,050	0,055	0,030	0,030	0,048	0,037	0,042	0,043	0,038	0,040	0,041	0,041
Canutillar U1	0,031	0,050	0,055	0,031	0,030	0,047	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
PetroPower	0,031	0,050	0,056	0,031	0,031	0,047	0,043	0,048	0,049	0,044	0,049	0,048	0,049
Bocamina U2	0,031	0,050	0,055	0,030	0,031	0,048	0,036	0,042	0,042	0,037	0,039	0,040	0,040
La Higuera U1	0,032	0,051	0,057	0,034	0,031	0,048	0,039	0,044	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Confluencia U1	0,031	0,050	0,056	0,032	0,031	0,048	0,039	0,044	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Curillínque	0,031	0,050	0,055	0,031	0,031	0,049	0,039	0,044	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Cipreses U1	0,031	0,050	0,055	0,031	0,031	0,049	0,039	0,044	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
CC Nehuenco 2	0,032	0,050	0,056	0,031	0,030	0,046	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVAr	0,031	0,050	0,055	0,030	0,031	0,048	0,039	0,044	0,044	0,040	0,042	0,043	0,043
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVAr - Barra 2	0,031	0,050	0,056	0,031	0,030	0,048	0,039	0,044	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
CCEE Charrua 220 kV 1x65 MVAr	0,031	0,050	0,056	0,031	0,030	0,048	0,039	0,044	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVAr	0,031	0,050	0,056	0,031	0,030	0,047	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	0,032	0,050	0,056	0,031	0,030	0,046	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Tr Nueva Charrúa 500/220kV	0,031	0,050	0,056	0,031	0,030	0,048	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Ancoa T2 525/220kV_750 MVA	0,031	0,050	0,056	0,031	0,031	0,048	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043
Charrua 500/220/66kV-750 MVA T5	0,031	0,050	0,056	0,031	0,030	0,048	0,039	0,045	0,045	0,040	0,042	0,043	0,043

Tabla 7-16: Mayores variaciones de la sensibilidad dV/dQ. 220kV y 154kV





### 7.5.3 Principales resultados

#### **Requerimientos de potencia reactiva para operación normal**

Del análisis del ACT Centro/Sur se encuentra que las sub-ACT de Itahue 154kV y Concepción 154kV son demandantes de potencia reactiva capacitiva que es suplida principalmente por generación de potencia reactiva local proveniente de unidades sincrónicas y capacitores shunt y, en menor medida, con importaciones de potencia reactiva desde el troncal. Respecto al sistema troncal se encuentra que la demanda de potencia reactiva depende fuertemente de las transferencias que exista por las líneas de 500kV y 220kV, encontrándose que en hidrología húmeda se tienen mayores transferencias por lo que los RCT inyectan potencia reactiva, mientras que en hidrología seca las transferencias son menores por lo que los RCT de la zona absorben potencia reactiva. Los principales RCT de esta zona son unidades sincrónicas y capacitores shunt.

La condición hidrológica afecta principalmente la generación de potencia reactiva de los RCT del sistema troncal debido a los cambios en las transferencias por las líneas de 500kV y 220kV. Además, puede verse que las mayores variaciones en los requerimientos de potencia reactiva ocurren en las transiciones de demanda baja a demanda alta. En condiciones de hidrología húmeda con máximas transferencias SUR→NORTE (CT09 y CT10) se encuentran las condiciones que producen los mayores requerimientos de potencia reactiva capacitiva del sistema troncal (638MVAR). En condiciones de hidrología seca con mínima generación sincrónica en la zona (CT06 y CT11) se encuentran las condiciones que producen los mayores requerimientos de potencia reactiva inductiva del sistema troncal (-311MVAR) debido a que la generación de potencia reactiva de las líneas de transmisión de la zona es máxima (bajas transferencias de potencia en la zona).

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Centro-Sur de la siguiente manera:

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
<b>Centro/Sur</b>	Troncal	-311	638
	Itahue 154kV	53	148
	Concepción 154kV	55	145

*Tabla 7-17: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.*



### Reservas de potencia reactiva para contingencia

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Centro/Sur para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Centro/ Sur	Total	Capacitiva	<b>247</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-166</b>	Ralco U1
	Troncal	Capacitiva	<b>233</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-140</b>	Ralco U1
	Itahue	Capacitiva	<b>33</b>	Tuniche - Punta Cortes 154kV C1
		Inductiva	<b>-17</b>	Curilinqué
	Concep	Capacitiva	<b>19</b>	Charrúa - Lagunillas 220kV
		Inductiva	<b>-29</b>	Concepción - Alonso de Ribera 154kV

Tabla 7-18: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro/Sur

### 7.5.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

#### Requerimientos en red completa

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Centro/Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

#### Reservas de potencia reactiva

En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Centro/Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias**.

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.





Reservas de potencia reactiva	Capacitivas		Inductivas	
	Esc. de Estudio	Requerim.	Esc. de Estudio	Requerim.
<b>Centro/Sur - Troncal</b>				
Mínimo	680	233	-260	-140
Máximo	1342		-1523	
<b>Centro/Sur - Itahue</b>				
Mínimo	284	33	-354	-17
Máximo	368		-498	
<b>Centro/Sur - Concepción</b>				
Mínimo	30	19	-19	-29
Máximo	428		-278	
<b>Centro/Sur - Total</b>				
Mínimo	1166	247	-784	-166
Máximo	2074		-2237	

Tabla 7-19: Resumen suficiencia en ACT

Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. A su vez, se observa que se presenta un leve déficit de potencia reactiva inductiva de Concepción. Esta condición se da sólo en un escenario (CT011), en el cual los recursos considerados son reducidos con respecto a lo proyectado en los PCP (N-2), contemplando sólo la unidad Petropower en la sub-ACT en cuestión. Aun así, los RCT de las sub-ACT adyacentes dan soporte a la misma de forma eficiente, logrando que las tensiones post-contingencia no superen el 3.6% en barras de 154kV de esta sub-ACT (límites de operación de red completa). Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.



## 7.6 Análisis año 2021

### 7.6.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

#### Operación normal

El análisis del ACT del Centro-Sur al año 2020 de la sección precedente se realizó contemplando una división en tres sub-ACT, correspondientes a la zona de Concepción, Itahue y al Troncal (Zona Charrúa). Para esa fecha, se contempla la energización del polo hidráulico de Tinguiririca en 220kV mediante la incorporación de un transformador 220/154kV en la S/E Tinguiririca y el seccionamiento de la línea Tinguiririca – La Higuera en la S/E Puente Negro 220kV. De esta forma, se introduce un nuevo vínculo entre las sub-ACT de Itahue y Troncal, incrementando la cercanía eléctrica de las mismas y, por lo tanto, la influencia de los RCT de la sub-ACT ajena en la propia. A su vez, de la sección 7.5 se puede notar que estas zonas presentan un comportamiento similar en cuanto a los requerimientos de potencia reactiva, con importantes intercambios entre ellas, por lo que para a partir de esta fecha se considera conveniente unificar el análisis de las mismas, conformando así dos sub-ACT de estudio: Troncal (Itahue + Charrúa) y Concepción.

En la tabla a continuación se resume el aporte de potencia reactiva de cada RCT clasificado por tipo, escenario e hidrología y además, por sub-ACT: Troncal y zona Concepción. Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva por las líneas y transformadores que se encuentran en la frontera de cada sub-ACT.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
	HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
<b>ACT_CS_Troncal</b>												
<b>RCT</b>	<b>-69</b>	<b>39</b>	<b>566</b>	<b>548</b>	<b>-209</b>	<b>-245</b>	<b>132</b>	<b>161</b>	<b>888</b>	<b>896</b>	<b>-198</b>	<b>136</b>
Capacitor	127	131	343	294	125	117	256	279	473	462	112	279
ERNC		-5	0	0	-34	-35	-35	-15	10	0	-35	-15
Generador	-118	-10	300	333	-222	-248	-11	-25	405	434	-195	-50
Reactor	-78	-77	-77	-78	-79	-79	-78	-77			-80	-78
<b>Demanda</b>	<b>63</b>	<b>-58</b>	<b>-580</b>	<b>-597</b>	<b>-33</b>	<b>64</b>	<b>-361</b>	<b>-311</b>	<b>-757</b>	<b>-749</b>	<b>-61</b>	<b>-332</b>
TR	-446	-489	-654	-648	-252	-279	-392	-478	-814	-829	-240	-439
Líneas	569	542	267	310	897	871	770	712	7	13	920	762
Carga	-233	-233	-308	-308	-233	-233	-308	-308	-308	-308	-233	-308
Intercambio	173	122	115	48	-445	-295	-431	-237	358	374	-507	-347
<b>ACT_CS_Concepción154</b>												
<b>RCT</b>	<b>86</b>	<b>91</b>	<b>131</b>	<b>129</b>	<b>56</b>	<b>91</b>	<b>122</b>	<b>126</b>	<b>148</b>	<b>140</b>	<b>45</b>	<b>126</b>
Capacitor	77	81	118	114	47	82	110	116	123	114	35	116
Generador	10	10	13	15	9	8	12	10	25	25	9	10
<b>Demanda</b>	<b>-86</b>	<b>-91</b>	<b>-131</b>	<b>-129</b>	<b>-56</b>	<b>-91</b>	<b>-122</b>	<b>-126</b>	<b>-148</b>	<b>-140</b>	<b>-45</b>	<b>-126</b>
TR	-31	-31	-57	-57	-29	-30	-56	-56	-100	-100	-30	-56
Líneas	11	11	3	3	11	12	3	4	-10	-10	11	4
Carga	-63	-63	-86	-86	-63	-63	-86	-86	-86	-86	-63	-86
Intercambio	-4	-8	9	12	25	-9	17	12	49	56	37	12

\*positivo: inyecta potencia reactiva

\*negativo: absorbe potencia reactiva

Tabla 7-20: Resumen RCT por escenario, hidrología y sub-ACT | Centro-Sur.



En función de lo anterior, se encuentra que la sub-ACT de Concepción 154kV es demandante de potencia reactiva capacitiva que es suplida principalmente por generación de potencia reactiva local proveniente de unidades sincrónicas y capacitores shunt y, en menor medida, con importaciones de potencia reactiva desde el troncal. Respecto al troncal se encuentra que la demanda de potencia reactiva depende fuertemente de las transferencias que exista por las líneas de 500kV y 220kV, encontrándose que en hidrología húmeda se tienen mayores transferencias por lo que los RCT tienden a inyectar potencia reactiva mientras que en hidrología seca las transferencias son menores por lo que los RCT de la zona tienden a absorber potencia reactiva.

En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Centro/Sur para las condiciones de operación de los escenarios específicos, divididos en Troncal y Concepción 154kV, presentando a su vez el total del ACT bajo análisis.

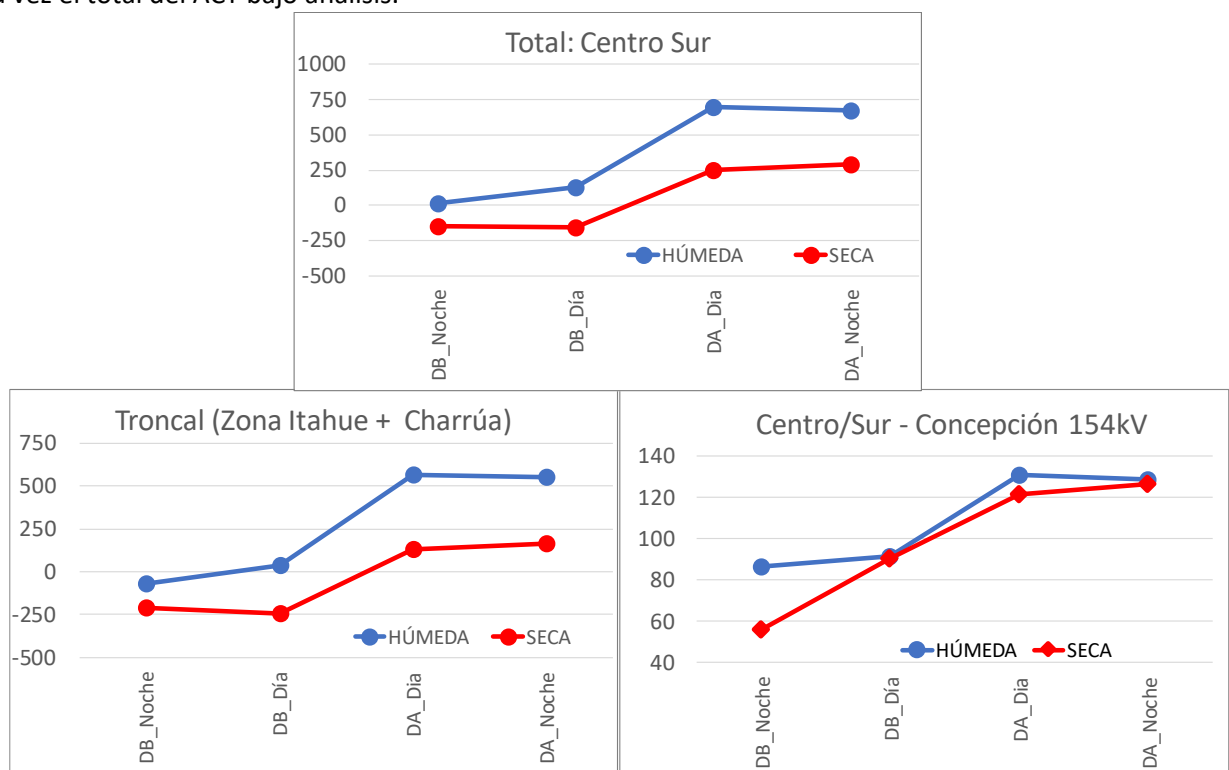


Figura 7-13: RPR por sub-ACT | Centro/Sur.

De la figura anterior puede verse que la condición hidrológica afecta principalmente la generación de potencia reactiva de los RCT del troncal debido a los cambios en las transferencias por las líneas de 500kV y 220kV. Además, puede verse que las mayores variaciones en los requerimientos de potencia reactiva ocurren en las transiciones de demanda baja a demanda alta. En consideración de todo lo anterior, en la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Centro/Sur	Troncal	-245	896
	Concepción 154kV	45	148

Tabla 7-21: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.



## Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del sistema post-contingencia.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para las contingencias más exigentes, como el total para el Centro-Sur y parciales para las zonas Troncal y Concepción 154kV.

### Circuitos de 500kV

Tipo	Hidrología →	Escenario → Condición   sub-ACT	Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
			HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
			CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
Desconexión circuito 500kV	Red N	Q Troncal	-118	-10	300	333	-222	-248	-11	-25	405	434	-195	-50
		Q Conce	10	10	13	15	9	8	12	10	25	25	9	10
		Q Total	-109	1	313	348	-213	-240	0	-16	430	459	-185	-39
	Alto Jahuel - Ancoa 500kV	Q Troncal	-93	16	329	359	-208	-232	6	-6	459	491	-181	-32
		Q Conce	10	11	13	15	9	9	12	10	28	29	10	10
		Q Total	-83	27	342	374	-199	-223	17	4	487	521	-171	-21
		ΔQ Troncal	25	26	29	26	14	16	17	19	54	57	14	18
		ΔQ Conce	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0
		ΔQ Total	25	27	29	26	14	16	17	19	57	61	14	18
	Ancoa - Charrúa 500kV	Q Troncal	-96	14	326	356	-205	-231	6	-8	478	511	-179	-32
		Q Conce	10	11	13	15	9	9	12	10	31	32	10	11
		Q Total	-86	24	340	372	-196	-222	18	2	508	543	-169	-22
		ΔQ Troncal	22	23	26	24	17	17	17	17	72	77	16	17
		ΔQ Conce	0	0	0	0	0	0	0	0	6	7	1	0
		ΔQ Total	22	24	27	24	17	18	18	18	78	84	16	18
	Ancoa - Entre Ríos 500kV	Q Troncal	-62	49	365	394	-176	-201	37	25	520	554	-153	-2
		Q Conce	11	11	14	16	10	9	13	11	36	37	11	11
		Q Total	-52	60	379	410	-166	-192	50	36	556	591	-142	9
		ΔQ Troncal	56	58	65	61	46	47	48	50	115	120	42	48
		ΔQ Conce	1	1	1	1	1	1	1	1	11	12	1	1
		ΔQ Total	57	59	66	63	47	48	50	51	126	132	43	49
	Entre Ríos - Charrúa 500kV	Q Troncal	-160	-52	254	287	-260	-287	-52	-68	362	391	-230	-90
		Q Conce	9	9	12	14	8	7	11	9	20	21	8	9
		Q Total	-151	-43	266	301	-252	-279	-42	-60	382	412	-221	-81
ΔQ Troncal		-42	-42	-46	-46	-38	-39	-41	-43	-43	-43	-35	-40	
ΔQ Conce		-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-4	-4	-1	-1	
ΔQ Total		-43	-43	-47	-47	-39	-40	-42	-44	-48	-47	-36	-41	

Tabla 7-22: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro/Sur | Desc. circuitos 500kV.

Como puede verse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 500kV, en general demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva, con la excepción de los circuitos Charrúa – Entre Ríos, los cuales requieren potencia reactiva inductiva. De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Centro-Sur, en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N, son:

- Desconexión de un circuito de la línea Entre Ríos - Ancoa 500kV: **132MVar capacitivos**.
- Desconexión de un circuito de la línea Ancoa – Charrúa 500kV: **48MVar inductivos**.


**Circuitos de 220kV**

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día Max_N-S	DA_Noche Max_N-S	DB_Día N-2	DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-118	-10	300	333	-222	-248	-11	-25	405	434	-195	-50
	Q Conce	10	10	13	15	9	8	12	10	25	25	9	10
	Q Total	-109	1	313	348	-213	-240	0	-16	430	459	-185	-39
Charrúa - Lagunillas 220 kV	Q Troncal	-97	12	344	377	-204	-230	24	11	403	430	-180	-16
	Q Conce	13	14	19	22	13	12	19	17	40	43	14	17
	Q Total	-84	26	363	399	-191	-218	43	27	443	473	-166	1
	ΔQ Troncal	21	22	44	44	17	18	36	36	-2	-4	15	34
	ΔQ Conce	4	3	7	7	4	4	7	7	16	18	4	7
	ΔQ Total	25	25	51	51	21	21	43	43	13	14	20	41
Charrúa - Concepción 220 kV	Q Troncal	-95	14	346	379	-203	-229	26	12	421	448	-178	-14
	Q Conce	12	13	17	20	13	11	17	15	37	39	13	15
	Q Total	-83	27	363	400	-190	-217	43	27	457	487	-165	1
	ΔQ Troncal	23	24	46	46	19	20	38	38	15	14	17	35
	ΔQ Conce	3	3	5	5	4	3	5	5	12	14	4	5
	ΔQ Total	26	27	50	52	23	22	43	43	27	27	21	41
Río Malleco - Cautín 220kV C2	Q Troncal	-90	17	342	376	-211	-236	2	-12	433	458	-184	-36
	Q Conce	10	11	14	16	9	9	12	10	27	27	10	11
	Q Total	-80	27	355	392	-202	-227	14	-2	461	485	-174	-26
	ΔQ Troncal	28	26	42	43	11	12	13	13	28	24	11	13
	ΔQ Conce	1	1	1	1	0	0	0	0	3	2	0	0
	ΔQ Total	28	27	42	44	11	13	13	14	31	26	11	14

Tabla 7-23: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. circuitos 220kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 220kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro-Sur. De estas contingencias, la que exige más los RCT del Centro-Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), es la desconexión circuito de línea Charrúa-Concepción 220kV: **52MVar capacitivos**.

**Circuitos de 154kV**

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día Max_N-S	DA_Noche Max_N-S	DB_Día N-2	DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-118	-10	300	333	-222	-248	-11	-25	405	434	-195	-50
	Q Conce	10	10	13	15	9	8	12	10	25	25	9	10
	Q Total	-109	1	313	348	-213	-240	0	-16	430	459	-185	-39
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	Q Troncal	-94	15	333	NC	-202	-228	NC	8	439	NC	-177	-17
	Q Conce	10	10	13	NC	9	8	NC	10	25	NC	10	10
	Q Total	-85	26	346	NC	-193	-219	NC	18	465	NC	-167	-7
	ΔQ Troncal	24	25	33	NC	19	20	NC	34	34	NC	18	32
	ΔQ Conce	0	0	0	NC	0	0	NC	0	1	NC	0	0
	ΔQ Total	24	25	33	NC	19	20	NC	34	35	NC	18	33

Tabla 7-24: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. circuitos 154kV.



Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 154kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro-Sur. A diferencia del año 2020, con el ingreso de las obras asociadas a la S/E El Trébol y El Guindo, se presentan nuevos enmallamientos en la zona de Concepción por lo que la desconexión de la línea Concepción – Alonso de Rivera 154kV ya no produce la desvinculación de los consumos, por lo cual deja de ser una contingencia crítica. De estas contingencias, la que exige más los RCT del Centro/Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), es la desconexión línea Alto Jahuel – Punta Cortés 154kV (red Itahue 154kV): **35MVAR capacitivos**.

### Reactores/capacitores shunt

Hidrología →		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-118	-10	300	333	-222	-248	-11	-25	405	434	-195	-50
	Q Conce	10	10	13	15	9	8	12	10	25	25	9	10
	Q Total	-109	1	313	348	-213	-240	0	-16	430	459	-185	-39
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVar	Q Troncal	-177	-69	238	268	-272	-303	-68	-88	FS	FS	-245	-111
	Q Conce	9	10	12	15	8	8	11	9	FS	FS	9	10
	Q Total	-168	-60	251	283	-264	-295	-57	-79	FS	FS	-236	-101
	ΔQ Troncal	-59	-60	-62	-64	-50	-55	-56	-63	FS	FS	-50	-61
	ΔQ Conce	0	0	0	0	-1	-1	-1	0	FS	FS	-1	-1
	ΔQ Total	-59	-60	-62	-65	-51	-56	-57	-63	FS	FS	-50	-62
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVar - Barra 2	Q Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	461	490	FS	FS
	Q Conce	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	27	28	FS	FS
	Q Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	488	518	FS	FS
	ΔQ Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	56	56	FS	FS
	ΔQ Conce	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	2	2	FS	FS
	ΔQ Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	58	58	FS	FS
CCEE Charrúa 220 kV 1x65 MVar	Q Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	464	493	FS	FS
	Q Conce	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	32	33	FS	FS
	Q Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	496	526	FS	FS
	ΔQ Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	59	59	FS	FS
	ΔQ Conce	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	7	7	FS	FS
	ΔQ Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	67	67	FS	FS

Tabla 7-25: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Reactores y capacitores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un reactor de barra de 220kV (Ancoa) demanda **65MVAR de potencia reactiva inductiva** de los RCT del Centro-Sur (reactor Ancoa 220kV 65MVar); mientras que la desconexión del capacitor de Charrúa demanda **67MVAR de potencia reactiva capacitiva**.



### Transformadores

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-118	-10	300	333	-222	-248	-11	-25	405	434	-195	-50
	Q Conce	10	10	13	15	9	8	12	10	25	25	9	10
	Q Total	-109	1	313	348	-213	-240	0	-16	430	459	-185	-39
A.Jahuel 500/220/66k V-750 MVA T5	Q Troncal	-109	-10	322	352	-225	-248	6	-9	489	514	-195	-34
	Q Conce	9	10	13	15	9	8	12	10	29	30	9	10
	Q Total	-100	0	335	367	-216	-240	18	1	519	544	-186	-24
	ΔQ Troncal	9	0	22	19	-3	0	18	16	84	80	-1	15
	ΔQ Conce	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0
	ΔQ Total	9	0	23	19	-3	0	18	16	89	85	-1	15

Tabla 7-26: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. transformadores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un transformador de 500/220kV demandan requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro-Sur. En particular, los que provocan los mayores requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Centro-Sur es la desconexión del ATR Alto Jahuel 500/220kV: **89MVar capacitivos**.

### Generadores

De la tabla siguiente se encuentra que los mayores requerimientos de potencia reactiva inductiva se encuentran tras la desconexión de Ralco U1: **217MVar inductivos**. Además, puede verse que la desconexión del ciclo combinado Nehuenco U2 TG+TV produce requerimientos de potencia reactiva **capacitiva: 274MVar**.

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-118	-10	300	333	-222	-248	-11	-25	405	434	-195	-50
	Q Conce	10	10	13	15	9	8	12	10	25	25	9	10
	Q Total	-109	1	313	348	-213	-240	0	-16	430	459	-185	-39
Ralco U1	Q Troncal	-80	FS	143	191	FS	FS	FS	FS	180	208	FS	FS
	Q Conce	10	FS	10	13	FS	FS	FS	FS	5	6	FS	FS
	Q Total	-71	FS	153	204	FS	FS	FS	FS	185	214	FS	FS
	ΔQ Troncal	25	FS	-133	-111	FS	FS	FS	FS	-197	-188	FS	FS
	ΔQ Conce	0	FS	-3	-2	FS	FS	FS	FS	-20	-19	FS	FS
	ΔQ Total	25	FS	-136	-113	FS	FS	FS	FS	-217	-208	FS	FS
Nehuenco U2 TG+TV	Q Troncal	152	37	316	346	-209	-227	5	82	431	451	-180	-38
	Q Conce	13	11	13	15	9	9	12	11	26	27	10	10
	Q Total	165	48	329	361	-200	-219	17	93	457	478	-170	-28
	ΔQ Troncal	270	47	16	13	13	21	16	108	26	17	15	11
	ΔQ Conce	4	1	0	0	0	0	0	1	2	1	0	0
	ΔQ Total	274	48	16	13	13	21	17	108	28	18	16	12

Tabla 7-27: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. generación sincr.





### Consumos

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-118	-10	300	333	-222	-248	-11	-25	405	434	-195	-50
	Q Conce	10	10	13	15	9	8	12	10	25	25	9	10
	Q Total	-109	1	313	348	-213	-240	0	-16	430	459	-185	-39
I. Oxy + Eka Nobel + Petrodow 154 kV	Q Troncal	-156	-51	249	284	-244	-273	-44	-62	370	399	-214	-83
	Q Conce	7	7	9	12	6	5	8	7	12	12	6	7
	Q Total	-149	-44	259	296	-238	-267	-36	-55	382	412	-207	-77
	ΔQ Troncal	-38	-41	-51	-49	-22	-25	-33	-36	-35	-35	-19	-34
	ΔQ Conce	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-13	-13	-3	-3
	ΔQ Total	-40	-44	-54	-52	-25	-27	-36	-39	-48	-48	-22	-37

Tabla 7-28: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. consumos.

De la tabla anterior se encuentra que desconexión de consumos demanda requerimientos de potencia reactiva inductiva. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión de los consumos industriales de I. Oxy + Eka Noble + Petrodow de la red de Concepción 154kV: **52MVar inductivos**.

### Máximos del ACT

A continuación se muestran las contingencias que derivan en los máximos requerimientos capacitivos e inductivos del ACT y de cada sub-ACT.

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Centro/Sur	Total	Capacitiva	274	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	217	Ralco U1
	Troncal	Capacitiva	270	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	197	Ralco U1
	Concep.	Capacitiva	18	Charrúa - Lagunillas
		Inductiva	20	Ralco U1

Tabla 7-29: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro/Sur



## 7.6.2 Análisis de tensiones y sensibilidades (desde)

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

### Operación normal

En los gráficos a continuación se muestra la sensibilidad ( $dV/dQ$ ) en condiciones de operación normal en las principales barras del área, distinguiéndose las principales subestaciones del sistema de 500kV y 220kV de la Sub-ACT Troncal.

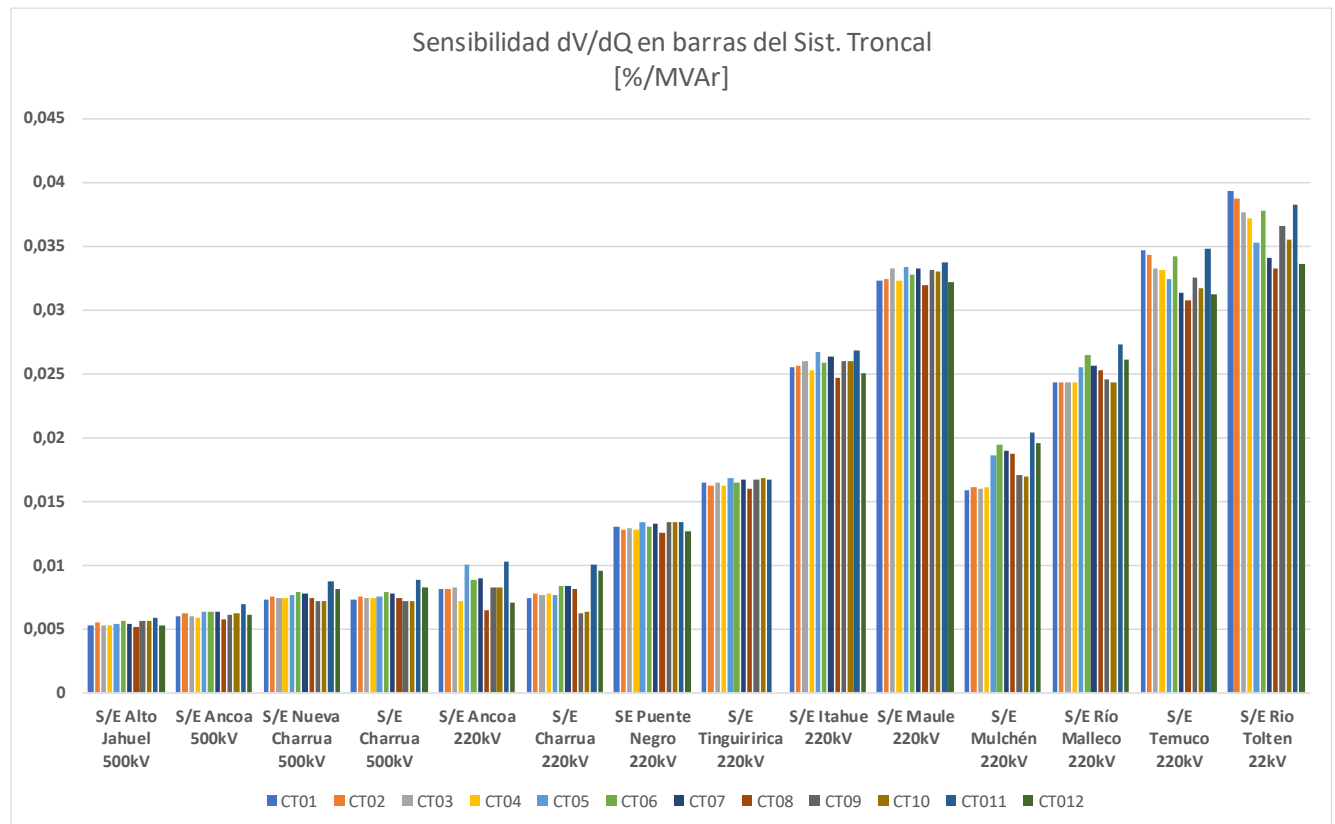


Figura 7-14 Sensibilidades  $dV/dQ$  en principales barras del ACT del Centro-Sur en operación normal – Sub-ACT Troncal

De esta figura se puede observar un claro incremento de las sensibilidades a las variaciones de potencia reactiva a medida que los nodos se encuentran más alejados del sistema de 500kV, distinguiéndose las siguientes características:

- Las barras de las estaciones transformadores de 500kV a 220kV presentan la mayor robustez del área, presentando un leve incremento a medida que nos trasladamos en sentido norte→sur por el sistema.
- De estos nodos frontera con 500kV se derivan corredores de 220kV pudiendo distinguirse dos casos: el sistema de 220kV que abastece la zona de Itahue y el sistema de 220kV al sur de la S/E Charrúa. En ambos casos se observa una pérdida de robustez con la distancia a la red de 500kV.
- El nodo más sensible se corresponde al extremo sur, correspondiente a la S/E Río Toltén 220kV, la cual establece la frontera con el ACT al Sur de Ciruelos.

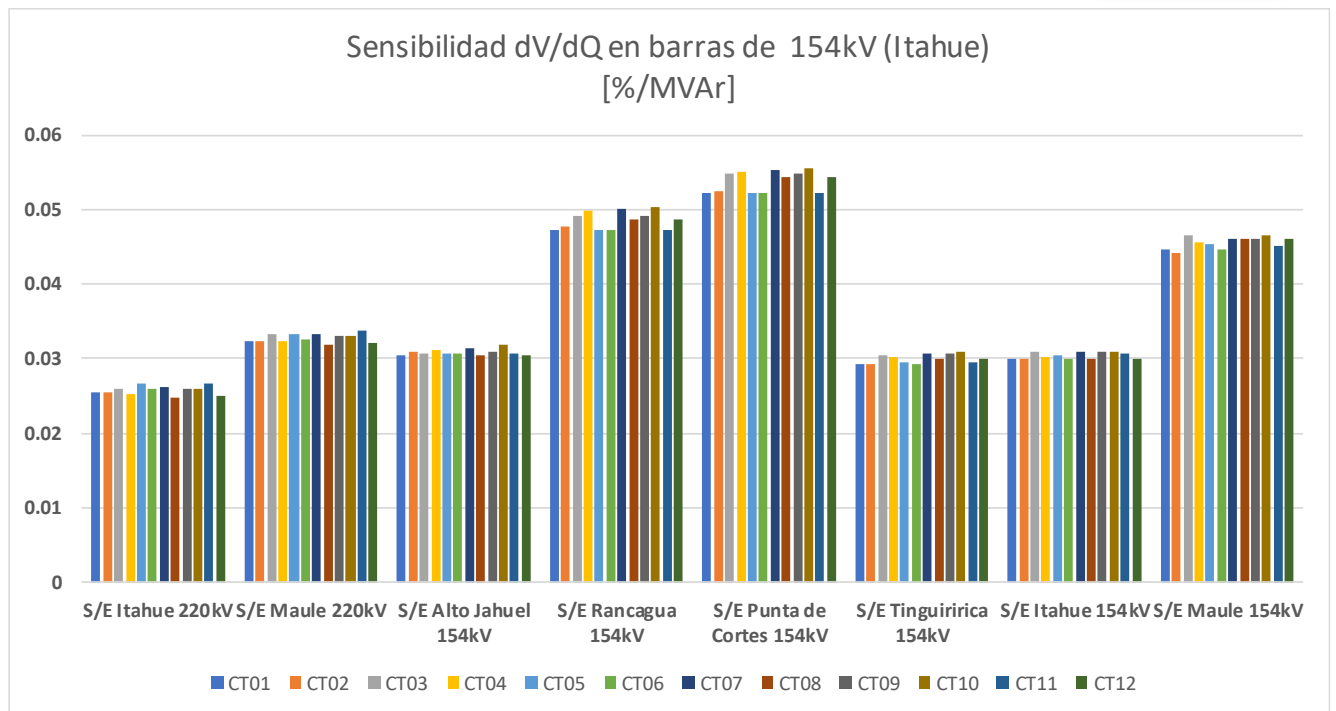


Figura 7-15. Sensibilidades dV/dQ en principales barras del ACT del Centro-Sur – Sub-ACT Troncal (154kV)

En lo que respecta a las barras de 154kV de esta sub-ACT, no se observan variaciones significativas en los valores encontrados, a pesar del enmallamiento en 220kV a la fecha.

A su vez, en la siguiente figura se presentan las sensibilidades dV/dQ en las principales barras, tanto de 220kV como de 154kV, de la zona de Concepción, encontrándose indicadores similares en los distintos nodos. No se presentan modificaciones significativas en la sensibilidad de esta sub-ACT con respecto a 2020.

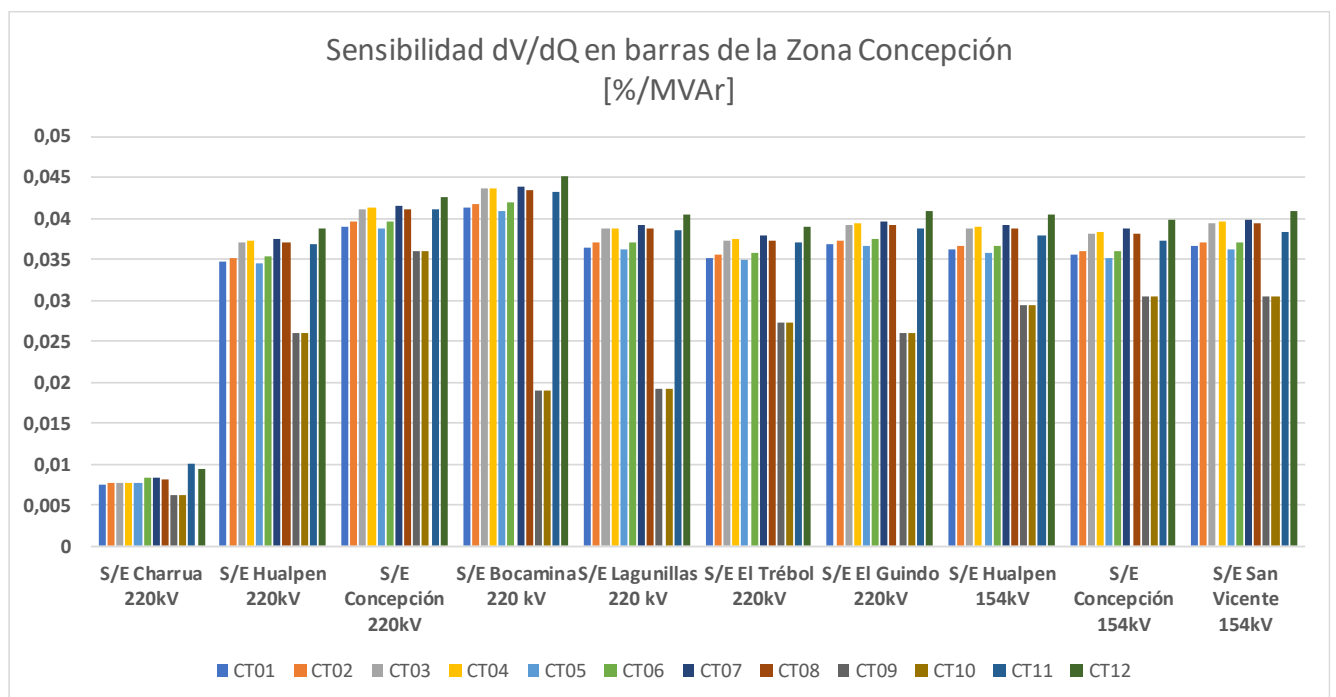


Figura 7-16. Sensibilidades dV/dQ en principales barras del ACT del Centro-Sur – Sub-ACT Concepción



Por otra parte, en la figura a continuación se presenta el perfil de tensiones en las principales barras del sistema troncal de 500kV, 220kV y 154kV de la zona centro-sur y un detalle adicional de las tensiones en los principales nodos de la zona de Concepción. De estas se puede observar que en todos los escenarios de estudio las tensiones se encuentran dentro de los rangos admisibles para la operación en condiciones normales.

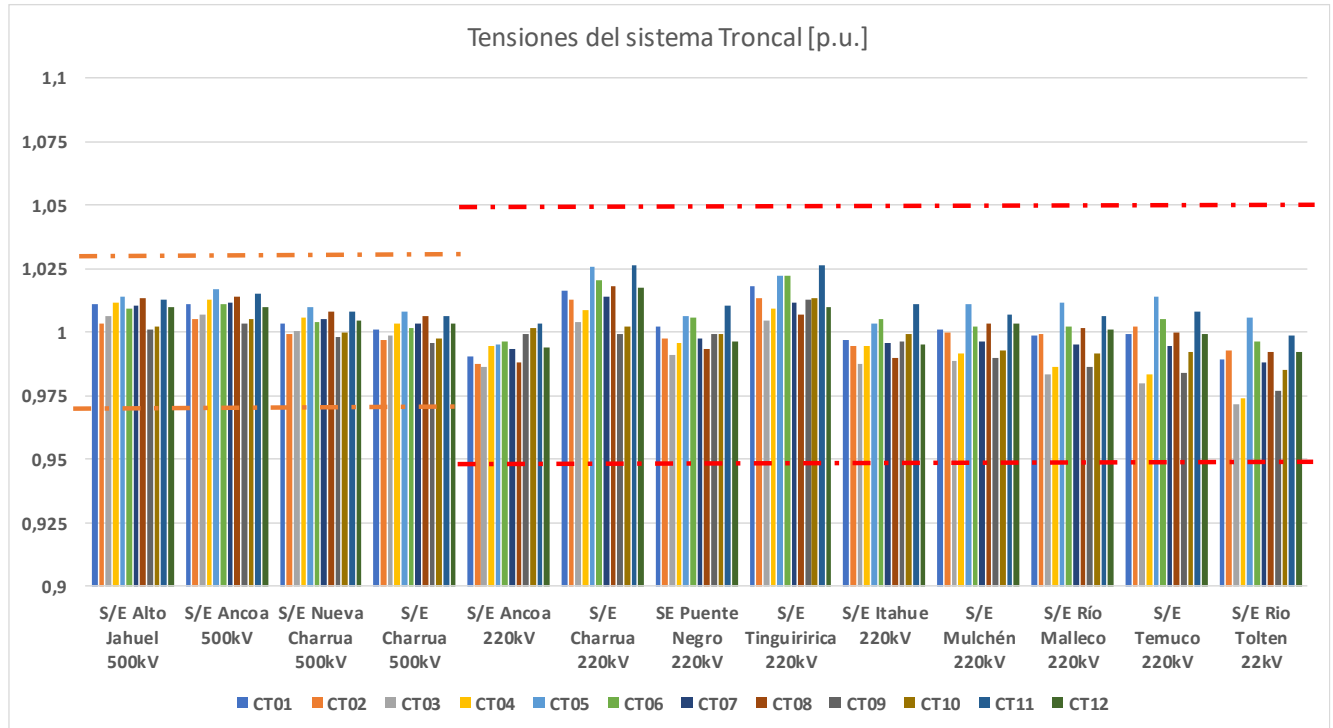


Figura 7-17. Perfil de tensiones del ACT del Centro-Sur en operación normal. Sur-ACT Troncal

Se puede observar una mejora en los niveles de tensión de las barras de 154kV en red completa, principalmente en las SS/EE Rancagua y Punta Cortes.

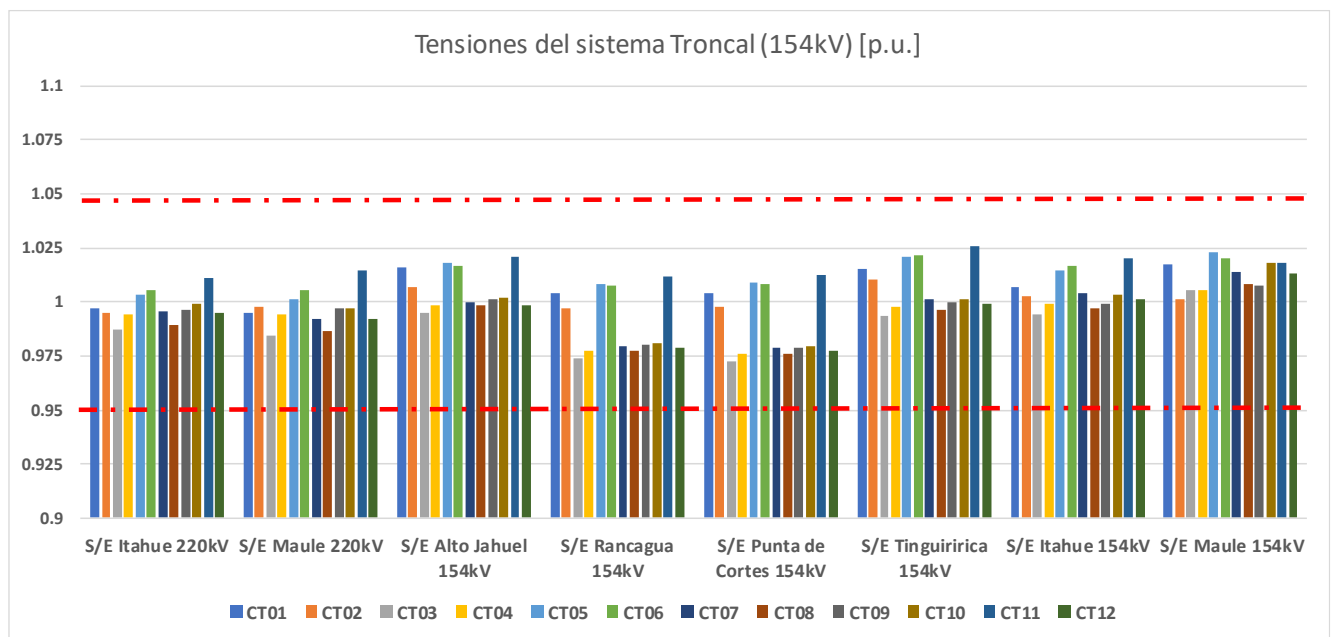


Figura 7-18. Perfil de tensiones del ACT del Centro-Sur en operación normal. Sur-ACT Troncal (154kV)

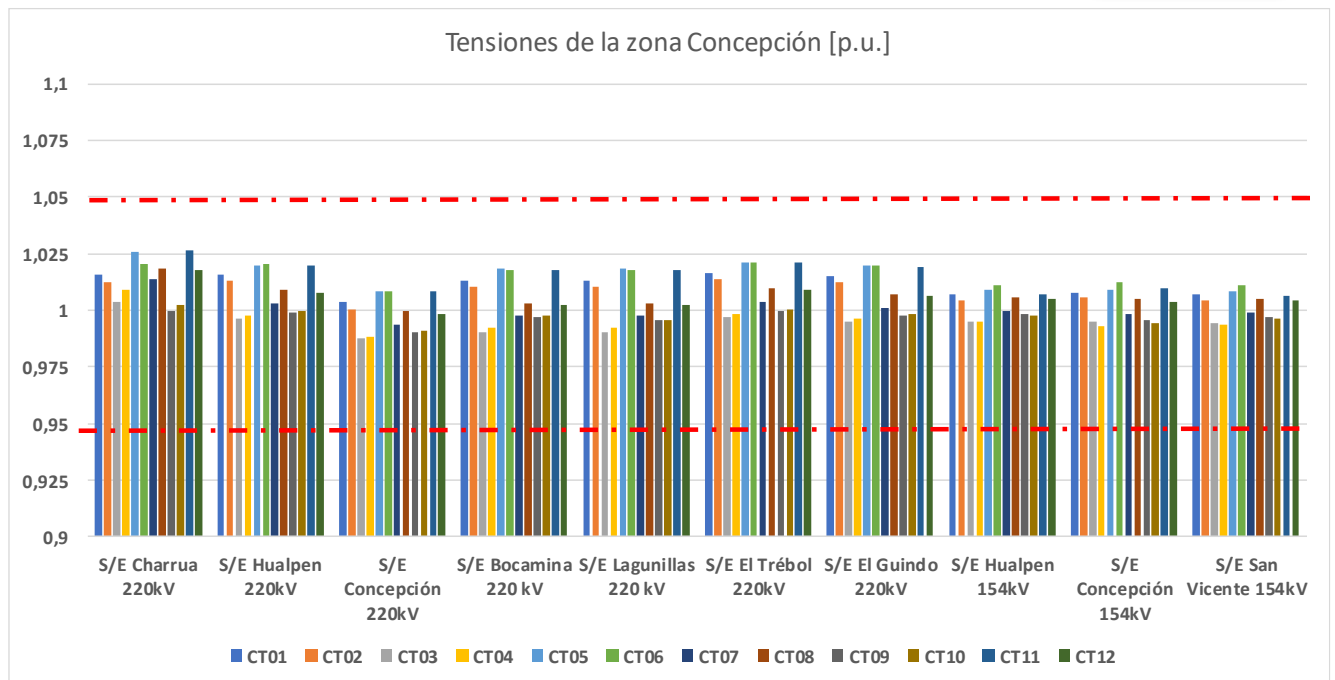


Figura 7-19. Perfil de tensiones del ACT del Centro-Sur en operación normal. Sur-ACT Concepción

### Operación post-contingencia

A continuación se presenta el análisis del impacto de las contingencias en el sistema en lo que respecta a tensiones y sensibilidades post-contingencia.

#### Variación de la tensión

En las siguientes figuras se presenta el perfil de tensiones en las principales subestaciones del área, mostrando en cada una de estas los máximos y mínimos valores ante cada una de las contingencias, sobre todos los escenarios específicos.

De la misma, se puede apreciar en el sistema de 500kV un perfil de tensión uniforme, con reducidas amplitudes en las variaciones de tensión. Por otra parte, las mayores excursiones de tensión en nodos de 220kV se presentan en la zona de Concepción. A pesar de esto, se observa que, tanto para el sistema de 500kV como de 220kV, todas las tensiones se enmarcan dentro de las bandas establecidas por NTSyCS para la operación en Estado de Emergencia.

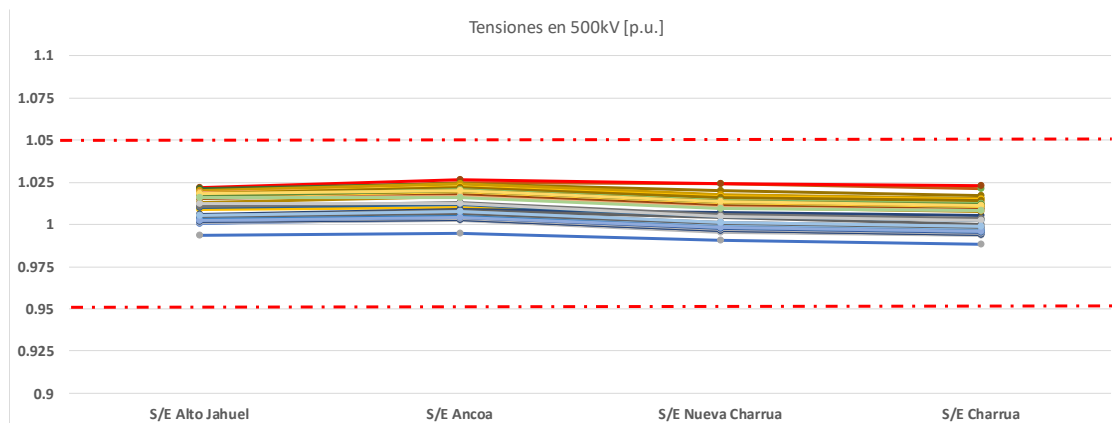


Figura 7-20. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de 500kV del ACT del Centro-Sur

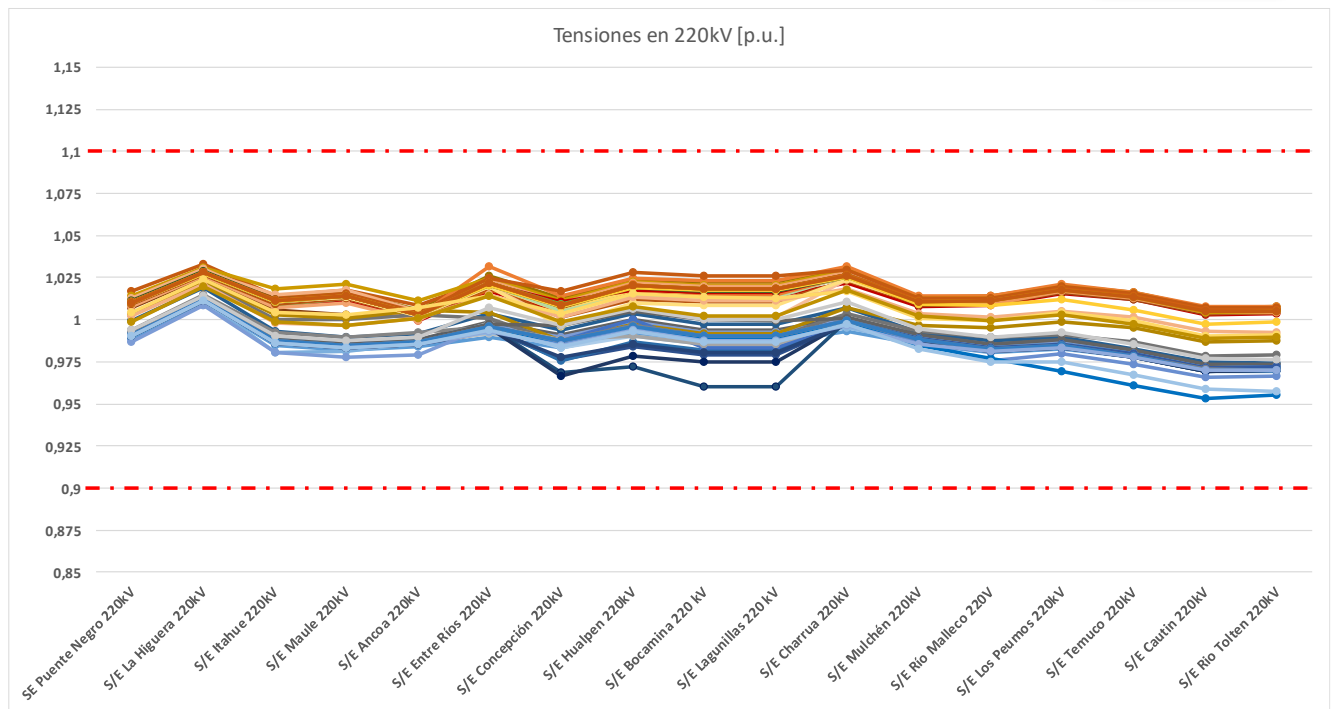


Figura 7-21. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de 220kV del ACT del Centro-Sur

Respecto a las variaciones de tensión calculadas, en la tabla a continuación se muestra el resumen de las máximas variaciones de tensión, tanto positivas como negativas, para un conjunto de barras de interés ante las contingencias evaluadas.

Las máximas variaciones post-contingencia en las barras del ACT no superan los límites de variación en red N (3% y 5% para 500kV, y 220kV/154kV respectivamente):

- Máximas variaciones en 500kV: +1% / -1%
- Máximas variaciones en 220kV: +1.1% / -3.2%
- Máximas variaciones en 154kV: +1% / -3.3%

Se observa una reducción en las máximas variaciones de tensión en todos los niveles de tensión, lo que se debe principalmente a la reducción de la criticidad asociada a la pérdida de la línea Concepción – Alonso de Rivera 154kV.



Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	S/E Alto Jahuel 500kV	S/E Ancoa 500kV	S/E Charrúa 500kV	SE Puente Negro 220kV	S/E Ancoa 220kV	S/E Charrúa 220kV	S/E Mulchén 220kV	S/E Río Malleco 220kV	S/E Temuco 220kV	S/E Río Toltén 220kV	S/E Itahue 220kV	S/E Maule 220kV	S/E Rancagua 154kV	S/E Punta de Cortes 154kV
Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	-0,6	-0,4	-0,3	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	-0,4	-0,5	-0,5	-0,1	-0,4	-0,4	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	-0,6	-0,8	-1,0	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,4	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Charrúa - Entre Ríos C1	0,3	0,4	0,5	0,2	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ancoa - Itahue 220 kV L1	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,9	-0,1	-0,1	-0,1
Entre Ríos - Charrúa 2x220 C1	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Mulchén 220 kV C1	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Mulchén - Río Malleco 220kV C2	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Río Malleco - Cautín 220kV C2	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	1,9	1,7	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Cautín - Río Toltén 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Río Toltén - Ciruelos 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Ciruelos - Pichiripulli 220 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Puente Negro - Tinguiririca 220kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-3,3	-2,3
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1
Charrúa - Concepción 154 kV	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Lagunillas 220 kV	-0,1	-0,2	-0,3	-0,1	-0,1	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Charrúa - Concepción 220 kV	-0,1	-0,2	-0,3	-0,1	-0,1	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Hualpen - El Trébol 220 kV	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lagunillas - Los Guindos 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Concepción - San Vicente 154 kV L1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Angostura U1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Ralco U1	0,8	0,9	1,0	0,5	0,6	1,1	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Canutillar U1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,3	-0,6	-0,9	-1,3	-1,5	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
PetroPower	-0,1	-0,2	-0,3	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1
Bocamina U2	0,7	0,7	0,6	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
La Higuera U1	-0,1	-0,1	-0,2	0,2	0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Confluencia U1	-0,1	-0,1	-0,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,1
Curillínque	-0,1	-0,1	-0,1	0,2	0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,4	0,4	0,3	0,4
Cipreses U1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
CC Nehuenco 2	-0,9	-1,0	-1,0	-0,5	-0,6	-1,3	-0,9	-0,9	-0,8	-0,8	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVar	0,3	0,4	0,3	0,4	0,8	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,7	0,7	0,3	0,4
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVar	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
CCEE Charrúa 220 kV 1x65 MVar	-0,2	-0,2	-0,3	-0,1	-0,1	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVar	-0,1	-0,2	-0,3	-0,1	-0,1	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,7	-0,5	-0,4	-0,6	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,4	-0,4	-0,9	-0,9
Tr Nueva Charrúa 500/220kV	-0,3	-0,4	-0,5	-0,1	-0,2	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Ancoa T2 525/220kV_750 MVA	0,3	0,5	0,4	-0,5	-0,8	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	-0,7	-0,7	-0,4	-0,4
Charrúa 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1

Tabla 7-30: Mayores variaciones absolutas de tensión en el ACT del Centro Sur. – Sub-ACT Troncal





Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	S/E Hualpen 220kV	S/E Concepción 220kV	S/E Bocamina 220 kV	S/E El Trébol 220kV	S/E El Guindo 220kV	S/E Lagunillas 220 kV	S/E Hualpen 154kV	S/E Concepción 154kV	S/E San Vicente 154kV
	Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	-0,3	-0,6	-0,5	-0,3	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Charrúa - Entre Ríos C1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Ancoa - Itahue 220 kV L1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Entre Ríos - Charrúa 2x220 C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Mulchen 220 kV C1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Mulchén - Río Malleco 220kV C2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Río Malleco - Cautín 220kV C2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Cautín - Río Toltén 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Río Toltén - Ciruelos 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Puente Negro - Tinguiririca 220kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Concepción 154 kV	-1,0	-1,2	-0,9	-1,0	-1,0	-0,9	-1,2	-1,5	-1,3
Charrúa - Lagunillas 220 kV	-2,6	-2,0	-3,2	-2,5	-2,8	-3,2	-2,6	-2,2	-2,5
Charrúa - Concepción 220 kV	-1,9	-2,2	-1,8	-1,9	-1,9	-1,8	-1,9	-2,3	-2,1
Hualpen - El Trébol 220 kV	-0,9	-0,5	-0,6	0,8	-0,8	-0,6	-0,7	-0,4	-0,6
Lagunillas - Los Guindos 220 kV	0,4	-0,2	-0,7	0,3	0,5	-0,7	-0,2	-0,2	-0,2
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	-0,6	0,2	-0,5	-0,7	-0,6	-0,5	-0,3	0,3	-0,2
Concepción - San Vicente 154 kV L1	-0,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2
Angostura U1	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Ralco U1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Canutillar U1	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
PetroPower	-1,2	-1,1	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,5	-1,3	-1,4
Bocamina U2	-0,3	-0,4	-0,7	-0,3	-0,4	-0,6	-0,4	-0,2	-0,4
La Higuera U1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Confluencia U1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Curillinque	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2
Cipreses U1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CC Nehuenco 2	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVar	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVar	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
CCEE Charrúa 220 kV 1x65 MVar	-0,3	-0,4	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,5	-0,3
CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVar	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1	-1,2	-1,1	-1,5	-1,4	-1,6
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Tr Nueva Charrúa 500/220kV	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Ancoa T2 525/220kV_750 MVA	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Charrúa 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,3	-0,4	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,4	-0,3

Tabla 7-31: Mayores variaciones absolutas de tensión en el ACT del Centro Sur – Sub-ACT Concepción



### Sensibilidad post-contingencia

En la tabla a continuación se resumen las máximas sensibilidades  $dV/dQ$  [%/MVAr] para cada una de las contingencias en las principales barras del área. En general, se observa que este índice se mantiene relativamente constante para los distintos estados post-contingencia, notándose leves variaciones principalmente en los nodos aledaños al elemento en falla, destacándose los de la zona del Gran Concepción.

Subestación → Contingencia ↓	Mayor sensibilidad [%/MVAr]												
	S/E Alto Jahuel 500kV	S/E Ancoa 500kV	S/E Charrúa 500kV	S/E Ancoa 220kV	S/E Charrúa 220kV	S/E Mulchén 220kV	S/E Río Malleco 220kV	S/E Temuco 220kV	S/E Río Tolten 220kV	S/E Itahue 220kV	S/E Maule 220kV	S/E Rancagua 154kV	S/E Punta de Cortes 154kV
Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	0,006	0,007	0,009	0,011	0,010	0,021	0,028	0,035	0,039	0,027	0,034	0,051	0,056
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	0,006	0,007	0,010	0,010	0,011	0,021	0,028	0,035	0,040	0,027	0,034	0,051	0,056
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	0,006	0,007	0,010	0,010	0,011	0,021	0,028	0,035	0,040	0,027	0,034	0,051	0,056
Charrúa - Entre Ríos C1	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Ancoa - Itahue 220 kV L1	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,038	0,035	0,051	0,056
Entre Ríos - Charrúa 2x220 C1	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Charrúa - Mulchén 220 kV C1	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,027	0,032	0,037	0,041	0,027	0,034	0,050	0,056
Mulchén - Río Malleco 220kV C2	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,021	0,033	0,039	0,043	0,027	0,034	0,050	0,056
Río Malleco - Cautín 220kV C2	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,021	0,029	0,043	0,047	0,027	0,034	0,050	0,056
Cautín - Río Tolten 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Tap Río Tolten - Ciruelos 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,040	0,027	0,034	0,050	0,056
Ciruelos - Pichiripulli 220 kV C1	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,021	0,028	0,035	0,040	0,027	0,034	0,050	0,056
Puente Negro - Tinguiririca 220kV	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,051	0,056
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,101	0,079
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,028	0,034	0,052	0,057
Charrúa - Concepción 154 kV	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Charrúa - Lagunillas 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Charrúa - Concepción 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Hualpen - El Trébol 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Lagunillas - Los Guindos 220 kV	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Concepción - San Vicente 154 kV L1	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Angostura U1	0,006	0,006	0,009	0,008	0,010	0,025	0,030	0,036	0,040	0,026	0,033	0,050	0,056
Ralco U1	0,006	0,006	0,007	0,008	0,008	0,017	0,024	0,035	0,039	0,026	0,034	0,050	0,055
Canutillar U1	0,006	0,006	0,008	0,009	0,010	0,020	0,026	0,035	0,040	0,026	0,033	0,050	0,056
PetroPower	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,021	0,028	0,035	0,040	0,027	0,034	0,050	0,056
Bocamina U2	0,006	0,006	0,007	0,008	0,007	0,017	0,025	0,033	0,037	0,026	0,034	0,050	0,055
La Higuera U1	0,006	0,007	0,009	0,011	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,051	0,056
Confluencia U1	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,051	0,056
Curillinque	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
Cipreses U1	0,006	0,006	0,008	0,010	0,010	0,020	0,026	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
CC Nehuenco 2	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,040	0,027	0,034	0,050	0,056
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVAr	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVAr	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,051	0,056
CCEE Charrúa 220 kV 1x65 MVAr	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVAr	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,027	0,034	0,051	0,056
Tr Nueva Charrúa 500/220kV	0,006	0,007	0,009	0,010	0,011	0,021	0,028	0,035	0,039	0,027	0,034	0,051	0,056
Ancoa T2 525/220kV_750 MVA	0,006	0,007	0,009	0,013	0,010	0,020	0,027	0,035	0,039	0,028	0,035	0,051	0,056
Charrúa 500/220/66kV-750 MVA T5	0,006	0,007	0,009	0,010	0,010	0,021	0,028	0,035	0,039	0,027	0,034	0,050	0,056

Tabla 7-32: Mayores variaciones de la sensibilidad  $dV/dQ$ . – Sub-ACT Troncal



Mayor sensibilidad [%/MVar]

Subestación → Contingencia ↓	S/E Hualpen 220kV	S/E Concepción 220kV	S/E Bocamina 220 kV	S/EEI Trébol 220kV	S/E El Guindo 220kV	S/E Lagunillas 220 kV	S/E Hualpen 154kV	S/E Concepción 154kV	S/E San Vicente 154kV
Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,041	0,041	0,040	0,041
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	0,040	0,044	0,046	0,040	0,042	0,041	0,041	0,041	0,042
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	0,040	0,044	0,046	0,040	0,042	0,041	0,041	0,041	0,042
Charrua - Entre Ríos C1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
Ancoa - Itahue 220 kV L1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
Entre Ríos - Charrua 2x220 C1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,041	0,040	0,041
Charrúa - Mulchen 220 kV C1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,041	0,041	0,040	0,041
Mulchén - Río Malleco 220kV C2	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,041	0,040	0,041
Río Malleco - Cautín 220kV C2	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,041	0,041	0,040	0,041
Cautín - Río Toltén 220 kV	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
Tap Río Toltén - Ciruelos 220 kV	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
Puente Negro - Tinguiririca 220kV	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,041	0,040	0,041
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
Charrúa - Concepción 154 kV	0,042	0,047	0,048	0,042	0,044	0,043	0,046	0,048	0,047
Charrúa - Lagunillas 220 kV	0,053	0,048	0,073	0,051	0,058	0,068	0,052	0,049	0,052
Charrúa - Concepción 220 kV	0,046	0,089	0,052	0,046	0,048	0,047	0,054	0,059	0,056
Hualpen - El Trébol 220 kV	0,056	0,045	0,053	0,060	0,055	0,048	0,047	0,044	0,047
Lagunillas - Los Guindos 220 kV	0,045	0,043	0,055	0,044	0,052	0,050	0,041	0,040	0,042
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	0,040	0,043	0,046	0,040	0,042	0,041	0,041	0,041	0,042
Concepción - San Vicente 154 kV L1	0,039	0,043	0,046	0,039	0,041	0,041	0,042	0,041	0,043
Angostura U1	0,040	0,044	0,046	0,040	0,042	0,041	0,041	0,041	0,042
Ralco U1	0,037	0,041	0,043	0,037	0,039	0,039	0,039	0,038	0,039
Canutillar U1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,041	0,041	0,040	0,041
PetroPower	0,043	0,046	0,049	0,043	0,045	0,044	0,047	0,045	0,047
Bocamina U2	0,036	0,040	0,043	0,037	0,038	0,038	0,038	0,038	0,039
La Higuera U1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,041	0,040	0,041
Confluencia U1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
Curillinque	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
Cipreses U1	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
CC Nehuenco 2	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,041	0,040	0,041
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVar	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVar - Barra 2	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
CCEE Charrua 220 kV 1x65 MVar	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,040	0,040	0,041
CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVar	0,039	0,043	0,046	0,039	0,041	0,041	0,041	0,040	0,041
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,040	0,041	0,040	0,041
Tr Nueva Charrúa 500/220kV	0,039	0,043	0,046	0,039	0,041	0,041	0,041	0,040	0,041
Ancoa T2 525/220kV_750 MVA	0,039	0,043	0,045	0,039	0,041	0,041	0,041	0,040	0,041
Charrua 500/220/66kV-750 MVA T5	0,039	0,043	0,046	0,040	0,042	0,041	0,041	0,040	0,042

Tabla 7-33: Mayores variaciones de la sensibilidad dV/dQ. – Sub-ACT Concepción



### 7.6.3 Principales resultados

#### **Requerimientos de potencia reactiva para operación normal**

El análisis del ACT del Centro-Sur al año 2020 de la sección precedente se realizó contemplando una división en tres sub-ACT, correspondientes a la zona de Concepción, Itahue y al Troncal (Zona Charrúa). Para esa fecha, se contempla la energización del polo hidráulico de Tinguiririca en 220kV mediante la incorporación de un transformador 220/154kV en la S/E Tinguiririca y el seccionamiento de la línea Tinguiririca – La Higuera en la S/E Puente Negro 220kV. De esta forma, se introduce un nuevo vínculo entre las sub-ACT de Itahue y Troncal, incrementando la cercanía eléctrica de las mismas y, por lo tanto, la influencia de los RCT de la sub-ACT ajena en la propia. A su vez, de la sección 7.5 se puede notar que estas zonas presentan un comportamiento similar en cuanto a los requerimientos de potencia reactiva, con importantes intercambios entre ellas, por lo que para a partir de esta fecha se considera conveniente unificar el análisis de las mismas, conformando así dos sub-ACT de estudio: Troncal (Itahue + Charrúa) y Concepción.

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Centro-Sur de la siguiente manera:

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Centro/Sur	Troncal	-245	896
	Concepción 154kV	45	148

Tabla 7-34: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

#### **Reservas de potencia reactiva para contingencia**

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Centro/Sur para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Centro/Sur	Total	Capacitiva	274	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	217	Ralco U1
	Troncal	Capacitiva	270	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	197	Ralco U1
	Concep.	Capacitiva	18	Charrúa - Lagunillas
		Inductiva	20	Ralco U1

Tabla 7-35: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro/Sur

### 7.6.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

#### **Requerimientos en red completa**



De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Centro/Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

#### Reservas de potencia reactiva

En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Centro/Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias**.

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Reservas de potencia reactiva	Capacitivas		Inductivas	
	Esc. de Estudio	Requerim.	Esc. de Estudio	Requerim.
<b>Centro/Sur - Troncal</b>				
Mínimo	1207	270	720	197
Máximo	1803		2143	
<b>Centro/Sur - Concepción</b>				
Mínimo	30	18	30	20
Máximo	423		281	
<b>Centro/Sur - Total</b>				
Mínimo	1238	274	745	217
Máximo	2226		2424	

Tabla 7-36: Resumen suficiencia en ACT

Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados, como así también en las distintas Sub-ACT. Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.

Con la entrada de servicio de la S/E El Trébol, se reducen los requerimientos ante contingencias de la red de Concepción, debido a que la falla de la línea Concepción – Alonso de Rivera 154kV no deriva en desconexión de demanda. A su vez se incrementan las reservas para la operación en la zona, con lo cual no se presentan incumplimientos a niveles de sub-ACT.



## 7.7 Análisis año 2023

### 7.7.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de potencia reactiva de cada RCT clasificado por tipo, escenario e hidrología y además, por sub-ACT: Troncal y zona Concepción. Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva por las líneas y transformadores que se encuentran en la frontera de cada sub-ACT.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
	HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
	CT01 DB_Noche	CT02 DB_Día	CT03 DA_Día	CT04 DA_Noche	CT05 DB_Noche	CT06 DB_Día	CT07 DA_Día	CT08 DA_Noche	CT09 DA_Día Max_N-S	CT10 DA_Noche Max_N-S	CT11 DB_Día N-2	CT12 DA_Noche N-2
<b>ACT-CS_Troncal</b>												
<b>RCT</b>	<b>-152</b>	<b>-77</b>	<b>504</b>	<b>490</b>	<b>-267</b>	<b>-311</b>	<b>100</b>	<b>195</b>	<b>886</b>	<b>950</b>	<b>-255</b>	<b>115</b>
Capacitor	107	111	344	294	93	96	224	244	539	526	92	243
ERNC		-5	0	0	-34	-35	-35	-15	10	0	-35	-15
Generador	-181	-105	238	276	-247	-293	-10	44	337	423	-231	-35
Reactor	-79	-78	-78	-79	-79	-79	-79	-77			-81	-79
<b>Demanda</b>	<b>178</b>	<b>70</b>	<b>-532</b>	<b>-551</b>	<b>43</b>	<b>143</b>	<b>-279</b>	<b>-273</b>	<b>-741</b>	<b>-755</b>	<b>1</b>	<b>-310</b>
TR	-458	-486	-664	-660	-265	-282	-435	-590	-867	-904	-245	-456
Líneas	689	693	403	446	1021	990	871	773	110	68	1038	871
Carga	-247	-247	-328	-328	-247	-247	-328	-328	-328	-328	-247	-328
Intercambio	195	110	58	-8	-465	-317	-386	-127	344	409	-544	-397
<b>ACT_CS_Concepción154</b>												
<b>RCT</b>	<b>86</b>	<b>91</b>	<b>136</b>	<b>128</b>	<b>55</b>	<b>90</b>	<b>82</b>	<b>126</b>	<b>151</b>	<b>133</b>	<b>44</b>	<b>126</b>
Capacitor	77	82	125	115	47	83	68	116	126	115	36	116
Generador	9	9	11	13	8	8	15	10	25	18	9	10
<b>Demanda</b>	<b>-86</b>	<b>-91</b>	<b>-136</b>	<b>-128</b>	<b>-55</b>	<b>-90</b>	<b>-82</b>	<b>-126</b>	<b>-151</b>	<b>-133</b>	<b>-44</b>	<b>-126</b>
TR	-30	-30	-54	-54	-28	-29	-54	-53	-97	-97	-29	-53
Líneas	11	11	2	2	11	11	1	2	-7	-7	11	2
Carga	-67	-67	-92	-92	-67	-67	-92	-92	-92	-92	-67	-92
Intercambio	0	-5	9	16	29	-5	63	17	44	63	41	17

\*positivo: inyecta potencia reactiva

\*negativo: absorbe potencia reactiva

Tabla 7-37: Resumen RCT por escenario, hidrología y sub-ACT | Centro-Sur.

En función de lo anterior y análogo a la encontrado para los años previos, se encuentra que la sub-ACT de Concepción 154kV es demandante de potencia reactiva capacitiva que es suplida principalmente por generación de potencia reactiva local proveniente de unidades sincrónicas y capacitores shunt y, en menor medida, con importaciones de potencia reactiva desde el troncal. Respecto al troncal se encuentra que la demanda de potencia reactiva depende fuertemente de las transferencias que exista por las líneas de 500kV y 220kV, encontrándose que en hidrología húmeda se tienen mayores transferencias por lo que los RCT tienden a inyectar potencia reactiva mientras que en hidrología seca las transferencias son menores por lo que los RCT de la zona tienden a absorber potencia reactiva.



En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Centro/Sur para las condiciones de operación de los escenarios específicos, divididos en Troncal y Concepción 154kV, presentando a su vez el total del ACT bajo análisis.

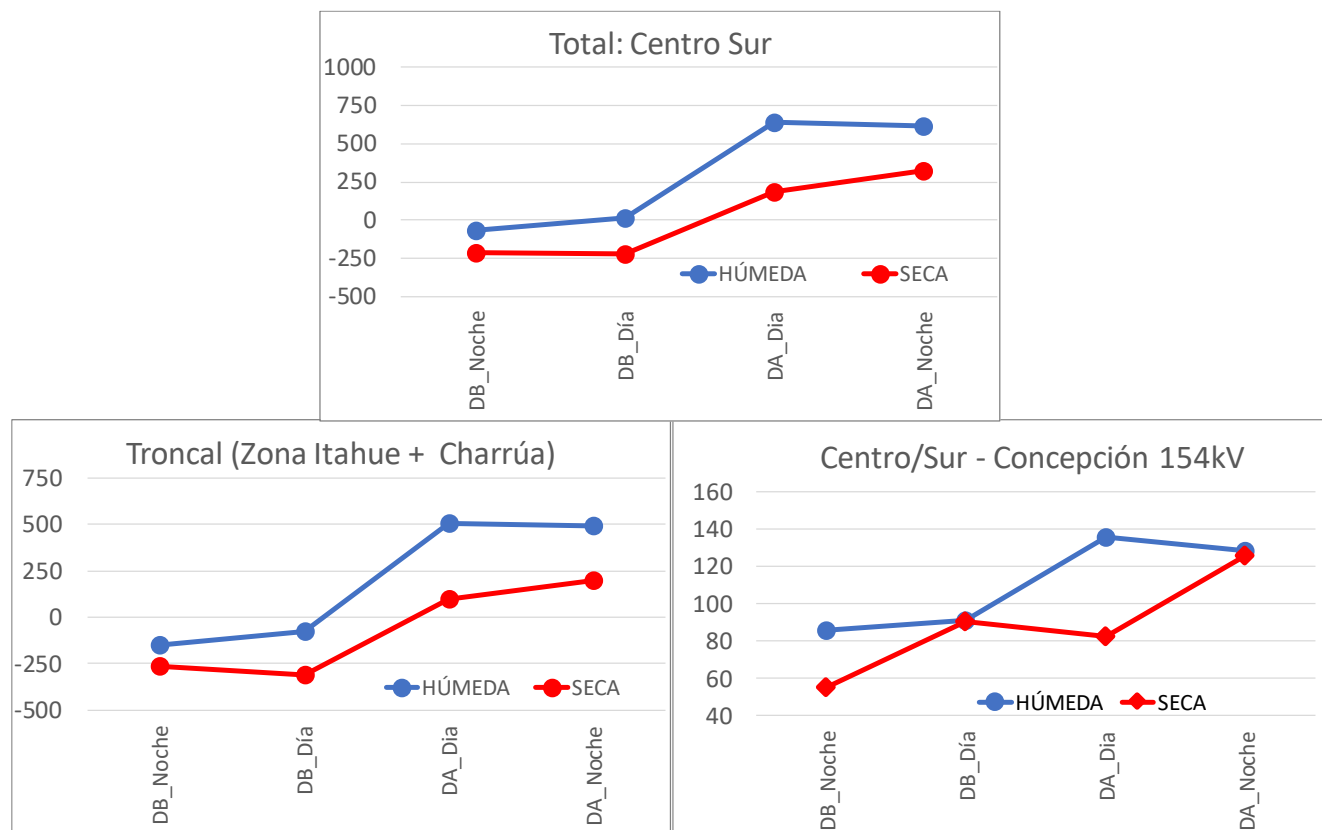


Figura 7-22: RPR por sub-ACT | Centro/Sur.

De la figura anterior puede verse que la condición hidrológica afecta principalmente la generación de potencia reactiva de los RCT del troncal debido a los cambios en las transferencias por las líneas de 500kV y 220kV. Además, puede verse que las mayores variaciones en los requerimientos de potencia reactiva ocurren en las transiciones de demanda baja a demanda alta. En consideración de todo lo anterior, en la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT.

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Centro/Sur	Troncal	-311	950
	Concepción 154kV	44	151

Tabla 7-38: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.





## Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de diversas contingencias simples no simultáneas sobre el control de tensión del sistema post-contingencia.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para las contingencias más exigentes, como el total para el Centro-Sur y parciales para las zonas Troncal y Concepción 154kV.

### Circuitos de 500kV

Hidrología →		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día Max_N-S	DA_Noche Max_N-S	DB_Día N-2	DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-181	-105	238	276	-247	-293	-10	44	337	423	-231	-35
	Q Conce	9	9	11	13	8	8	15	10	25	18	9	10
	Q Total	-172	-96	249	289	-239	-285	4	54	362	441	-223	-24
Ancoa - Charrúa 500kV	Q Troncal	-158	-83	263	298	-230	-276	8	60	403	501	-216	-17
	Q Conce	9	9	11	14	9	8	15	10	30	24	9	10
	Q Total	-149	-74	274	312	-221	-267	23	71	433	525	-206	-7
	ΔQ Troncal	22	22	25	22	17	17	19	17	65	77	16	17
	ΔQ Conce	0	0	0	0	0	0	0	0	5	6	1	0
	ΔQ Total	23	22	25	23	17	18	19	17	70	83	16	18
Ancoa - Entre Ríos 500kV	Q Troncal	-124	-49	301	336	-200	-246	41	95	446	545	-189	13
	Q Conce	10	10	12	14	9	9	16	11	35	29	10	11
	Q Total	-114	-39	313	350	-191	-237	56	106	481	573	-179	24
	ΔQ Troncal	57	57	63	60	46	47	51	51	109	121	42	48
	ΔQ Conce	1	1	1	1	1	1	1	1	10	11	1	1
	ΔQ Total	58	58	64	61	47	48	52	52	118	132	44	49
Entre Ríos - Charrúa 500kV	Q Troncal	-223	-147	192	230	-285	-332	-53	-1	293	379	-267	-75
	Q Conce	8	8	10	12	7	7	14	9	21	14	8	9
	Q Total	-215	-139	202	242	-278	-325	-39	8	314	393	-259	-66
	ΔQ Troncal	-42	-42	-46	-46	-38	-39	-42	-44	-45	-44	-35	-41
	ΔQ Conce	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-4	-4	-1	-1
	ΔQ Total	-43	-43	-47	-47	-39	-40	-43	-45	-49	-48	-36	-42

Tabla 7-39: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro/Sur | Desc. circuitos 500kV.

Como puede verse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 500kV, en general demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva, con la excepción de los circuitos Charrúa – Entre Ríos, los cuales requieren potencia reactiva inductiva. De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Centro-Sur, en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N, son:

- Desconexión de un circuito de la línea Entre Ríos - Ancoa 500kV: **132MVar capacitivos**.
- Desconexión de un circuito de la línea Ancoa – Charrúa 500kV: **49MVar inductivos**.


**Circuitos de 220kV**

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario →	Condición   sub-ACT	CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12
		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día Max_N-S	DA_Noche Max_N-S	DB_Día N-2	DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-181	-105	238	276	-247	-293	-10	44	337	423	-231	-35
	Q Conce	9	9	11	13	8	8	15	10	25	18	9	10
	Q Total	-172	-96	249	289	-239	-285	4	54	362	441	-223	-24
Charrúa - El Trebol 220kV	Q Troncal	-158	-83	280	317	-228	-274	26	80	349	433	-215	-1
	Q Conce	11	12	15	18	12	10	21	15	34	30	12	15
	Q Total	-147	-71	295	336	-217	-263	46	95	383	463	-203	14
	ΔQ Troncal	22	22	42	42	19	19	36	36	11	9	16	33
	ΔQ Conce	3	3	5	5	3	3	6	5	9	12	4	5
	ΔQ Total	25	25	47	47	22	22	42	41	21	21	20	38
Charrúa - Concepción 220 kV	Q Troncal	-159	-84	276	314	-229	-275	23	77	354	438	-216	-4
	Q Conce	11	11	14	17	11	10	19	14	34	28	12	14
	Q Total	-148	-73	290	331	-218	-265	42	90	387	467	-204	10
	ΔQ Troncal	21	21	38	38	17	18	33	33	16	15	16	30
	ΔQ Conce	2	2	3	4	3	2	5	4	9	11	3	4
	ΔQ Total	24	24	41	42	20	20	38	37	25	25	19	34
Río Malleco - Cautín 220kV C2	Q Troncal	-145	-73	295	335	-237	-280	6	61	379	458	-220	-18
	Q Conce	9	9	12	14	8	8	15	10	28	21	9	10
	Q Total	-136	-64	307	349	-228	-272	21	72	407	479	-211	-8
	ΔQ Troncal	36	32	57	59	10	13	17	18	41	35	12	17
	ΔQ Conce	1	1	1	1	0	0	0	0	3	3	0	0
	ΔQ Total	36	33	58	60	11	14	17	18	45	37	12	17

Tabla 7-40: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. circuitos 220kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 220kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro-Sur. De estas contingencias, la que exige más los RCT del Centro-Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), es la desconexión circuito de línea Río Malleco-Cautín 220kV: **60MVar capacitivos**.

**Circuitos de 154kV**

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario →	Condición   sub-ACT	CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12
		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día Max_N-S	DA_Noche Max_N-S	DB_Día N-2	DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-181	-105	238	276	-247	-293	-10	44	337	423	-231	-35
	Q Conce	9	9	11	13	8	8	15	10	25	18	9	10
	Q Total	-172	-96	249	289	-239	-285	4	54	362	441	-223	-24
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	Q Troncal	-155	-80	276	NC	-225	-270	NC	82	376	NC	-211	3
	Q Conce	9	9	11	NC	8	8	NC	10	26	NC	9	10
	Q Total	-147	-71	287	NC	-217	-262	NC	92	402	NC	-202	13
	ΔQ Troncal	25	26	38	NC	22	23	NC	39	38	NC	21	37
	ΔQ Conce	0	0	0	NC	0	0	NC	0	1	NC	0	0
	ΔQ Total	25	26	38	NC	22	23	NC	39	39	NC	21	37

Tabla 7-41: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. circuitos 154kV.



Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de un circuito de 154kV demanda requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro-Sur. De estas contingencias, la que exige más los RCT del Centro/Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), es la desconexión línea Alto Jahuel – Punta Cortés 154kV (red Itahue 154kV): **39MVAR capacitivos**

### Reactores/capacitores shunt

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día Max N-S	DA_Noche Max N-S	DB_Día N-2	DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-181	-105	238	276	-247	-293	-10	44	337	423	-231	-35
	Q Conce	9	9	11	13	8	8	15	10	25	18	9	10
	Q Total	-172	-96	249	289	-239	-285	4	54	362	441	-223	-24
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVAR	Q Troncal	-240	-165	175	211	-298	-348	-71	-20	FS	FS	-282	-96
	Q Conce	8	8	10	13	8	7	14	9	FS	FS	8	9
	Q Total	-232	-157	186	224	-291	-341	-57	-11	FS	FS	-274	-87
	ΔQ Troncal	-60	-60	-63	-65	-51	-56	-60	-64	FS	FS	-50	-62
	ΔQ Conce	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	FS	FS	-1	-1
	ΔQ Total	-60	-60	-63	-65	-52	-56	-61	-64	FS	FS	-51	-62
CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVAR	Q Troncal	-148	-73	274	312	-218	-264	0	77	366	452	FS	-4
	Q Conce	12	13	15	17	12	11	0	14	40	33	FS	14
	Q Total	-136	-61	289	329	-206	-252	0	91	406	485	FS	10
	ΔQ Troncal	32	32	37	36	29	29	10	34	28	28	FS	31
	ΔQ Conce	4	4	4	4	4	4	-15	4	15	15	FS	4
	ΔQ Total	36	36	40	40	33	33	-4	37	44	44	FS	35
CCEE Charrúa 220 kV 1x65 MVAR	Q Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	398	484	FS	FS
	Q Conce	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	32	25	FS	FS
	Q Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	429	509	FS	FS
	ΔQ Troncal	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	60	61	FS	FS
	ΔQ Conce	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	7	7	FS	FS
	ΔQ Total	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	FS	67	67	FS	FS

Tabla 7-42: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Reactores y capacitores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un reactor de barra de 220kV (Ancoa) demanda **65MVAR de potencia reactiva inductiva** de los RCT del Centro-Sur (reactor Ancoa 220kV 65MVAR); mientras que la desconexión del capacitor de Charrúa demanda **67MVAR de potencia reactiva capacitiva**.



### Transformadores

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día	DA_Noche	DB_Día	DA_Noche
		Max_N-S	Max_N-S	N-2	N-2	Max_N-S	Max_N-S	N-2	N-2	Max_N-S	Max_N-S	N-2	N-2
Red N	Q Troncal	-181	-105	238	276	-247	-293	-10	44	337	423	-231	-35
	Q Conce	9	9	11	13	8	8	15	10	25	18	9	10
	Q Total	-172	-96	249	289	-239	-285	4	54	362	441	-223	-24
A.Jahuel 500/220/66kV- 750 MVA T5	Q Troncal	-172	-107	260	296	-251	-293	21	63	426	509	-233	-19
	Q Conce	9	9	11	13	8	7	15	10	30	23	8	10
	Q Total	-163	-98	271	309	-243	-286	35	73	456	532	-224	-9
	ΔQ Troncal	9	-2	22	20	-4	-1	31	19	89	85	-1	16
	ΔQ Conce	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0
	ΔQ Total	9	-2	22	20	-4	-1	31	19	94	90	-1	16

Tabla 7-43: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. transformadores.

De la tabla anterior se encuentra que la desconexión de un transformador de 500/220kV demandan requerimientos de potencia reactiva capacitiva de los RCT del Centro-Sur. En particular, el que provoca los mayores requerimientos de potencia reactiva en los RCT del Centro-Sur resulta la desconexión del ATR Alto Jahuel 500/220kV: **94MVar capacitivos**.

### Generadores

De la tabla siguiente se encuentra que los mayores requerimientos de potencia reactiva inductiva se encuentran tras la desconexión de Ralco U1: **224MVar inductivos**. Además, puede verse que la desconexión del ciclo combinado Nehueno U2 TG+TV produce requerimientos de potencia reactiva **capacitiva: 239MVar**.

Hidrología→		Escenarios Específicos								Escenarios Adicionales			
		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día	DA_Noche	DB_Día	DA_Noche
		Max_N-S	Max_N-S	N-2	N-2	Max_N-S	Max_N-S	N-2	N-2	Max_N-S	Max_N-S	N-2	N-2
Red N	Q Troncal	-181	-105	238	276	-247	-293	-10	44	337	423	-231	-35
	Q Conce	9	9	11	13	8	8	15	10	25	18	9	10
	Q Total	-172	-96	249	289	-239	-285	4	54	362	441	-223	-24
Ralco U1	Q Troncal	-154	FS	104	161	FS	FS	FS	FS	125	200	FS	FS
	Q Conce	9	FS	9	12	FS	FS	FS	FS	8	0	FS	FS
	Q Total	-145	FS	113	172	FS	FS	FS	FS	133	200	FS	FS
	ΔQ Troncal	4	FS	-135	-103	FS	FS	FS	FS	-207	-205	FS	FS
	ΔQ Conce	0	FS	-2	-2	FS	FS	FS	FS	-17	-18	FS	FS
	ΔQ Total	3	FS	-137	-105	FS	FS	FS	FS	-224	-223	FS	FS
Nehueno U2 TG+TV	Q Troncal	36	-75	250	289	0	-274	5	58	360	440	-218	-23
	Q Conce	11	9	11	13	0	8	15	10	26	19	9	10
	Q Total	48	-66	261	303	0	-266	20	68	386	458	-209	-13
	ΔQ Troncal	217	30	12	13	247	19	16	14	22	16	14	11
	ΔQ Conce	3	0	0	0	-8	0	0	0	1	1	0	0
	ΔQ Total	220	31	12	14	239	20	16	15	24	17	14	11

Tabla 7-44: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. generación sincr.



### Consumos

Hidrología →		HÚMEDA				SECA				HÚMEDA		SECA	
Escenario →		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	CT09	CT10	CT11	CT12
Condición   sub-ACT		DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DB_Noche	DB_Día	DA_Día	DA_Noche	DA_Día Max_N-S	DA_Noche Max_N-S	DB_Día N-2	DA_Noche N-2
Red N	Q Troncal	-181	-105	238	276	-247	-293	-10	44	337	423	-231	-35
	Q Conce	9	9	11	13	8	8	15	10	25	18	9	10
	Q Total	-172	-96	249	289	-239	-285	4	54	362	441	-223	-24
I. Oxy + Eka Nobel + Petrodow 154 kV	Q Troncal	-217	-145	191	230	-269	-318	-44	4	305	390	-251	-69
	Q Conce	6	6	8	10	6	5	12	7	13	6	6	7
	Q Total	-211	-139	198	240	-264	-313	-33	11	318	396	-245	-63
	ΔQ Troncal	-36	-40	-47	-46	-22	-25	-34	-39	-32	-33	-20	-35
	ΔQ Conce	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-12	-12	-3	-3
	ΔQ Total	-39	-42	-50	-49	-25	-28	-37	-42	-45	-46	-23	-38

Tabla 7-45: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur | Desc. consumos.

De la tabla anterior se encuentra que desconexión de consumos demanda requerimientos de potencia reactiva inductiva. Los mayores requerimientos se encuentran tras la desconexión de los consumos industriales de I. Oxy + Eka Noble + Petrodow de la red de Concepción 154kV: **50MVar inductivos**.

### Máximos del ACT

A continuación se muestran las contingencias que derivan en los máximos requerimientos capacitivos e inductivos del ACT y de cada sub-ACT.

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Centro/Sur	Total	Capacitiva	239	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	224	Ralco U1
	Troncal	Capacitiva	247	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	207	Ralco U1
	Concep.	Capacitiva	15	CCEE San Vicente 154kV (40MVar)
		Inductiva	18	Ralco U1

Tabla 7-46: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro/Sur



### 7.7.2 Análisis de tensiones y sensibilidades (desde)

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

#### Operación normal

En los gráficos a continuación se muestra la sensibilidad ( $dV/dQ$ ) en condiciones de operación normal en las principales barras del área, distinguiéndose las principales subestaciones del sistema de 500kV y 220kV de la Sub-ACT Troncal.

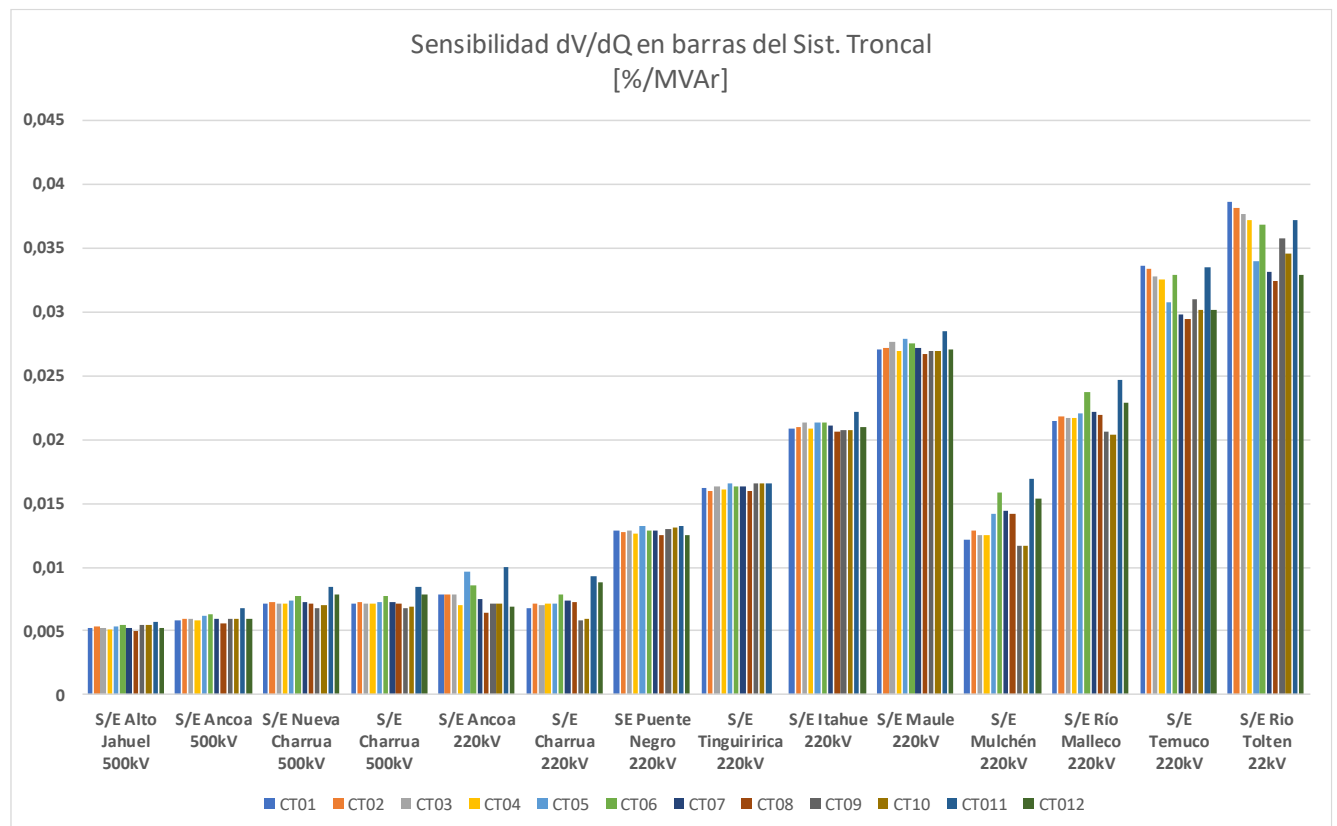


Figura 7-23 Sensibilidades  $dV/dQ$  en principales barras del ACT del Centro-Sur en operación normal – Sub-ACT Troncal

A su vez, en la siguiente figura se presentan las sensibilidades  $dV/dQ$  en las principales barras, tanto de 220kV como de 154kV, de la zona de Concepción, encontrándose indicadores similares en los distintos nodos.

En comparación a los años anteriores, se observa una reducción en la sensibilidad de las SS/EE Río Malleco y Mulchén, debidas principalmente a la entrada en servicio de la S/E JMA. A su vez, se observa también un incremento de la robustez en las barras de 220kV de las SS/EE Tinguiririca y Maule, debido a los nuevos circuitos de 220kV Itahue – Mataquito – Nirivilo – Nva Cauquenes – Dichato – Hualqui que enmallan la red en esta zona.

Por otro lado, en lo que respecta a Concepción, se observa una reducción en la sensibilidad de todas sus barras.

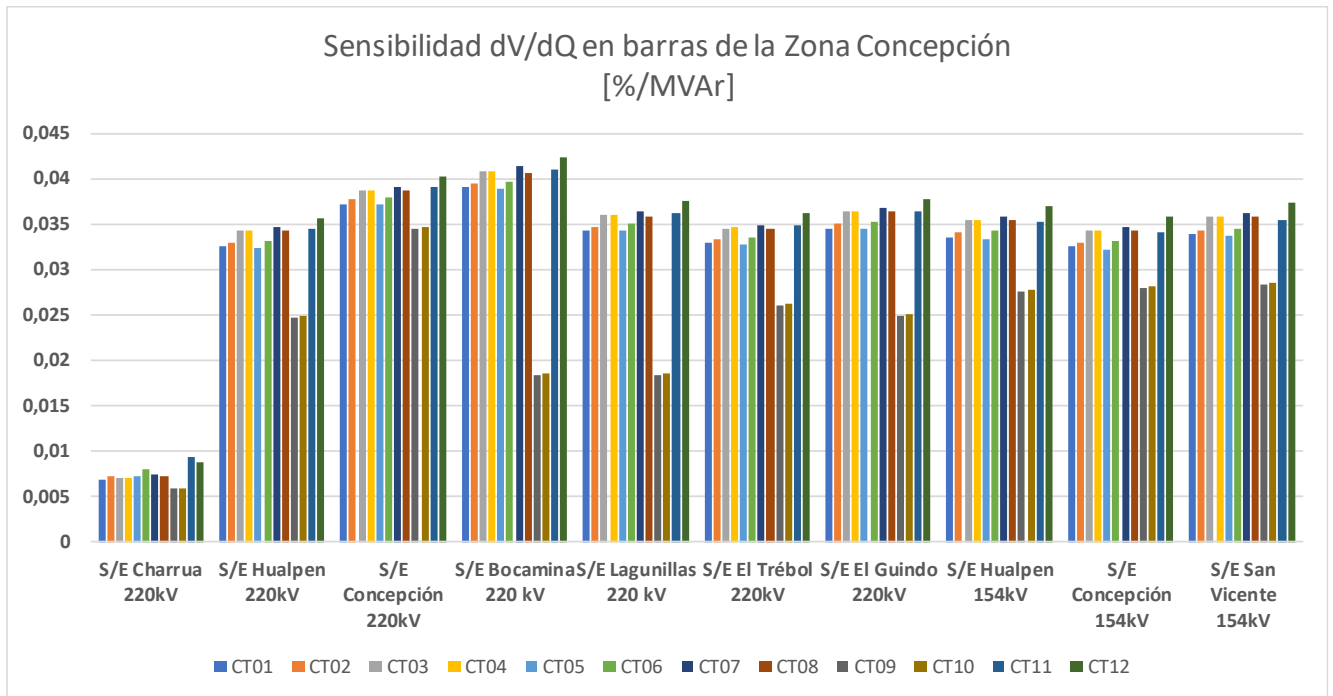


Figura 7-24. Sensibilidades  $dV/dQ$  en principales barras del ACT del Centro-Sur – Sub-ACT Concepción

Por otra parte, en la figura a continuación se presenta el perfil de tensiones en las principales barras del sistema troncal de 500kV y 220kV de la zona centro-sur y un detalle adicional de las tensiones en los principales nodos de la zona de Concepción. De estas se puede observar que en todos los escenarios de estudio las tensiones se encuentran dentro de los rangos admisibles para la operación en condiciones normales.

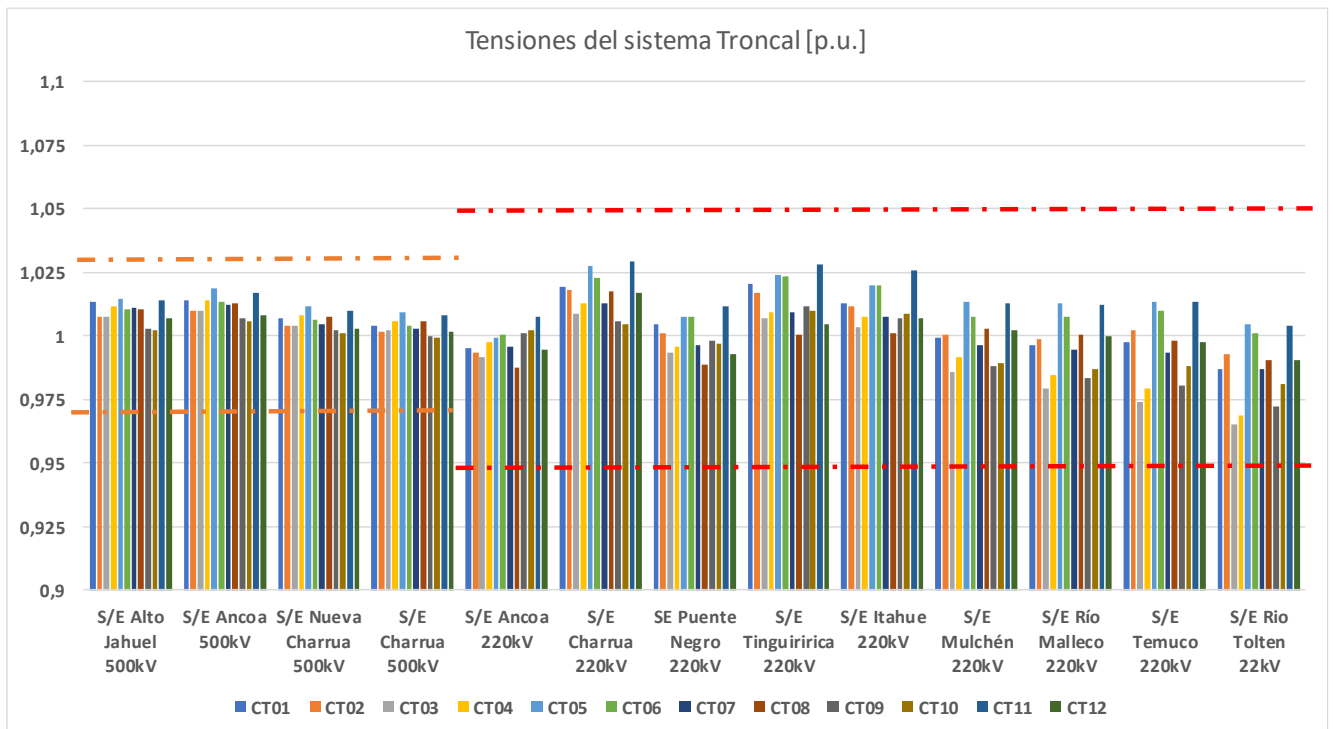


Figura 7-25. Perfil de tensiones del ACT del Centro-Sur - Troncal en operación normal.



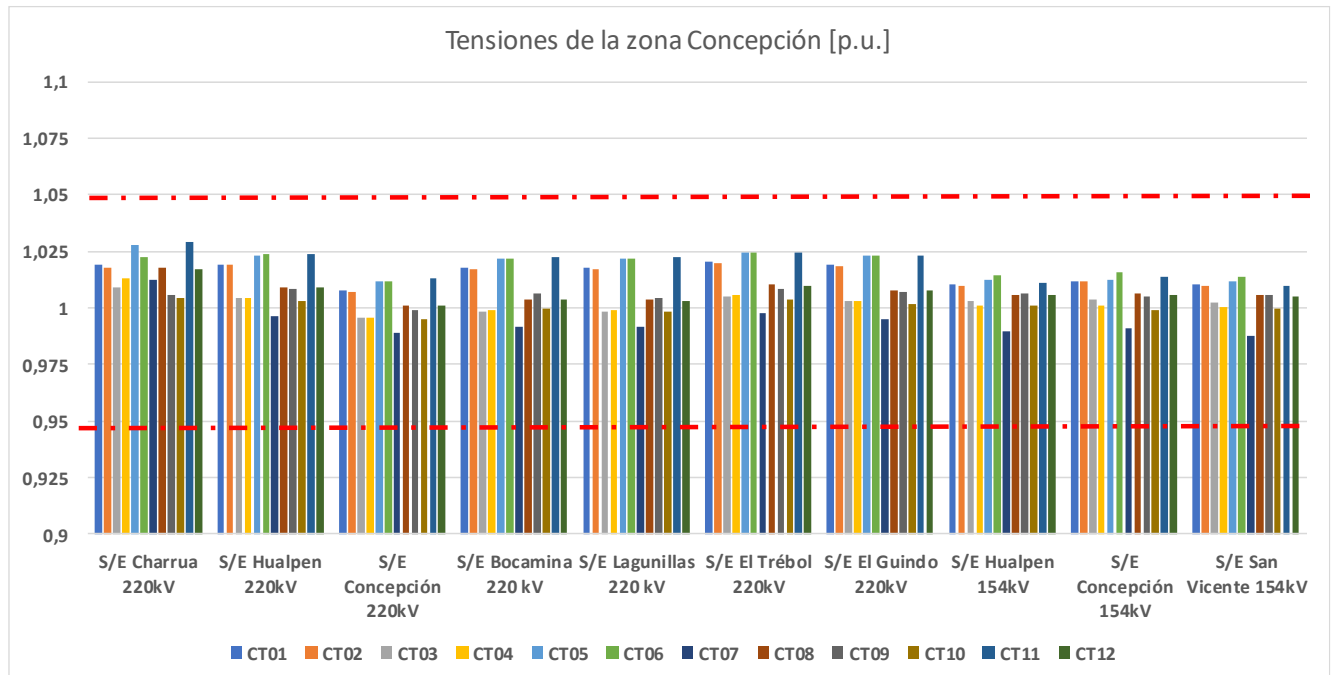


Figura 7-26. Perfil de tensiones del ACT del Centro-Sur - Concepción en operación normal.

### Operación post-contingencia

De forma complementaria al análisis de requerimientos de potencia reactiva del capítulo precedente, para evaluar el impacto de las contingencias, y analizar el desempeño y suficiencia de los recursos del sistema para atenderlas se analizan las variaciones de tensión derivadas de las mismas.

En las siguientes figuras se presenta el perfil de tensiones en las principales subestaciones del área, mostrando en cada una de estas los máximos y mínimos valores ante cada una de las contingencias, sobre todos los escenarios específicos. De la misma, se puede apreciar en el sistema de 500kV un perfil de tensión uniforme, con reducidas amplitudes en las variaciones de tensión. Se observa que, tanto para el sistema de 500kV como de 220kV, todas las tensiones se enmarcan dentro de las bandas establecidas por NTSyCS para la operación en Estado de Emergencia.

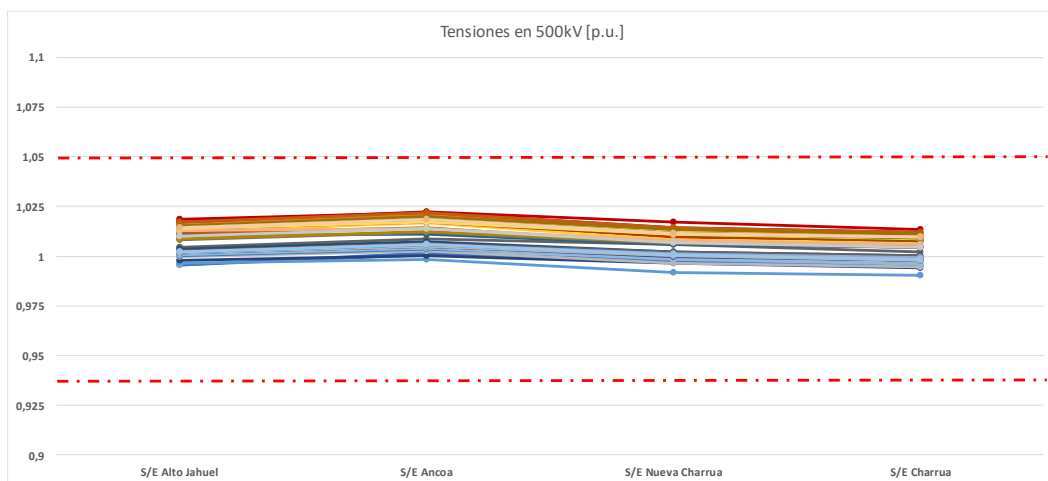


Figura 7-27. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de 500kV del ACT del Centro-Sur

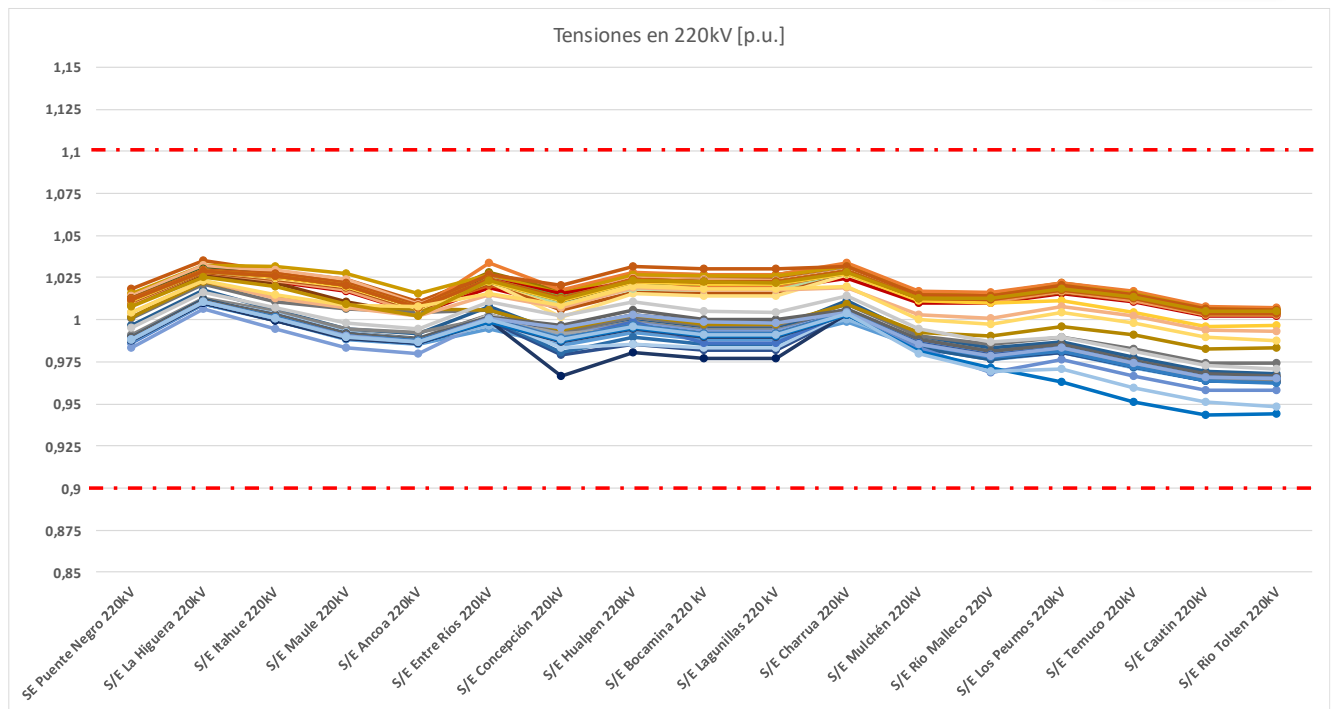


Figura 7-28. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de 220kV del ACT del Centro-Sur

En comparación con las fechas anteriores, se observa mayores excursiones de la tensión, en la región sur del ACT, con excursiones por debajo de 0.95pu. A pesar de esto en muchos de los casos las barras en condiciones de red N se encuentran operando por debajo de sus tensiones de servicio, y esto no se deriva de grandes variaciones de tensión.

Respecto a las variaciones de tensión calculadas, en la tabla a continuación se muestra el resumen de las máximas variaciones de tensión, tanto positivas como negativas, para un conjunto de barras de interés ante las contingencias evaluadas.

Las máximas variaciones post-contingencia en las barras del ACT no superan los límites de variación en red N (3% y 5% para 500kV, y 220kV/154kV respectivamente):

- Máximas variaciones en 500kV: +0.9% / -0.9%
- Máximas variaciones en 220kV: +1% / -2.4%
- Máximas variaciones en 154kV: +0.8% / -2.6%

A esta fecha se observa que las variaciones máximas de la tensión se reducen aún mas que a 2021, reflejando la robustez de la red con los enmallamientos proyectados.



Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	S/E Ancoa 500kV	S/E Charrúa 500kV	SE Puente Negro 220kV	SE Mataquito 220kV	S/E Nva Cauquenes 220kV	S/E Charrúa 220kV	S/E Río Malleco 220kV	S/E Temuco 220kV	S/E Río Tolten 220kV	S/E Itahue 220kV	S/E Maule 220kV	S/E Alto Jahuel 154kV	S/E Rancagua 154kV	S/E Tinguiririca 154kV
Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	-0,4	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	-0,6	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	-0,8	-0,9	-0,4	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
Charrúa - Entre Ríos C1	0,4	0,5	0,2	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Ancoa - Itahue 220 kV L1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	-0,2	0,0	0,0	0,0
Entre Ríos - Charrúa 2x220 C1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Mulchen 220 kV C1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	0,0	0,0	0,0
Mulchén - Río Malleco 220kV C2	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-1,1	-0,8	-0,7	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0
Río Malleco - Cautín 220kV C2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,8	-2,4	-2,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Cautín - Río Tolten 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Río Tolten - Ciruelos 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ciruelos - Pichiripulli 220 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Puente Negro - Tinguiririca 220kV	-0,1	0,0	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,5	-0,5
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-2,6	-0,8
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Charrúa - Concepción 154 kV	0,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Lagunillas 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Concepción 220 kV	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Hualpen - El Trébol 220 kV	0,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0
Lagunillas - Los Guindos 220 kV	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Hualqui 220 kV	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-1,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,5	-0,5	-0,1	-0,1	-0,1
Dichato - Hualqui 2x220 kV C1	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nva. Cauquenes - Dichato 2x220 C1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,5	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	0,0	-0,1	-0,1
Nva. Nirivilo - Cauquenes 2x220 kV C2	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,1	0,0	0,0	-0,1
Mataquito - Nva. Nirivilo 2x220 kV C2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1
Itahue - Mataquito 2x220kV C2	0,0	0,0	-0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	0,0	-0,1	-0,1
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Concepción - San Vicente 154 kV L1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Angostura U1	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,1	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1
Ralco U1	0,9	0,9	0,5	0,7	0,8	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Canutillar U1	-0,1	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-1,0	-1,5	-1,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
PetroPower	-0,2	-0,3	-0,1	-0,1	-0,4	-0,5	-0,5	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2
Bocamina U2	0,7	0,6	0,4	0,5	0,4	0,5	0,3	0,3	0,3	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5
La Higuera U1	-0,1	-0,1	0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,1	0,1	0,1
Confluencia U1	-0,1	-0,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1
Curillinque	0,1	0,1	0,1	0,3	0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,3	0,3	0,2	0,3	0,4
Cipreses U1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2
CC Nehuenco 2	-0,2	-0,8	-0,4	-0,6	-0,7	-0,9	-1,0	-0,8	-0,8	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVar	0,4	0,3	0,4	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,6	0,7	0,3	0,3	0,4
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVar	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
CCEE Charrúa 220 kV 1x65 MVar	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVar	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,5	-0,4	-0,6	-0,4	-0,5	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,4	-0,4	-1,1	-0,9	-0,7
Tr Nueva Charrúa 500/220kV	-0,3	-0,4	-0,2	-0,2	-0,2	0,5	0,4	0,3	0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Ancoa T2 525/220kV_750 MVA	0,4	0,4	-0,5	-0,6	-0,5	0,3	0,2	0,2	0,1	-0,6	-0,7	-0,2	-0,4	-0,5
Charrúa 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1

Tabla 74-7: Mayores variaciones absolutas de tensión en el ACT del Centro Sur. – Sub-ACT Troncal



Mayor variación de tensión [%]

Subestación → Contingencia ↓	S/E Hualpen 220kV	S/E Concepción 220kV	S/E Bocamina 220kV	S/E El Trébol 220kV	S/E El Guindo 220kV	S/E Lagunillas 220kV	S/E Hualpen 154kV	S/E Concepción 154kV	S/E San Vicente 154kV
	Alto Jahuel - Ancoa 500 kV C4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Ancoa - Charrúa 500 kV L3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Charrúa - Entre Ríos C1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Ancoa - Itahue 220 kV L1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Entre Ríos - Charrúa 2x220 C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Mulchen 220 kV C1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Mulchén - Río Malleco 220kV C2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Río Malleco - Cautín 220kV C2	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Cautín - Río Toltén 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Río Toltén - Ciruelos 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Puente Negro - Tinguiririca 220kV	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0
Tuniche - Punta de Cortes 154 kV C1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Itahue - Tap Teno 154 kV C1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Concepción 154 kV	-0,8	-1,0	-0,7	-0,8	-0,8	-0,7	-1,0	-1,2	-1,1
Charrúa - Lagunillas 220 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charrúa - Concepción 220 kV	-1,6	-2,3	-1,5	-1,6	-1,6	-1,5	-1,7	-2,1	-1,8
Hualpen - El Trébol 220 kV	-1,1	-0,6	-0,9	0,9	-1,0	-0,9	-0,9	-0,6	-0,8
Lagunillas - Los Guindos 220 kV	0,4	-0,1	-0,7	0,4	0,5	-0,7	-0,1	-0,1	-0,1
Charrúa - Hualqui 220 kV	-1,1	-1,0	-1,2	-1,0	-1,1	-1,2	-1,1	-1,0	-1,1
Dichato - Hualqui 2x220 kV C1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Nva. Cauquenes - Dichato 2x220 C1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Nva. Nirivilo - Cauquenes 2x220 kV C2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Mataquito - Nva. Nirivilo 2x220 kV C2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0
Itahue - Mataquito 2x220kV C2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	-0,2	0,4	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	0,2	0,5	0,3
Concepción - San Vicente 154 kV L1	-0,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,1	-0,1
Angostura U1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ralco U1	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Canutillar U1	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
PetroPower	-1,1	-0,9	-1,0	-1,0	-1,1	-1,0	-1,3	-1,1	-1,3
Bocamina U2	-0,5	-0,5	-0,9	-0,5	-0,5	-0,7	-0,6	-0,4	-0,5
La Higuera U1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Confluencia U1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Curillínque	0,1	-0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-0,1	-0,1
Cipreses U1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CC Nehuenco 2	-0,9	-1,0	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9
Reactor Ancoa 220 kV 1x65 MVar	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVar	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
CCEE Charrúa 220 kV 1x65 MVar	-0,5	-0,4	-0,2	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVar	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,4	-1,3	-1,5
A.Jahuel 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Tr Nueva Charrúa 500/220kV	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Ancoa T2 525/220kV 750 MVA	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Charrúa 500/220/66kV-750 MVA T5	-0,3	-0,5	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3

Tabla 7-48: Mayores variaciones absolutas de tensión en el ACT del Centro Sur – Sub-ACT Concepción



### 7.7.3 Principales resultados

#### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

Al igual que para la fecha anterior, se considera conveniente considerar el análisis del ACT dividida en las siguientes dos sub-ACT: Troncal (Itahue + Charrúa) y Concepción.

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Centro-Sur de la siguiente manera:

ACT	sub-ACT	Op. Normal	
		Mín	Máx
Centro/Sur	Troncal	-311	950
	Concepción 154kV	44	151

Tabla 7-49: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

#### Reservas de potencia reactiva para contingencia

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Centro/Sur para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
Centro/Sur	Total	Capacitiva	239	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	224	Ralco U1
	Troncal	Capacitiva	247	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	207	Ralco U1
	Concep.	Capacitiva	15	CCEE San Vicente 154kV (40MVar)
		Inductiva	18	Ralco U1

Tabla 7-50: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro/Sur

### 7.7.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

#### Requerimientos en red completa

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Centro/Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

#### Reservas de potencia reactiva



En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión del Centro/Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Reservas de potencia reactiva	Capacitivas		Inductivas	
	Esc. de Estudio	Requerim.	Esc. de Estudio	Requerim.
<b>Centro/Sur - Troncal</b>				
Mínimo	1244	247	707	207
Máximo	1972		2455	
<b>Centro/Sur - Concepción</b>				
Mínimo	31	15	31	18
Máximo	430		281	
<b>Centro/Sur - Total</b>				
Mínimo	1275	239	707	224
Máximo	2394		2455	

Tabla 7-51: Resumen suficiencia en ACT

Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados, como así también en las distintas Sub-ACT. Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT.



## 7.8 RESUMEN: Resultados y Recomendaciones Centro - Sur

### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Centro Sur de la siguiente manera:

- En la primera etapa (2020) se encuentra conveniente la determinación de los requerimientos de potencia reactiva (RPR) del Centro Sur teniendo en cuenta la subdivisión en las zonas de Concepción, Itahue (Sistema de 154kV) y Charrúa (Sistema nacional de 500kV y 220kV). Lo anterior, permite asociar de manera más precisa los RCT del ACT en función de sus características topológicas y la distribución de los recursos. Con el acceso de las obras a los años posteriores, se introducen nuevos vínculos entre las sub-ACT de Itahue y Charrúa, incrementando considerablemente la cercanía eléctrica de las mismas y, por lo tanto, la influencia mutua de los RCT. En este sentido, a partir del año 2021 se considera conveniente unificar el análisis de las mismas, conformando así dos sub-ACT de estudio: Troncal (Itahue + Charrúa) y Concepción.
- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Centro-Sur, así como para el total del área.

ACT	sub-ACT	Año	Op. Normal	
			Mín	Máx
Centro/Sur	Troncal (Charrúa)	2020	-311	638
	Itahue 154kV	2020	53	148
	Troncal (Charrúa+Itahue)	2021-22	-245	896
		2023	-311	950
	Concepción 154kV	2020	55	145
		2021-22	45	148
		2023	44	151
	Total	2020	-156	905
		2021-22	-155	1036
		2023	-221	1082

Tabla 7-52: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Centro/Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales, aun contemplando escenarios con recursos reducidos con respecto a lo esperado.

### Requerimientos de reservas de potencia reactiva

- Se observa un requerimiento de reservas para transiciones en el ACT asociadas a las variaciones de demanda del sistema de:
  - Troncal: 81MVAR capacitivos y 147MVAR inductivos





- Itahue 154kV: 12MVAR capacitivos y 11MVAR inductivos
- Concepción: 11MVAR capacitivos.
- De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Centro-Sur para afrontar las contingencias son:

ACT	Sub-ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVAR]			Contingencia
			2020	2021-22	2023	
Centro Sur	Total	Capacitiva	<b>247</b>	<b>274</b>	<b>239</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-166</b>	<b>-217</b>	<b>-224</b>	Ralco U1
	Concep.	Capacitiva	<b>19</b>	<b>18</b>	NA	Charrúa-Lagunillas 220kV
			NA	NA	<b>15</b>	CCEE S. Vicente 154kV
		Inductiva	<b>-29</b>	NA	NA	Concep-A.Ribera 154kV
			NA	<b>-20</b>	<b>-18</b>	Ralco U1
	Charrúa (Troncal)	Capacitiva	<b>233</b>	NA	NA	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	<b>-140</b>	NA	NA	Ralco U1
	Itahue	Capacitiva	<b>33</b>	NA	NA	Tuniche - Punta Cortes 154kV C1
		Inductiva	<b>-17</b>	NA	NA	Curilique
	Troncal (Charrúa + Itahue)	Capacitiva	NA	<b>270</b>	<b>247</b>	Nehuenco U2 TV+TG
		Inductiva	NA	<b>-197</b>	<b>-207</b>	Ralco U1

Tabla 7-53: Requerimientos de reservas de potencia reactiva debido a una contingencia | Centro-Sur

En la sub-ACT de Concepción, la contingencia más exigente a 2020 se corresponde con la pérdida de la línea Concepción – Alonso de Rivera 154kV, debido a que la misma produce la desvinculación de los consumos: Ejercito, Chiguayante, Colo-Colo, Perales, Lirquén e Indura, que suman aproximadamente 160MW. A 2021, con el ingreso de las obras asociadas a la S/E El Trébol y El Guindo, se presentan nuevos enmallamientos en esta zona por lo que la desconexión de esta línea ya no produce la desvinculación de los consumos, dejando de ser una contingencia crítica.

Se observa que, a pesar del ingreso de los nuevos proyectos, los requerimientos de reservas de potencia reactiva no varían significativamente durante los años analizados.

- En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Centro/Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**
- La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.



ACT	Año	Reservas Capacitivas			Reservas Inductivas		
		Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario	Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario
Charrúa	2020	<b>233</b>	<b>680</b>	1342	<b>-140</b>	<b>-260</b>	-1523
Itahue	2020	<b>33</b>	<b>284</b>	368	<b>-17</b>	<b>-354</b>	-498
Troncal (Charrúa + Itahue)	2021-22	<b>270</b>	<b>1207</b>	1803	<b>-197</b>	<b>-720</b>	-2143
	2023	<b>247</b>	<b>1244</b>	1972	<b>-207</b>	<b>-707</b>	-2455
Concepción	2020	<b>19</b>	<b>30</b>	428	<b>-29</b>	<b>-19</b>	-278
	2021-22	<b>18</b>	<b>30</b>	423	<b>-20</b>	<b>-30</b>	-281
	2023	<b>15</b>	<b>31</b>	430	<b>-18</b>	<b>-31</b>	-281
<b>Total Centro Sur</b>	<b>2020</b>	<b>247</b>	<b>1166</b>	2074	<b>-166</b>	<b>-784</b>	-2237
	<b>2021-22</b>	<b>274</b>	<b>1238</b>	2226	<b>-217</b>	<b>745</b>	2424
	<b>2023</b>	<b>239</b>	<b>1275</b>	2394	<b>-224</b>	<b>707</b>	2455

Tabla 7-54: Resumen suficiencia en ACT

- Se observa que se logra cumplir con los máximos requerimientos totales del ACT en todos los escenarios analizados. A pesar de presentarse un déficit de potencia reactiva inductiva de Concepción en el año 2020, se observa que los RCT de las sub-ACT adyacentes dan soporte a la misma de forma eficiente, logrando que las tensiones post-contingencia no superen el 5% (máximo 3.6%) en barras 154kV de esta sub-ACT (límites de operación de red completa).
- A las fechas posteriores, la entrada en servicio de las obras que enmallan la red de concepción con 220kV derivan en la reducción de los requerimientos y en la existencia de mayores reservas para la operación, con lo cual no se presentan escenarios con menos reservas que las máximas requeridas.
- Debido a esto se considera que no es necesaria la incorporación de recursos adicionales para incrementar las reservas de potencia reactiva del ACT a ninguna de las fechas de estudio.



## 8 ANÁLISIS SUR

Esta ACT se corresponde a la zona más austral del SEN, enmarcada entre la S/E Ciruelos 220kV y Chiloé. El sistema de transmisión de esta zona se encuentra conformado por el sistema troncal de 220kV, de forma radial, el cual abastece la parte sur de la red de 66kV de Araucanía y la red de 110kV al sur de Melipulli.



Figura 8-1. Área de control de tensión de Ciruelos Sur



## 8.1 Recursos para el Control de Tensión

Los recursos en el área al sur de Ciruelos que desempeñan el servicio de Control dinámico de Tensión se corresponden principalmente a unidades de generación hidroeléctrica, así como también pequeñas unidades térmicas, con una importante participación del CER de Puerto Montt. Por otra parte, los elementos que realizan un control de tensión estático se resumen en dos reactores de línea de 220kV y dos bancos de capacitores en media tensión. A su vez, sumado a un cierto número de unidades de generación sincrónica que se encuentran en modo de control de potencia reactiva, la zona cuenta con dos parques de generación eólica, los cuales para la primera etapa del estudio se consideran a potencia reactiva constante, pudiendo ser considerados, en caso de requerirse, en modo control de tensión para las fechas posteriores.

En las tablas a continuación se presentan los principales recursos para el control de tensión en el área del Sur, tanto dinámicos como estáticos, junto con sus límites de inyección/absorción de potencia reactiva. La totalidad de los mismos se puede consultar en el documento anexo.

Elemento	Unidad	Cantidad	Modo	Capacidad por unidad		
				Pn	Q-	Q+
CER	CER Puerto Montt		-		-40	70
Generador	Valdivia	1	PV	70,0	-21,8	55,0
	Antihue U1	1	PV	50,8	-19,0	42,0
	Antihue U2	1	PV	50,8	-19,0	42,0
	Canutillar U1	1	PV	66,5	-18,0	10,0
	Canutillar U2	1	PV	66,5	-18,0	10,0
	Capullo	1	PV	14,5	-8,0	9,0
	Licán	2	PV	9,1	-4,0	4,0
	Pilmaiquen U1	1	PV	4,5	-1,5	1,5
	Pilmaiquen U2	1	PV	4,5	-1,5	1,5
	Pilmaiquen U3	1	PV	4,5	-1,5	1,5
	Pilmaiquen U4	1	PQ	10,8	-4,0	4,0
	Pilmaiquen U5	1	PQ	10,8	-4,0	4,0
	Chiloé	8	PQ	1,1	-1,0	1,0
	Pulelfu U1 – U2	2	PV	9,0	-5,0	5,6
	Rucatayo	1	PV	52,5	-55,3	55,3
	Trapen N1 – N4	48	PQ	1,6	-0,6	0,6
	Degañ	19	PV	1,6	-0,3	0,3
	Callao	2	PQ	1,4	-1,8	1,8
	Las Nalcas	2	PQ	2,9	-3,0	3,0
	Calle Calle U1-U5	1	PQ	1,4	-1,8	1,8
Chuyaca U1-U8	6	PQ	0,8	-1,0	1,0	
Hidropalmar	1	PV	14,0	-7,8	8,7	
Quellón II	4	PQ	2	-1,9	1,9	
Cumbres	1	PV	15,3	-8,5	9,5	
ERNC	PE Aurora		PQ			
	PE San Pedro		PQ			



Elemento	Unidad	Nº Step	Q/Step
Reactor	R. Puerto Montt 220 kV 1x15 MVar -1	1	15
	R. Puerto Montt 220 kV 1x15 MVar -2	1	15
Capacitor	CCEE Chonchi 23 kV 12x0.1 MVar	12	0,1
	CCEE Valdivia 2.4 + 1.8	2	2,4

## 8.1 Topologías de análisis

Más allá de las topologías globales del estudio presentadas en el Informe principal, en el área bajo análisis se incorporan obras relevantes las cuales pueden provocar cambios en los resultados en los requerimientos de potencia reactiva. En este sentido, para el análisis particular del ACT del Sur se proponen los casos a 2020, 2021 y 2023, asociados al ingreso de las siguientes obras principales:

Obra	Zona	Fecha E/S	Topología
S/E Lollelhue 220/66kV	Sur	may-19	1
S/E Pargua	Sur	jun-19	1
LT Chiloé - Gamboa	Sur	oct-19	1
S/E Llanquihue 220 kV + Tr Nva Pmontt	Sur	mar-20	1
S/E Seccionadora Cerros de Huinchahue	Sur	ago-20	1
S/E Frutillar Norte	Sur	may-21	2
S/E Nueva Ancud	Sur	may-21	2
S/E NvaPtoMontt / LT 2x500kV NPM - Pichi	Sur	jul-21	2
S/E Nva Ancud+LT 2x500kV NAncud - NPMont	Sur	nov-23	4

Tabla 8-1. Fechas de análisis



## 8.2 Escenarios de estudio

En vista de que el objetivo principal del análisis resulta la determinación de los requerimientos de potencia reactiva tanto en condiciones de red completa (operación normal y transiciones de 5' a 15') como ante contingencias simples, el abanico de escenarios de estudio debe contemplar:

- Escenarios exigentes que representen fielmente al programa de despacho económico (PCP/PLP), de interés especial para la determinación de requerimientos en condiciones de red N.
- Escenarios críticos, partiendo de casos factibles de operación, llevados a un mayor grado de exigencia mediante la indisponibilidad de unidades de generación (hasta N-2) estableciendo un límite de inercia mínima para el análisis del área o la incorporación de unidades de generación a la matriz de despacho (hasta N+2) según factibilidades técnicas de operación.

En primera instancia, vale destacar que la generación sincrónica instalada en el área se caracteriza por un reducido número de unidades de gran potencia, principalmente hidráulica, y un amplio conjunto de máquinas pequeñas, tanto térmicas como hidráulicas de pasada. A su vez, el único aporte de fuentes renovables en el área se debe a los parques eólicos Aurora y San Pedro, sin presencia de plantas fotovoltaicas. En este sentido, las variaciones de despacho intra-diarias se deben principalmente al seguimiento de la demanda y a la variabilidad de la generación eólica, sin una correlación directa a la generación fotovoltaica.

En base a lo anterior, los escenarios específicos de estudio del ACT al sur de la subestación Ciruelos contemplan la representación de la operación real, basados principalmente en las variaciones asociadas al nivel de demanda y participación de fuentes ERNC eólicas, tanto para hidrologías húmedas como seca. Para esto se seleccionan escenarios PCP que presenten el menor número de unidades de generación en servicio, incluso sin generación en el área, representando las condiciones más débiles para el control de tensión en la zona. Bajo estas condiciones, el área al sur de Ciruelos se presenta importando grandes montos de potencia, con elevadas transferencias por los principales circuitos del área que conforman el sistema troncal de 220kV.

De forma complementaria, para un análisis en condiciones inversas se busca de los casos PCP el escenario con mayor generación local en el área, y por lo tanto mayores transferencias exportadoras, el cual se recrea en el simulador considerando una condición de N+2 unidades de generación, maximizando aún más las transferencias exportadoras, contemplando la variabilidad que pueda surgir en la operación.

En este contexto, surge un conjunto de escenarios específicos del ACT al sur de la S/E Ciruelos que se replica para las tres fechas de estudio -2020, 2021 y 2023-, cuyas características principales se presentan a continuación.


**Año 2020**

ESCENARIO		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08
<b>HIDROLOGÍA</b>		Húmeda					Seca		
<b>DEMANDA [MW]</b>		304	304	441	304	441	304	441	304
<b>GENERACIÓN [MW]</b>	<b>Modo</b>								
Valdivia	PV	F/S	F/S	30	F/S	30	21	21	50
Antihue U1	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Antihue U2	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Canutillar U1	PV	F/S	F/S	F/S	75	75	F/S	F/S	75
Canutillar U2	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	75
Capullo	PV	F/S	F/S	7	F/S	F/S	11	11	7
Licán	PV	F/S	F/S	7	F/S	7	7	7	7
Pilmaiquen U1	PV	F/S	F/S	3	F/S	3	4	4	4
Pilmaiquen U2	PV	F/S	F/S	3	F/S	3	4	4	4
Pilmaiquen U3	PV	F/S	4	3	F/S	3	4	4	4
Pilmaiquen U4	PQ	F/S	9	10	F/S	10	9	9	9
Pilmaiquen U5	PQ	F/S	9	10	F/S	10	9	9	9
Chiloé	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Pulelfu U1	PV	F/S	8	F/S	F/S	F/S	8	8	5
Pulelfu U2	PQ	F/S	F/S	5	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Rucatayo	PV	F/S	F/S	32	F/S	F/S	26	32	50
Trapen N1-N4	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Degañ	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Callao	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Las Nalcas	PQ	F/S	3	4	F/S	4	4	4	4
Calle Calle U1-U5	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Chuyaca U1-U8	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Hidropalmar	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Quellón II	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Cumbres	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
<b>Total. SINCRÓNICA</b>		<b>0</b>	<b>34</b>	<b>114</b>	<b>75</b>	<b>144</b>	<b>107</b>	<b>113</b>	<b>303</b>
PE Aurora	PQ	60	58	75	F/S	45	57	75	110
PE San Pedro	PQ	F/S	F/S	39	F/S	26	3	33	52
<b>Total. ERNC</b>		<b>60</b>	<b>58</b>	<b>114</b>	<b>0</b>	<b>71</b>	<b>60</b>	<b>108</b>	<b>162</b>
<b>TRANSFERENCIA [MW]</b>									
Río Toltén → Ciruelos 2x220kV		270	236	236	254	239	153	240	130
Melipulli → Chiloe 220kV		48	48	39	48	51	46	45	1
<b>INERCIA [MVAs]</b>									
Ciruelos Sur		0	139	717	224	691	717	717	1165

Figura 8-2 Principales características de los escenarios específicos del ACT Ciruelos Sur




**Año 2021**

ESCENARIO		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08
<b>HIDROLOGÍA</b>		<b>Húmeda</b>					<b>Seca</b>		
<b>DEMANDA [MW]</b>		316	316	458	316	458	316	458	316
<b>GENERACIÓN [MW]</b>	<b>Modo</b>								
Valdivia	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	21	21	50
Antihue U1	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Antihue U2	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Canutillar U1	PV	F/S	F/S	F/S	75	70	70	75	75
Canutillar U2	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	70	70	75	75
Capullo	PV	F/S	5	7	F/S	F/S	8	7	7
Licán	PV	F/S	7	7	F/S	F/S	7	7	7
Pilmaiquen U1	PV	F/S	F/S	3	F/S	3	4	4	4
Pilmaiquen U2	PV	F/S	F/S	3	F/S	3	4	4	4
Pilmaiquen U3	PV	F/S	F/S	3	F/S	3	4	4	4
Pilmaiquen U4	PQ	F/S	F/S	10	F/S	10	9	9	9
Pilmaiquen U5	PQ	F/S	F/S	10	F/S	10	9	9	9
Chiloé	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Pulelfu U1	PV	F/S	5	F/S	F/S	F/S	5	5	5
Pulelfu U2	PQ	F/S	F/S	5	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Rucatayo	PV	F/S	F/S	50	F/S	F/S	32	40	50
Trapen N1-N4	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Degañ	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Callao	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Las Nalcas	PQ	F/S	F/S	4	F/S	F/S	4	4	4
Calle Calle U1-U5	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Chuyaca U1-U8	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Hidropalmar	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Quellón II	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
Cumbres	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S
<b>Total. SINCRÓNICA</b>		<b>0</b>	<b>17</b>	<b>102</b>	<b>75</b>	<b>169</b>	<b>246</b>	<b>264</b>	<b>303</b>
PE Aurora	PQ	60	60	75	F/S	45	57	75	110
PE San Pedro	PQ	F/S	F/S	39	F/S	26	3	38	52
<b>Total. ERNC</b>		<b>60</b>	<b>60</b>	<b>114</b>	<b>0</b>	<b>71</b>	<b>60</b>	<b>113</b>	<b>162</b>
<b>TRANSFERENCIA [MW]</b>									
Lastarria → Ciruelos 2x220kV		262	245	256	247	281	19	94	-210
Melipulli → Chiloé 220kV		50	50	42	50	54	48	43	3
<b>INERCIA [MVAs]</b>									
Ciruelos Sur		0	155	437	224	554	1165	1165	1327

Figura 8-3. Principales características de los escenarios específicos del ACT Sur


**Año 2023**

ESCENARIO		CT01	CT02	CT03	CT04	CT05	CT06	CT07	CT08	
HIDROLOGÍA		Húmeda					Seca			
DEMANDA [MW]		342	342	496	342	496	342	496	342	
GENERACIÓN [MW]	Modo									
Valdivia	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	21	50	50	
Antihue U1	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
Antihue U2	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
Canutillar U1	PV	F/S	F/S	F/S	75	70	70	75	75	
Canutillar U2	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	70	70	75	75	
Capullo	PV	F/S	5	7	F/S	F/S	8	7	7	
Licán	PV	F/S	7	7	F/S	F/S	7	7	7	
Pilmaiquen U1	PV	F/S	F/S	3	F/S	3	4	4	4	
Pilmaiquen U2	PV	F/S	F/S	3	F/S	3	4	4	4	
Pilmaiquen U3	PV	F/S	F/S	3	F/S	3	4	4	4	
Pilmaiquen U4	PQ	F/S	F/S	10	F/S	10	9	9	9	
Pilmaiquen U5	PQ	F/S	F/S	10	F/S	10	9	9	9	
Chiloé	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
Pulelfu U1	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	5	5	5	
Pulelfu U2	PQ	F/S	F/S	5	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
Rucayayo	PV	F/S	F/S	50	F/S	F/S	32	50	50	
Trapen N1-N4	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
Degañ	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
Callao	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
Las Nalcas	PQ	F/S	F/S	4	F/S	F/S	4	4	4	
Calle Calle U1-U5	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
Chuyaca U1-U8	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
Hidropalmar	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
Quellón II	PQ	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
Cumbres	PV	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	F/S	
<b>Total. SINCRÓNICA</b>		<b>0</b>	<b>12</b>	<b>102</b>	<b>75</b>	<b>169</b>	<b>246</b>	<b>303</b>	<b>303</b>	
PE Aurora	PQ	F/S	60	75	F/S	45	57	75	110	
PE San Pedro	PQ	F/S	F/S	39	F/S	26	3	38	52	
<b>Total. ERNC</b>		<b>0</b>	<b>60</b>	<b>114</b>	<b>0</b>	<b>71</b>	<b>60</b>	<b>113</b>	<b>162</b>	
TRANSFERENCIA [MW]										
Lastarria → Ciruelos 2x220kV		352	277	297	274	272	45	95	184	
Melipulli → Chiloe 220kV		6	6	1	13	17	19	16	9	
INERCIA [MVAs]										
Ciruelos Sur		0	119	437	224	554	1165	1165	1327	

Figura 8-4. Principales características de los escenarios específicos del ACT Sur



### 8.3 Contingencias

Las contingencias simuladas contemplan casos de pérdida de generación, líneas de transmisión y equipos de control de voltaje y potencia reactiva. En la tabla a continuación, se enuncian las contingencias contempladas para esta ACT. Se destaca que con el acceso de las nuevas instalaciones en los años futuros, nuevas contingencias se adicionan al conjunto de análisis.

Año	Id_cont	Tipo	Nombre elemento
2020	1		Puerto Montt - Melipulli 220 kV L1
	2		Melipulli - Chiloé 220 kV
	3		Cautín - Valdivia 220 kV
	4		Pichirropulli - Tap Pichirrahue C2 220kV
	5		Ciruelos - Valdivia 220 kV C1
	6		Valdivia - Pichirropulli C2 220kV
	7		Ciruelos - C. Huinchahue 220 kV C2
	8	Circuito de línea	C. Huinchahue - Pichirropulli 220kV C2
	9		Rahue - Tap Pichirrahue C1 220kV
	10		Nva Valdivia - Pichirropulli C2 220kV
	11		Mulchén - Cautín 220kV C1_a
	12		Río Toltén - Ciruelos 220 kV C1
	13		Rahue - Puerto Montt C2 220 kV
	14		Rahue - Puerto Montt C1 220 kV
	15		Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2_a
	16		Melipulli - Chiloé 220 kV_a
	17		Chiloé - Gamboa 2x220 kV C2
	18	Dalcahue - Pid Pid 110 kV	
	19	Gamboa - Chonchi 110kV	
	20	Canutillar U1	
	21	Gx	Angostura U2
	22		Ralco U2
	23		PE Aurora
	24		<b>FACT</b> CER Pto. Montt
2021	25		Pichirropulli-Nva PMontt 2x500(220)kV C1
	26		Reactor Pichorropulli
2023	27		Nva. P.Montt - Nva. Ancud 2x220 kV C1

Tabla 8-2: Conjunto de contingencias – ACT Sur.

Vale aclarar que la desconexión de los circuitos de línea de 220kV se simula con sus elementos propios de compensación serie y shunt: capacitores serie y reactores de línea.



## 8.4 Análisis año 2020

### 8.4.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de cada RCT por tipo, escenario e hidrología de la ACT Sur. Esta tabla incluye además, la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva en la acometida de la línea Toltén - Ciruelos 2x220kV a la S/E Ciruelos 220kV y Pullinque – Los Lagos 2x66kV a la S/E Pullinque 66kV.

Hidrología→	Escenarios Específicos							Adicionales
	HÚMEDA					SECA		SECA
Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERNC +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
<b>ACT-Sur</b>								
<b>RCT</b>	<b>22</b>	<b>7</b>	<b>64</b>	<b>18</b>	<b>59</b>	<b>-26</b>	<b>59</b>	<b>-39</b>
FACTS	13	12	10	13	14	-2	13	-9
ERNC	10	0	22		17	-10	14	-10
Capacitor	0	0	5	0	5		0	
Generador		-3	29	5	24	-13	33	-19
Reactor	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
<b>Demanda</b>	<b>-22</b>	<b>-7</b>	<b>-64</b>	<b>-18</b>	<b>-59</b>	<b>26</b>	<b>-59</b>	<b>39</b>
Líneas	106	112	104	110	106	119	102	102
TR	-15	-15	-34	-23	-34	-18	-33	-62
Carga	-45	-45	-65	-45	-65	-45	-65	-45
Intercambio	-69	-59	-70	-60	-66	-29	-63	44
*positivo: inyecta potencia reactiva								
*negativo: absorbe potencia reactiva								

Tabla 8-3: Resumen RCT por escenario e hidrología | ACT Sur.

A partir de los análisis de la ACT Sur se encuentra que, en condiciones de hidrología húmeda, los RCT inyectan potencia reactiva, mientras que en condiciones de hidrología seca inyectan potencia reactiva en condiciones de demanda alta y absorben potencia reactiva en condiciones de demanda baja. Además, de manera general, se puede decir que en demanda baja, los requerimientos de potencia reactiva capacitiva son menores, mientras que, en condiciones de demanda alta, los montos de potencia reactiva capacitiva son mayores: ~60MVAR. Esto se debe al aumento de la demanda de potencia reactiva (~20MVAR) en condiciones de demanda alta, tal como puede ver en la Tabla 8-3. Por otro lado, puede verse que las líneas de transmisión de esta ACT generan potencia reactiva y que una parte de esta, generalmente, se dirige hacia la ACT vecina (ACT Centro/Sur).

Además, de la Tabla 8-3 puede verse que los principales RCT de la zona Sur son el aporte de los RCT dinámicos (unidades generadoras y SVC de Puerto Montt) y parques ERNC, cuya tendencia es a aportar potencia reactiva capacitiva para las condiciones de demanda alta. De la Tabla 8-3 puede verse que la excepción a esto es el escenario de demanda baja en hidrología seca (CT08), el cual contempla un despacho adicional de dos



unidades de generación en el área, encontrándose esta última exportando potencia por el enlace Ciruelos → Cautín 220kV, donde se tiene el mayor requerimiento de potencia reactiva inductiva (25MVar). En esta condición de operación el intercambio de potencia reactiva (capacitiva) es inverso, encontrándose esta ACT importando potencia reactiva.

Por otro lado, de manera general se puede ver que, en los escenarios con los mayores requerimientos de potencia reactiva, la potencia reactiva generada por las líneas de transmisión de esta ACT es mínima, mientras que las pérdidas en transformadores son máximas, por lo que se tiene un déficit de potencia reactiva capacitiva que es compensado por las unidades generadoras y parques ERNC.

Respecto a los principales RCT de esta ACT, el aporte viene principalmente de unidades sincrónicas, parques ERNC y del SVC de Puerto Montt, encontrándose este último con un aporte bajo para dejar reservas de potencia reactiva para contingencias. También puede verse que existe poco aporte de potencia reactiva capacitiva proveniente de capacitores, la cual resulta requerida únicamente en condiciones de alta demanda.

En función de los análisis de requerimientos de potencia reactiva en condiciones de operación normal, no se encuentra necesario dividir esta ACT en sub-ACT, ya que se encuentra que los fenómenos de control de tensión afectan de manera similar a toda esta ACT.

En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Sur, para los escenarios específicos de estudio.

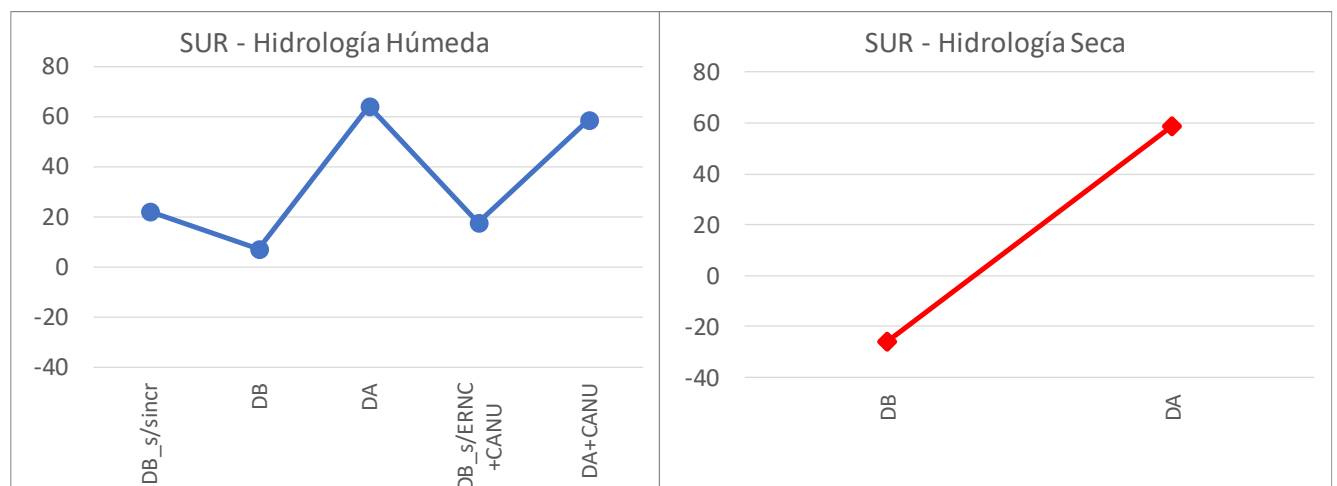


Figura 8-5: RPR ACT-SUR.

Al realizar la comparación de los RPR según la hidrología, se encuentra que en condiciones de demanda alta los requerimientos son similares (~65MVar), mientras que para demanda baja se encuentran mayores diferencias, siendo la mayor entre los escenarios CT01—HH-DB y CT06-HS-DB. En esta condición de operación los RCT del Sur presentan una diferencia de 48MVar, lo cual se debe principalmente al cambio de potencia reactiva generado por las líneas de transmisión de la zona e intercambiado con al área adyacente, asociado directamente al menor nivel de importación de potencia activa en el CT06.



De igual modo, puede verse de la Figura 8-5 que las mayores excursiones de potencia reactiva intradiaria ocurren en condiciones de hidrología seca entre los escenarios de demanda baja y demanda alta: 85MVAR. En esta condición (hidrología seca) ocurre una transición que lleva a los RCT de absorber potencia reactiva en condiciones de demanda baja (CT06) a inyectar potencia reactiva en demanda alta (CT07). En condiciones de hidrología húmeda, las mayores variaciones se dan entre los escenarios de demanda baja y demanda alta (CT02 y CT03): 57MVAR.

En consideración de todo lo anterior, en la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos del ACT.

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
Sur	-39	64

Tabla 8-4: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

### Transiciones intrahorarias

Tomando como punto de partida los escenarios de operación representativos de las diferentes condiciones de operación del sistema, se analiza en este apartado los requerimientos de reserva de potencia reactiva necesarios para afrontar las transiciones en la zona de estudio. En esta zona se encuentra que las mayores variaciones de los requerimientos de potencia reactiva están asociados a las variaciones de demanda, independientes de las condiciones de operación DIA/NOCHE.

A continuación se analizan las variaciones de los requerimientos de potencia reactiva en un rango de 15 minutos en estas condiciones, mediante flujos de potencia que contemplan variaciones de demanda sobre los escenarios de estudio:

- CT06: Se analiza la transición del incremento de demanda desde este escenario.
- CT07: Se analiza la transición de la reducción de la demanda hacia este escenario.

	Escenarios Específicos					
	SECA			SECA		
Hidrología→	CT06			CT07		
Escenarios→	nula			nula		
ΔERNC	+			+		
Δdemanda						
Sub-ACT ↓	DB t0	DB t0+15'	Delta	DA t0	DA t0+15'	Delta
RCT↓	ACT-S_Troncal					
<b>RCT</b>	<b>-26</b>	<b>-9</b>	<b>17</b>	<b>43</b>	<b>59</b>	<b>15</b>
FACTS	-2	8		4	13	
ERNC	-10	-10		14	14	
Capacitor				0	0	
Generador	-13	-6		26	33	
Reactor	-1	-1		-1	-1	
<b>Demanda</b>	<b>58</b>	<b>41</b>		<b>-12</b>	<b>-27</b>	
Líneas	151	147		138	133	
TR	-18	-19		-31	-33	
Carga	-45	-48		-62	-65	
Intercambio	-29	-39		-56	-63	

Figura 8-6. Análisis de reservas para transiciones

Se observa un requerimiento de reservas de 17MVAR inductivos/capacitivos para atender a las transiciones de demanda de la zona sur.



## Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de las contingencias simples no simultáneas presentadas en el capítulo 8.3 sobre el control de tensión del sistema post-contingencia.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para la ACT Sur.

### Circuitos de 220kV

Tipo	Escenario → Condición   sub-ACT	Escenarios Específicos								
		HÚMEDA					SECA		SECA	
		CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERN +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2	
	Red N	Q Mvar	13	8	38	18	38	-15	45	-28
Desconexión circuitos	Mulchén - Cautín 220kV	Q Mvar	31	23	58	35	57	-4	67	-20
		ΔQ Mvar	18	15	20	17	19	11	21	8
	Río Toltén - Ciruelos 220kV	Q Mvar	35	25	55	39	55	-5	65	-21
		ΔQ Mvar	22	17	17	20	17	10	19	8
	Rahue - Puerto Montt C1 220kV	Q Mvar	71	53	126	21	82	16	132	-37
		ΔQ Mvar	58	45	88	3	44	31	87	-9
	Melipulli - Parga 220kV	Q Mvar	39	34	61	44	71	9	77	-20
		ΔQ Mvar	26	26	23	26	33	24	31	8
	Parga - Chiloé 220kV	Q Mvar	5	2	32	13	28	-16	33	-24
		ΔQ Mvar	-8	-6	-7	-6	-10	-1	-12	4

\*FS: Unidad fuera de servicio

Tabla 8-5: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur | Desc. circuitos 220kV.

Como puede observarse de la tabla anterior, en general la desconexión de un circuito de 220kV en el Sur produce un requerimiento de potencia reactiva capacitiva, es decir, los RCT de esta ACT deben aumentar la inyección de potencia reactiva para compensar el déficit de potencia reactiva producto de la desconexión del circuito. La excepción a esto es la desconexión del circuito Parga – Chiloé 220kV que demanda potencia reactiva inductiva por parte de los RCT debido a que desconecta una parte radial del sistema. De estas contingencias, las que exigen más los RCT del Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), son:

- Desconexión del circuito 1 de la línea Rahue – Puerto Montt 220kV: **88MVar capacitivos**.
- Desconexión del circuito Parga - Chiloé 220kV: **-12MVar inductivos**.

Vale destacar que la desconexión del circuito 1 Rahue – Puerto Montt provoca la pérdida del PE Aurora conectado en “T” al mismo, por lo que los requerimientos asociados a esta contingencia se deben a la simultaneidad de los efectos.





### Circuitos de 110kV

Escenario → Condición   sub-ACT		Escenarios Específicos							
		HÚMEDA					SECA		SECA
		CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERN +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
Red N	Q Mvar	13	8	38	18	38	-15	45	-28
Dalcahue - Pid Pid 110 kV	Q Mvar	6	1	27	11	26	-21	33	-28
	ΔQ Mvar	-7	-7	-12	-7	-12	-6	-13	0
Gamboa - Chonchi 110kV	Q Mvar	3	-2	18	9	19	-24	25	-29
	ΔQ Mvar	-11	-10	-20	-10	-19	-9	-21	-1

Tabla 8-6: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur | Desc. circuitos 110kV.

Como puede observarse la desconexión de un circuito de 110kV en el Sur produce un requerimiento de potencia reactiva inductiva, es decir, los RCT de esta ACT deben aumentar la absorción de potencia reactiva, en general producto de la desconexión de demanda, siendo la más exigente la desconexión del circuito Gamboa – Conchi 110kV: **21MVar inductivos**.

### Generadores y FACTS

Tipo		Escenario → Condición   sub-ACT		Escenarios Específicos							
				HÚMEDA					SECA		SECA
		CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERN +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2		
	Red N	Q Mvar	13	8	38	18	38	-15	45	-28	
Generación	Canutillar U1	Q Mvar	FS	FS	FS	56	78	FS	FS	-39	
		ΔQ Mvar	FS	FS	FS	43	50	FS	FS	-19	
	PE Aurora	Q Mvar	57	39	100	FS	72	1	103	-39	
		ΔQ Mvar	44	31	61	FS	34	16	58	-10	
CER	CER Pto. Montt	Q Mvar	0	-1	36	10	32	-14	43	-27	
		ΔQ Mvar	0	2	7	5	8	-1	10	-8	

\*FS: Unidad fuera de servicio

Tabla 8-7: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur | Desc. generación y CER

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de generación en la zona estudiada produce un requerimiento de potencia reactiva capacitiva, principalmente. De estas contingencias, la que más exigen a los RCT del Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N resultan la desconexión de Canutillar U1: **48MVar capacitivos** y del PE Aurora: **58MVar capacitivos**.

A su vez, la desconexión del CER de Puerto Montt provoca que los demás RCT del área suplan su aporte, el cual en la mayoría de los casos resulta capacitivo, con un máximo de: **10MVar capacitivos**.

### Máximos del ACT

ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
SUR	Capacitiva	88	Rahue - Puerto Montt C1 220kV
	Inductiva	21	Gamboa - Chonchi 110kV

Tabla 8-8: Max requerimientos reserva de potencia reactiva para contingencias del ACT



### 8.4.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

#### Operación normal

En el gráfico siguiente se muestra la sensibilidad  $dV/dQ$  en las principales barras del área, en condiciones de operación normal para todos los escenarios específicos de estudio.

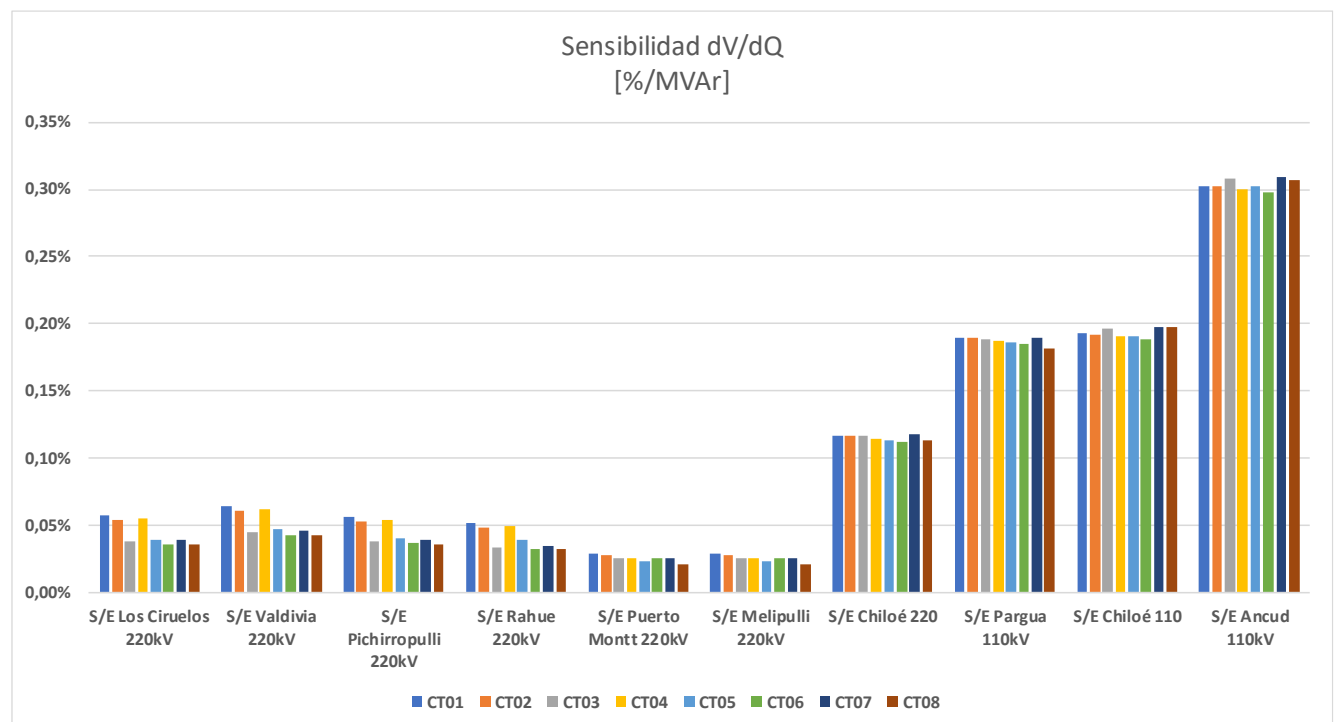


Figura 8-7 Sensibilidades  $dV/dQ$  en barras de 220kV del ACT al sur de Ciruelos en operación normal

De este gráfico se puede observar que en operación normal las barras más débiles se corresponden a las que se sitúan en el extremo sur del SEN, correspondiéndose con la subestación Chiloé a nivel de 220kV, y Ancud en el sistema de transmisión de 110kV.

Por otra parte, en la figura a continuación se presenta el perfil de tensión en las principales subestaciones del área en condiciones de red completa. Se destaca que estos valores se encuentran referidos a las tensiones de servicio, las cuales, en el área resultan entre 228-232kV para las barras de 220kV, mientras que para todas las barras de 110kV se considera un valor de 111kV.

En lo que respecta al perfil en 220kV, se observa que los niveles de tensión se encuentran dentro de las bandas admisibles, en general levemente por debajo de los valores de servicio.

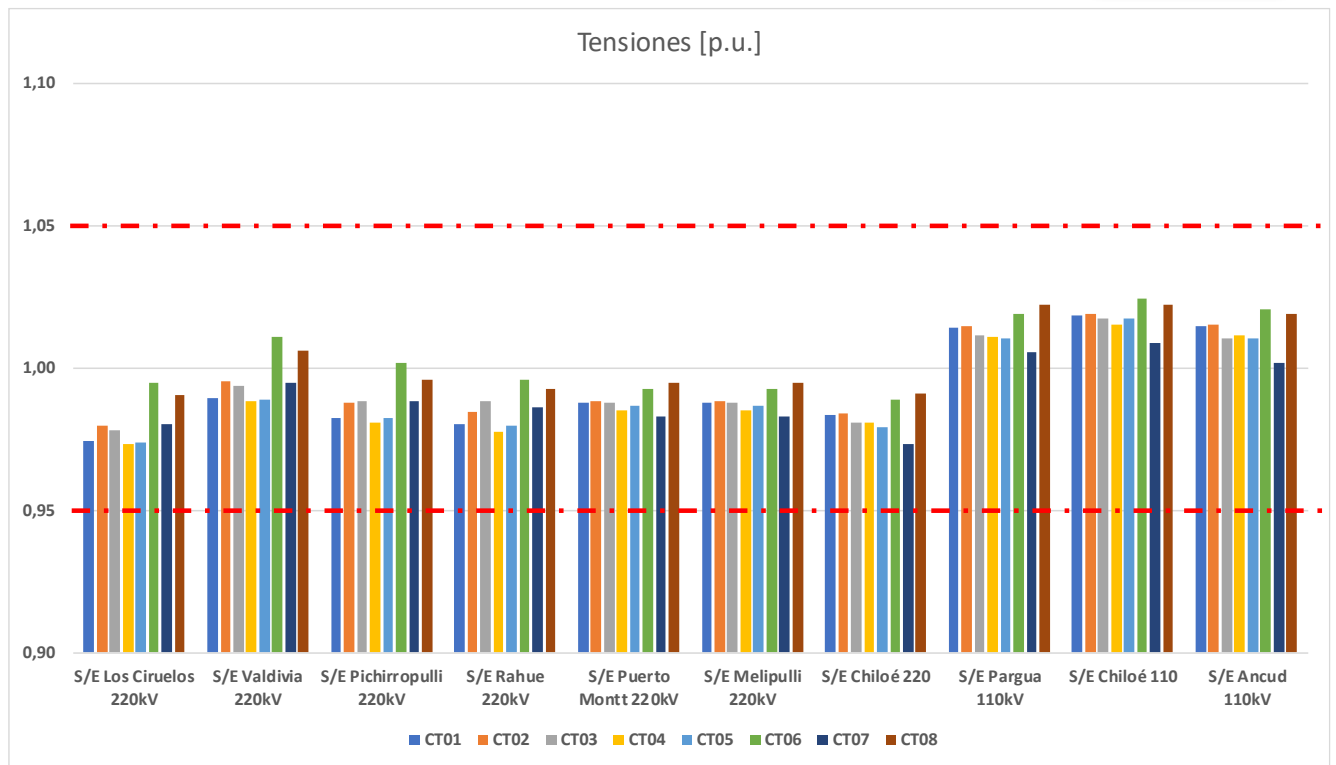


Figura 8-8. Perfil de tensiones del ACT al sur de Ciruelos en operación normal

### Operación post-contingencia

A continuación se presenta el análisis del impacto de las contingencias en el sistema en lo que respecta a tensiones y sensibilidades post-contingencia.

#### Variación de la tensión

En la siguiente figura se presentan los valores máximos y mínimos de tensión en las principales subestaciones del área, tanto de 220kV como de 110kV, ante la simulación de todas las contingencias sobre los escenarios específicos de estudio.

De la misma, se puede apreciar un perfil más uniforme de tensión en las barras de 220kV al norte de la S/E Mellipulli, denotando cierta robustez en las mismas, mientras que en los nodos al sur de ésta las variaciones de tensión ante las contingencias resultan incrementadas.

A pesar de esto, se observa un único caso límite, en el cual la tensión en barras de 220kV de la SS/SE Chiloé y Ancud alcanzan los 0.9p.u de la tensión de servicio (problemática acentuada por la elevada referencia 230kV). Este fenómeno se da ante la desconexión del circuito de 220kV Mellipulli – Pargua, derivando en la pérdida del vínculo de 220kV con el sistema de 110kV al sur, el cual permanece conectado sólo a través de 110kV, provocando una disminución en las tensiones del mismo.

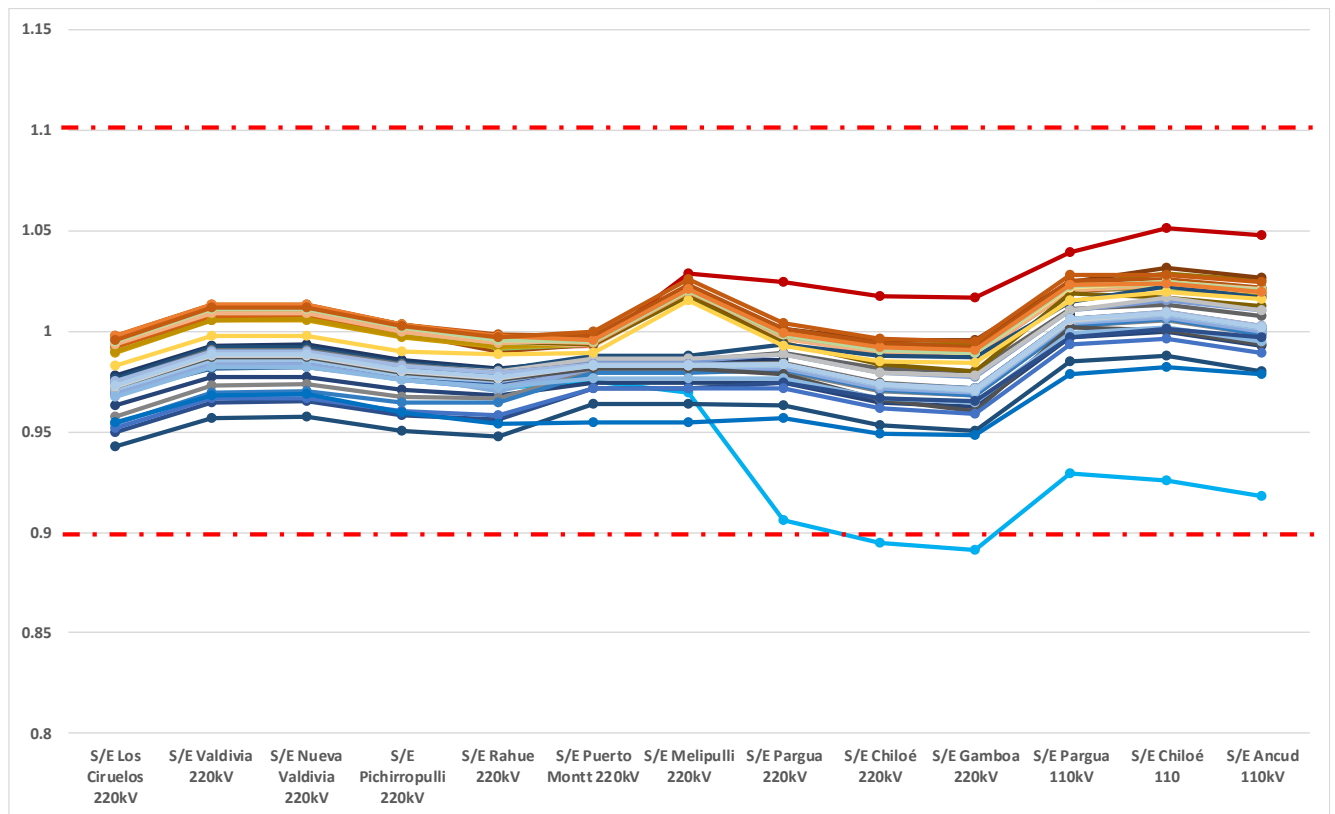


Figura 8-9. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras del ACT de Ciruelos al sur

Por otra parte, en la tabla a continuación se presentan las máximas variaciones de tensión, tanto positivas como negativas, en cada una de las barras de mayor interés ante la ocurrencia no simultánea de todas las contingencias en estudio. A partir de esta se puede observar que las mayores variaciones de tensión se producen ante la desconexión de la línea Mellipulli – Pargua 220kV, principalmente en el sistema de 110kV al sur de Mellipulli, tal como se mencionó previamente. Las variaciones para esta contingencia alcanzan un valor elevado de 8.4%.

Por otro lado, las máximas variaciones de tensión en el sistema troncal de 220kV se presentan ante la desconexión del circuito 1 Rahue – Puerto Montt 220kV, y con este, la pérdida del PE Aurora conectado en “T” al mismo. Se observa que estas variaciones se dan en los casos que el parque se encuentra despachado, por lo que se puede intuir que las variaciones se deben principalmente a la pérdida de la generación y, en segunda instancia, a la del circuito.


**Mayor variación de tensión [%]**

Subestación→ Contingencia↓	Mayor variación de tensión [%]											
	S/E Los Ciruelos 220kV	S/E Valdivia 220kV	S/E Pichirropulli 220kV	S/E Rahue 220kV	S/E Puerto Montt 220kV	S/E Melipulli 220kV	S/E Chiloé 220kV	S/E Melipulli 110kV	S/E Pargua 110kV	S/E Chiloé 110	S/E Ancud 110kV	
Desconexión de un circuito de línea	Mulchén - Cautín 220kV C1_a	-1.7	-1.7	-1.5	-1.2	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6	-0.6
	Río Toltén - Ciruelos 220 kV C1	-2.1	-2.0	-1.9	-1.5	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7
	Cautín - Valdivia 220 kV	0.2	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
	Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	-0.4	-0.7	-0.5	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
	Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2	-0.5	-0.6	-0.5	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
	Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2_a	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
	Pichirropulli - Tap Pichirrahue C2 220k	-1.6	-1.7	-1.8	-1.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9
	Nva Valdivia - Pichirropulli C2 220kV	-0.5	-0.6	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
	Valdivia - Pichirropulli C2 220kV	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Rahue - Tap Pichirrahue C1 220kV	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4
	Rahue - Puerto Montt C2 220 kV	-0.6	-0.6	-0.7	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
	Rahue - Puerto Montt C1 220 kV	-3.2	-3.3	-3.3	-3.3	-2.0	-2.0	-2.1	-2.0	-2.1	-2.1	-2.2
	Puerto Montt - Melipulli 220 kV L1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Melipulli - Pargua 220 kV	-0.5	-0.5	-0.6	-0.7	-0.9	-0.9	-8.1	-3.6	-7.6	-8.2	-8.4
	Pargua - Chiloé 220 kV	1.8	0.7	0.6	0.6	-0.6	0.6	0.0	4.2	-0.6	0.0	0.0
	Chiloé - Gamboa 2x220 kV C2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.3	-0.9
Gamboa - Chonchi 110kV	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	1.5	0.6	0.9	1.5	1.5	
Dalcahue - Pid Pid 110 kV	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.8	0.4	0.5	-0.9	-0.9	
Desc. de generación	Angostura U2	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Ralco U2	0.4	0.4	0.3	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	Rucayayo	-1.2	-1.2	-1.3	-1.5	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7	-0.7
	Canutillar U1	-2.4	-2.4	-2.3	-2.1	-1.3	-1.3	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4
	PE Aurora	-2.3	-2.3	-2.3	-2.2	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4
CER	Puerto Montt	-2.0	-2.1	-2.3	-2.7	-3.4	-3.4	-3.5	-3.5	-3.5	-3.5	-3.6

Tabla 8-9: Mayores variaciones absolutas de tensión

### Análisis: Modificación de las Tensiones de Servicio

Como se mostró en el apartado anterior, se presentan tensiones límites post-contingencia en las barras del sur del sistema, principalmente ante la falla del vínculo de 220kV Melipulli – Pargua. Se evalúa en este apartado la posibilidad de modificar las elevadas tensiones de servicio de las barras afectadas para dar cumplimiento a las exigencias normativas en lo que respecta a los niveles de tensión en red N y N-1.

La S/E Chiloé presenta una tensión de servicio de 230kV actualmente. En las SS/EE futuras Pargua y Ancud se consideraron tensiones de servicio de 228kV y 230kV respectivamente, tomando como referencia barras adyacentes, siguiendo los lineamientos planteados en la metodología.

Además de los bajos valores post-contingencia, al observar los perfiles de tensión en red N ya se evidencia que las barras operarían con tensiones por debajo de las de servicio. A base a esto se propone la modificación de las tensiones de servicio a **220kV** en las SS/EE Pargua, Chiloé y Gamboa. A continuación se presenta el impacto de esta modificación tanto en las tensiones de red completa como ante contingencias:

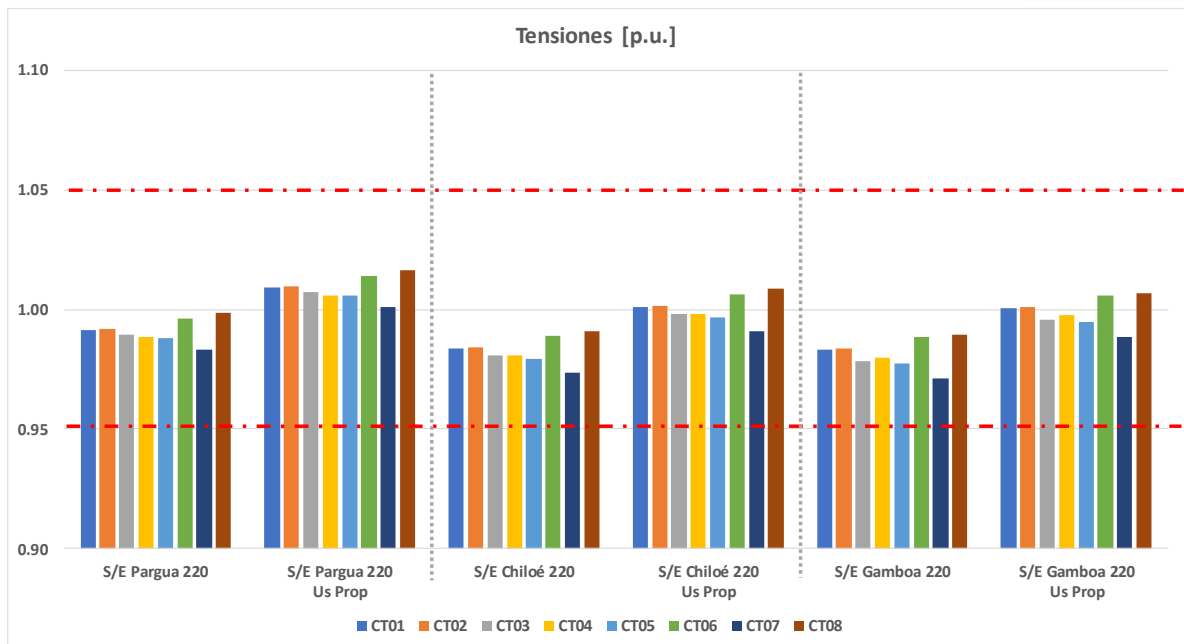


Figura 8-10 Tensiones en barras de 220kV del ACT al sur de Ciruelos en operación normal

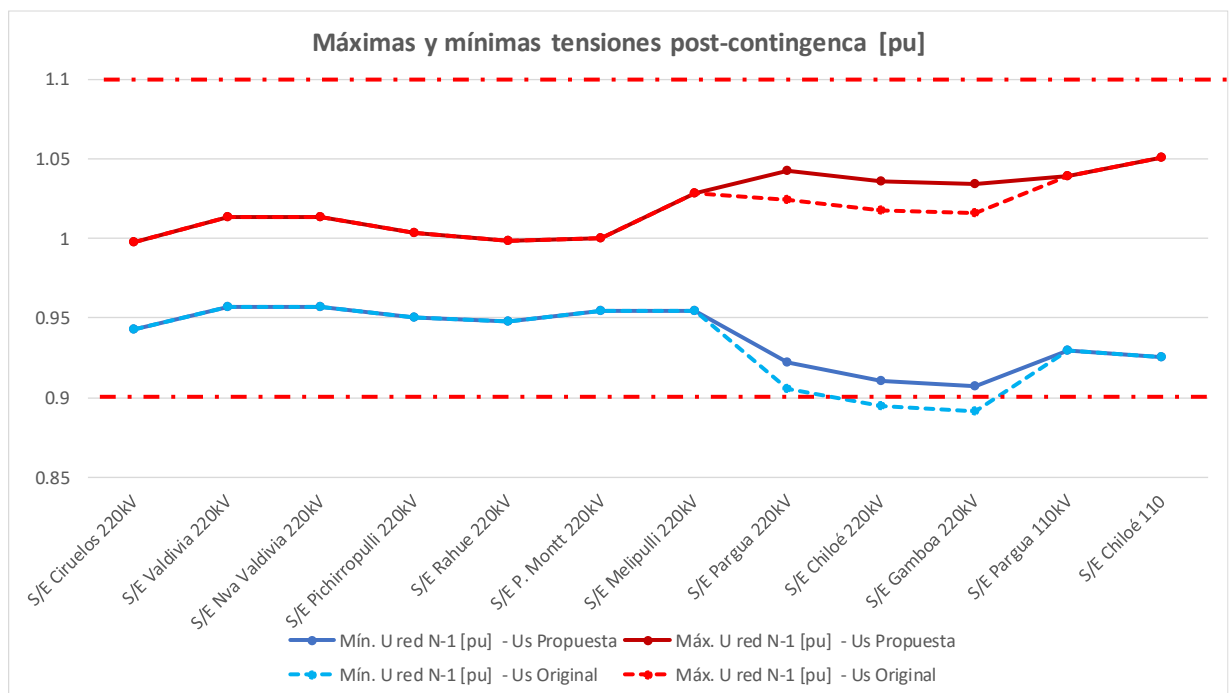


Figura 8-11. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras del ACT de Ciruelos al sur

Como se muestra en las gráficas, las tensiones de servicio propuestas implican una operación en red N levemente por encima de este nivel, pero deriva en que las máximas y mínimas tensiones post-contingencia se encuentren dentro de las exigencias normativas, con un margen considerable sobre los valores límites. Las mínimas tensiones de servicio necesarias para lograr este cumplimiento son: S/E Pargua 220kV: 228kV | S/E Chiloé 220kV: 226kV | S/E Ancud 220kV: 226kV.



### Sensibilidad post-contingencia

En este análisis se resumen las máximas sensibilidades  $dV/dQ$  [%/MVAr] en condiciones post-contingencia en las principales subestaciones del área, las cuales se pueden consultar en la tabla siguiente. De la misma se puede observar un comportamiento similar al encontrado en condiciones normales, con nodos más débiles a medida que nos trasladamos en sentido norte  $\rightarrow$  sur por el sistema, manteniéndose la barra de 110kV de Ancud como la más débil, al tiempo que los nodos próximos al CER de Puerto Montt presentan la mayor robustez.

Mayor sensibilidad  $dV/dQ$  [%/MVAr]

Subestación $\rightarrow$	Contingencia $\downarrow$	S/E Los Ciruelos 220kV	S/E Valdivia 220kV	S/E Pichirropulli 220kV	S/E Rahue 220kV	S/E Puerto Montt 220kV	S/E Melipulli 220kV	S/E Chiloé 220kV	S/E Melipulli 110kV	S/E Pargua 110kV	S/E Chiloé 110	S/E Ancud 110kV
Desconexión de un circuito de línea	Mulchén - Cautín 220kV C1_a	0.07	0.07	0.06	0.06	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Río Toltén - Ciruelos 220 kV C1	0.07	0.08	0.07	0.06	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Cautín - Valdivia 220 kV	0.06	0.07	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	0.06	0.07	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2	0.06	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2_a	0.06	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Pichirropulli - Tap Pichirrahue C2 220kV	0.06	0.07	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Nva Valdivia - Pichirropulli C2 220kV	0.06	0.07	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Valdivia - Pichirropulli C2 220kV	0.06	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Rahue - Tap Pichirrahue C1 220kV	0.06	0.07	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Rahue - Puerto Montt C2 220 kV	0.07	0.07	0.07	0.07	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Rahue - Puerto Montt C1 220 kV	0.08	0.09	0.08	0.08	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.32
	Puerto Montt - Melipulli 220 kV L1	0.06	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Melipulli - Pargua 220 kV	0.06	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	1.76	0.42	0.93	1.93	2.07
	Pargua - Chiloé 220 kV	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.00	0.18	0.19	0.00	0.00
	Chiloé - Gamboa 2x220 kV C2	0.06	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
Gamboa - Chonchi 110kV	0.06	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	0.11	0.18	0.19	0.20	0.30	
Dalcahue - Pid Pid 110 kV	0.06	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.24	0.35	
Desc. de generación	Angostura U2	0.06	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Ralco U2	0.06	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Rucayayo	0.04	0.05	0.04	0.04	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Canutillar U1	0.06	0.07	0.06	0.06	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	PE Aurora	0.06	0.07	0.06	0.06	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
CER	Puerto Montt	0.15	0.17	0.18	0.22	0.28	0.28	0.39	0.45	0.46	0.47	0.59

Tabla 8-10: Mayores sensibilidad  $dV/dQ$  en red N-1

Por otra parte, en comparación con el resto, se observa un considerable incremento de las sensibilidades en nodos de 110kV del sistema al sur ante la desconexión de la línea Melipulli - Pargua 220kV, provocando la redistribución de flujos por enlaces de 110kV en paralelo.

### 8.4.3 Principales resultados

#### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal



En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Sur de la siguiente manera:

- Se encuentra que en condiciones de hidrología húmeda, los RCT inyectan potencia reactiva, mientras que en condiciones de hidrología seca inyectan potencia reactiva en condiciones de demanda alta y absorben potencia reactiva en condiciones de demanda baja. En la tabla a continuación, se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva para el ACT.

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
Sur	-39	64

Tabla 8-11: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- Los principales RCT de la zona resultan las centrales de generación, hidráulicas y térmicas, las plantas ERNC eólica y el CER de Puerto Montt.

#### **Reservas de potencia reactiva para contingencia**

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión para afrontar las contingencias son:

ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVA <sub>r</sub> ]	Contingencia
SUR	Capacitiva	<b>88</b>	Rahue - Puerto Montt C1 220kV
	Inductiva	<b>21</b>	Gamboa - Chonchi 110kV

Tabla 8-12: Requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur

#### **8.4.4 Requerimientos y Recomendaciones**

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

#### **Requerimientos en red completa**

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales.

#### **Reservas de potencia reactiva**

En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias**. A pesar de esto, existe una única contingencia -desconexión de línea Melipulli - Pargua 220kV- que deriva en niveles límites de tensión (0.9p.u.)





en nodos de 220kV del extremo sur del sistema, lo cual se encuentra asociado a la débil vinculación post-falla y a las elevadas tensiones de servicio contempladas para las mismas.

Teniendo en cuenta esto, luego de la entrada en servicio de la S/E Pargua, se recomienda utilizar tensiones de servicio iguales a 220kV para las SS/EE Pargua, Chiloé y Ancud. Con esta consideración no se presentan incumplimientos normativos en red completa ni ante contingencias.

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T↓ RCT↓	Escenarios Específicos							
	HÚMEDA					SECA		SECA
	CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERN C +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
<b>ACT-Sur</b>								
<b>RPR Capacitivas</b>	<b>57</b>	<b>80</b>	<b>176</b>	<b>62</b>	<b>117</b>	<b>229</b>	<b>169</b>	<b>263</b>
FACTs	57	58	60	57	56	72	57	79
Generador		21	116	5	60	157	112	184
<b>RPR Inductivas</b>	<b>53</b>	<b>66</b>	<b>188</b>	<b>76</b>	<b>137</b>	<b>134</b>	<b>195</b>	<b>157</b>
FACTs	53	52	50	53	54	38	53	31
Generador		14	138	23	83	96	142	126

Tabla 8-13: Resumen de reservas por escenario en ACT

Reservas de potencia	Capacitivas [MVar]		Inductivas [MVar]	
	Esc. de Estudio	Requerimiento	Esc. de Estudio	Requerimiento
<b>Ciruelos Sur</b>				
Mínimo	<b>57</b>	<b>88</b>	<b>53</b>	<b>21</b>
Máximo	<b>263</b>		195	

Tabla 8-14: Resumen suficiencia en ACT

Se puede observar que se presenta una condición de déficit de las reservas capacitivas requeridas, situación presente sólo en escenarios con reducido (o nulo) número de unidades de generación disponible (CT01 y CT04). Este déficit deriva en que los recursos utilizados para el control de las tensiones sean brindados por la ACT adyacente, sin mayores inconvenientes en el área (para atender a la contingencia que deriva en este requerimiento).

A pesar de esto, la contingencia crítica Melipulli - Pargua 220kV deriva en variaciones de tensión superiores al 8% post-contingencia. Con las modificaciones propuestas en la tensión de servicio de las barras de la zona esta falla no implica incumplimientos, por lo que no es estrictamente necesario incorporar recursos adicionales para el control de tensión. A pesar de esto, se recomienda que el PE San Pedro (65MVA) realice un control dinámico de tensión (a pesar de que una mayor velocidad de respuesta del control de tensión mejora su desempeño, una respuesta del orden de los 5 segundos es suficiente) para reducir las variaciones de tensión post-contingencia y mejorar la regulación de tensión del área. Con esto a su vez se incrementan las reservas locales, mejorando la suficiencia para atender a las demás contingencias.



## 8.5 Análisis año 2021

### 8.5.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de cada RCT por tipo, escenario e hidrología de la ACT Sur. Esta tabla incluye además, la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva intercambiada en el área adyacente.

Hidrología→	Escenarios Específicos							Adicionales
	HÚMEDA					SECA		SECA
Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT ↓	CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERNC +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
<b>ACT-Sur</b>								
<b>RCT</b>	<b>-39</b>	<b>-50</b>	<b>27</b>	<b>-44</b>	<b>15</b>	<b>-101</b>	<b>-31</b>	<b>-105</b>
FACTS	4	7	17	5	23	-10	-11	-9
ERNC	10	0	22		17	-15	14	-15
Capacitor	0	0	5	0	5		0	
Generador		-3	37	4	23	-22	20	-26
Reactor	-53	-53	-53	-53	-52	-55	-54	-55
<b>Demanda</b>	<b>39</b>	<b>50</b>	<b>-27</b>	<b>44</b>	<b>-15</b>	<b>101</b>	<b>31</b>	<b>105</b>
Líneas	173	174	166	174	167	186	179	174
TR	-14	-15	-35	-21	-40	-36	-54	-67
Carga	-47	-47	-67	-47	-67	-47	-67	-47
Intercambio	-73	-63	-91	-61	-75	-2	-27	45
*positivo: inyecta potencia reactiva								
*negativo: absorbe potencia reactiva								

Tabla 8-15: Resumen RCT por escenario e hidrología | ACT Sur.

A partir de la tabla, se puede observar que la potencia reactiva generada por las líneas resulta mayor que al año 2020 (~50-60MVAR), lo que se debe principalmente al ingreso de las nuevas instalaciones (línea 2x500kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220kV). Este nuevo excedente de potencia reactiva compensa el déficit que en general presentaba el área, incluso en exceso, por lo que en para esta fecha se encuentra esperable que los RCT se encuentren absorbiendo potencia reactiva capacitiva, principalmente en estados de baja demanda. Para esta fecha se contempla la conexión de un reactor de barra de 50MVAR en la S/E Pichirropulli por lo que gran parte de este excedente resulta absorbido por el mismo.

Por otra parte, los únicos casos que muestran a los RCT inyectando potencia reactiva se corresponden a estados de máxima demanda, lo cual se debe principalmente al mayor consumo tanto en las cargas como en los transformadores.

En la figura a continuación se muestran los requerimientos de potencia reactiva del Sur, para los escenarios específicos de estudio.

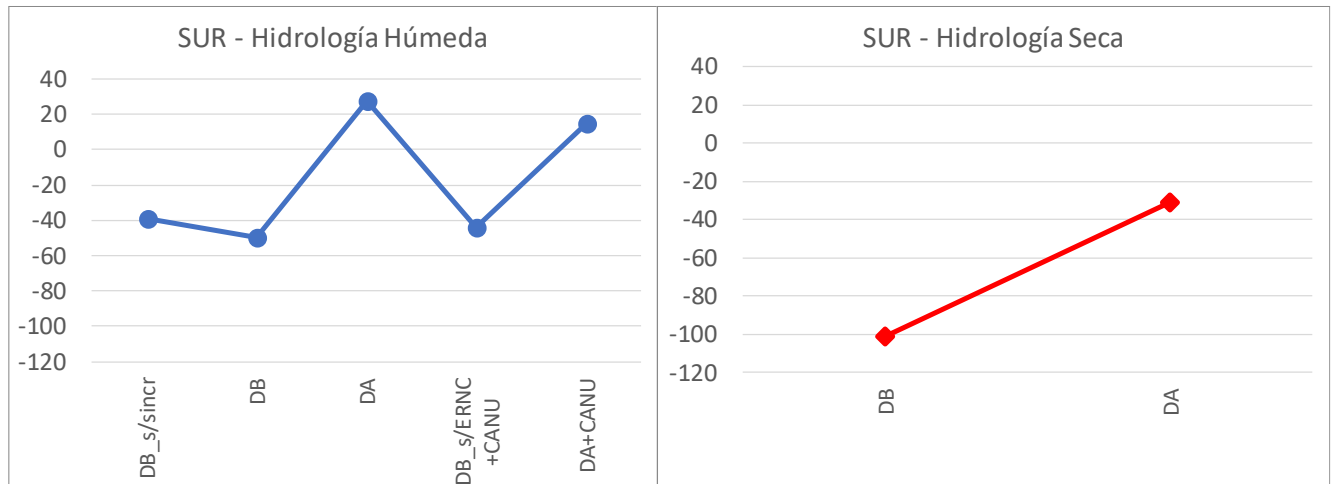


Figura 8-12: RPR ACT-SUR.

En consideración de todo lo anterior, en la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos del ACT.

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
Sur	-105	27

Tabla 8-16: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

### Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de las contingencias simples no simultáneas presentadas en el capítulo 8.3 sobre el control de tensión del sistema post-contingencia.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para la ACT Sur.

### Circuitos de 220kV

Escenario → Condición   sub-ACT		Escenarios Específicos							
		HÚMEDA					SECA		SECA
		CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERNC +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
Red N	Q Mvar	4	4	54	9	45	-31	9	-35
Mulchén - Cautín 220kV	Q Mvar	24	22	80	28	74	-21	26	-24
	ΔQ Mvar	20	19	27	19	29	10	17	11
Rahue - Puerto Montt C1 220kV	Q Mvar	10	10	61	15	51	-24	17	-27
	ΔQ Mvar	6	6	7	6	6	7	7	8
Melipulli - Pargua 220kV	Q Mvar	31	31	80	36	85	-6	41	-26
	ΔQ Mvar	27	27	27	27	39	25	31	9
Chiloé - Gamboa 220kV	Q Mvar	28	28	80	33	68	-5	36	-5
	ΔQ Mvar	24	25	26	24	23	27	26	30

Tabla 8-17: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur | Desc. circuitos 220kV.



Como puede observarse de la tabla anterior, en general la desconexión de un circuito de 220kV en el Sur produce un requerimiento de potencia reactiva capacitiva, es decir, los RCT de esta ACT deben aumentar la inyección de potencia reactiva para compensar el déficit de potencia reactiva producto de la desconexión del circuito. De estas contingencias, la que más exige a los RCT del Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), es la desconexión del circuito Melipulli - Pargua 220kV: **39MVar inductivos**.

Vale destacar que, para esta fecha se considera la normalización en la conexión del PE Aurora a la S/E Nva. Puerto Montt, por lo que la desconexión del circuito 1 Rahue – Puerto Montt ya no provoca la pérdida del mismo.

### Circuitos de 110kV

Escenario → Condición   sub-ACT		Escenarios Específicos							
		HÚMEDA					SECA		SECA
		CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERNC +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
Red N	Q Mvar	4	4	54	9	45	-31	9	-35
Gamboa - Chonchi 110kV	Q Mvar	-6	-7	33	-1	27	-37	-5	-36
	ΔQ Mvar	10	10	21	10	19	6	14	1

Tabla 8-18: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur | Desc. circuitos 110kV.

Como puede observarse la desconexión de un circuito de 110kV en el Sur produce un requerimiento de potencia reactiva inductiva, es decir, los RCT de esta ACT deben aumentar la absorción de potencia reactiva, en general producto de la desconexión de demanda, siendo la más exigente la desconexión del circuito Gamboa – Chonchi 110kV: **21MVar inductivos**.

### Generadores

Escenario → Condición   sub-ACT		Escenarios Específicos							
		HÚMEDA					SECA		SECA
		CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERNC +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
Red N	Q Mvar	4	4	54	9	45	-31	9	-35
Canutillar U1	Q Mvar	FS	FS	FS	42	74	FS	FS	-47
	ΔQ Mvar	FS	FS	FS	37	38	FS	FS	20
PE Aurora	Q Mvar	44	34	112	FS	77	-33	42	-51
	ΔQ Mvar	40	30	58	FS	31	1	33	16

\*FS: Unidad fuera de servicio

Tabla 8-19: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur | Desc. generación y CER

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de generación en la zona estudiada produce un requerimiento de potencia reactiva capacitiva, principalmente. De estas contingencias, la que más exigen a



los RCT del Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N resultan la desconexión de Canutillar U1: **38MVar capacitivos** y del PE Aurora: **58MVar capacitivos**.

### FACTs y Reactores

Escenario → Condición   sub-ACT		Escenarios Específicos							
		HÚMEDA					SECA		SECA
		CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERNC +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
Red N	Q Mvar	4	4	54	9	45	-31	9	-35
CER Pto. Montt	Q Mvar	0	-1	47	6	33	-30	11	-34
	ΔQ Mvar	0	2	10	2	10	8	9	9
Reactor Pichirropulli	Q Mvar	-35	-36	12	-30	5	-75	-35	-82
	ΔQ Mvar	39	40	42	39	40	44	44	47

La desconexión del CER de Puerto Montt provoca que los demás RCT del área suplan su aporte, el cual resulta capacitivo para hidrología húmeda e inductivo en seca, con un máximo de: **10MVar capacitivos**.

Por otra parte, la desconexión del reactor de barra de S/E Pichirropulli provoca que los demás RCT suplan su aporte, con un máximo de: **47MVar inductivos**.

### Máximos del ACT

La tabla siguiente resume los máximos requerimientos de reservas de potencia reactiva del ACT para contingencias:

ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
SUR	Capacitiva	58	Desc. PE Aurora
	Inductiva	47	Desc. Reactor Pichirropulli

Tabla 8-20: Max requerimientos reserva de potencia reactiva para contingencias del ACT

## 8.5.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

### Operación normal

En el gráfico siguiente se muestra la sensibilidad dV/dQ en las principales barras del área, en condiciones de operación normal para todos los escenarios específicos de estudio.

Tal como al año 2020, de este gráfico se puede observar que en operación normal las barras más débiles se corresponden a las que se sitúan en el extremo sur del SEN, correspondiéndose con la subestación Chiloé a nivel de 220kV, y Ancud en el sistema de transmisión de 110kV.

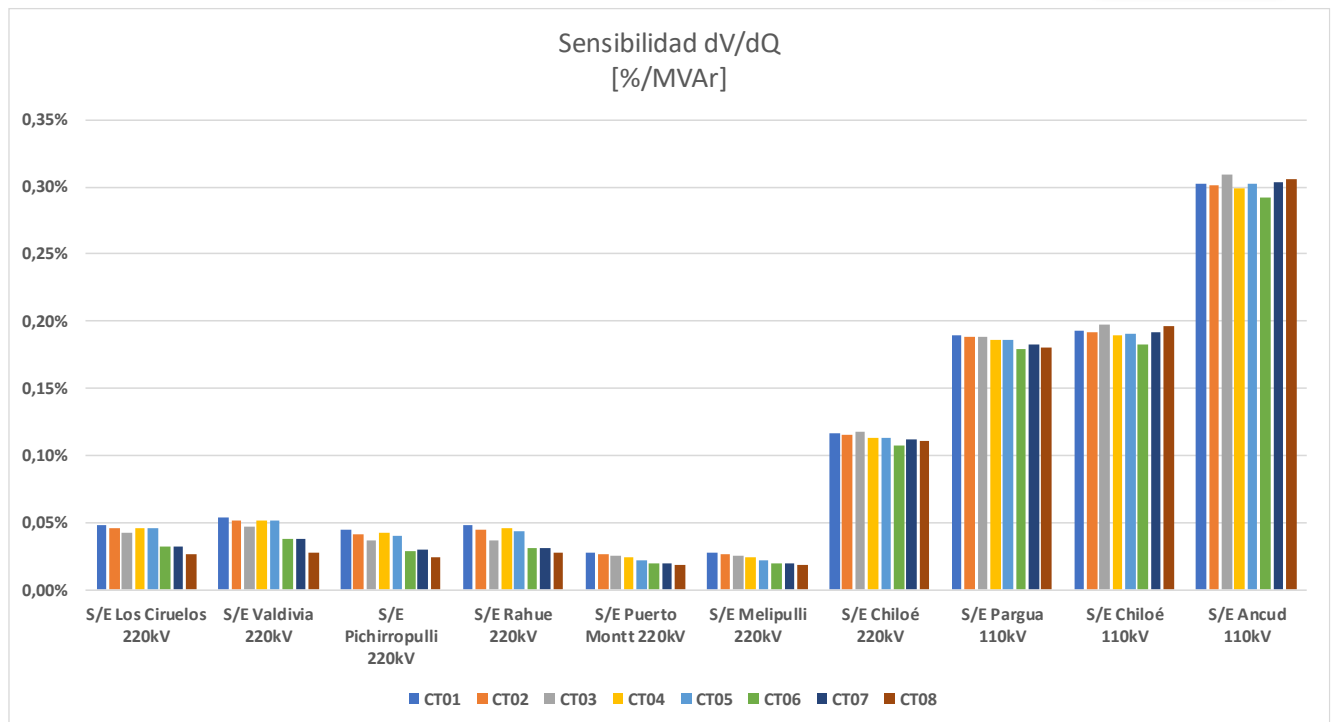


Figura 8-13 Sensibilidades dV/dQ en barras de 220kV del ACT al sur de Ciruelos en operación normal

Por otra parte, en la figura a continuación se presenta el perfil de tensión en las principales subestaciones del área en condiciones de red completa, referidos a las tensiones de servicio (entre 228-232kV para barras de 220kV y 111kV para 110kV). Se observa que no se presentan variaciones significativas con respecto a 2020.

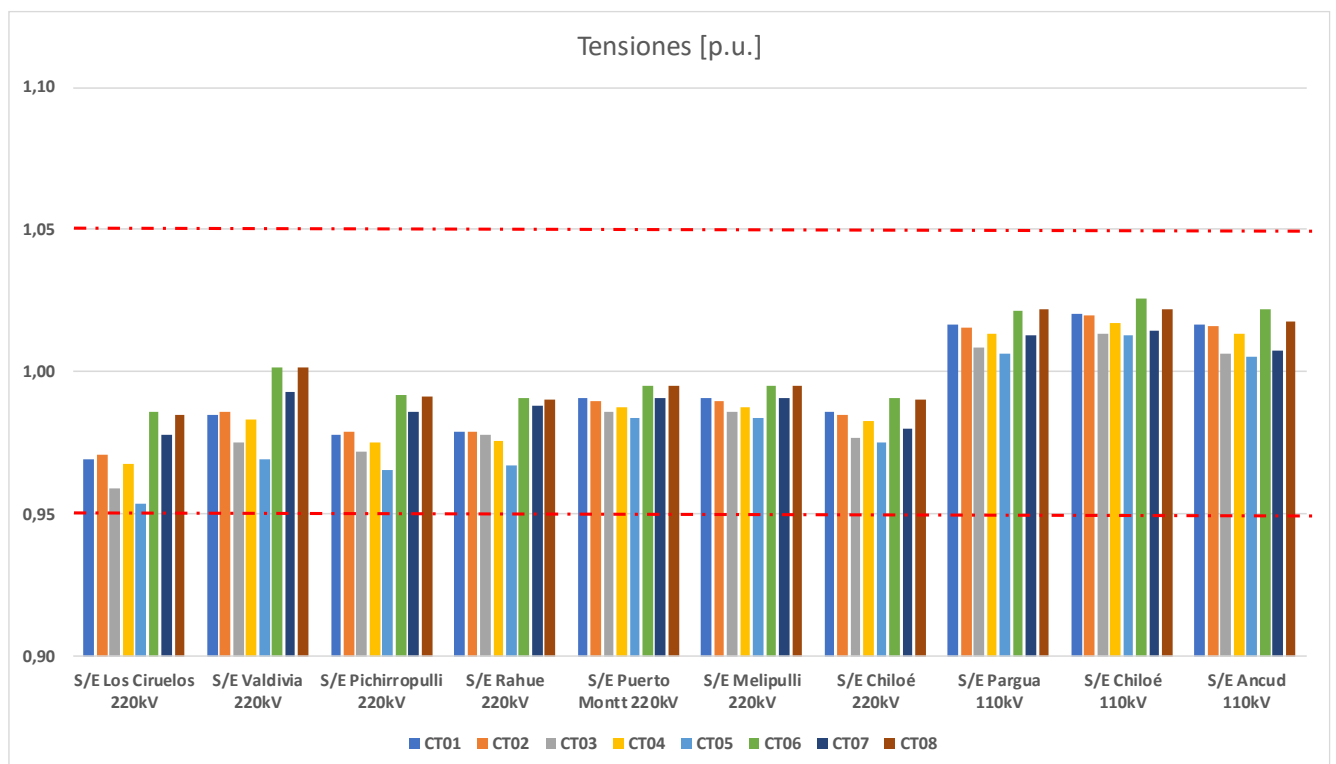


Figura 8-14. Perfil de tensiones del ACT al sur de Ciruelos en operación normal



## Operación post-contingencia

A continuación se presenta el análisis del impacto de las contingencias en el sistema en lo que respecta a tensiones y sensibilidades post-contingencia.

### Variación de la tensión

En la siguiente figura se presentan los valores máximos y mínimos de tensión en las principales subestaciones del área, tanto de 220kV como de 110kV, ante la simulación de todas las contingencias sobre los escenarios específicos de estudio.

De la misma, se puede apreciar un perfil más uniforme en las barras de 220kV al norte de la S/E Mellipulli, denotando cierta robustez en las mismas, mientras que en los nodos al sur de esta las variaciones de tensión ante las contingencias resulta incrementadas.

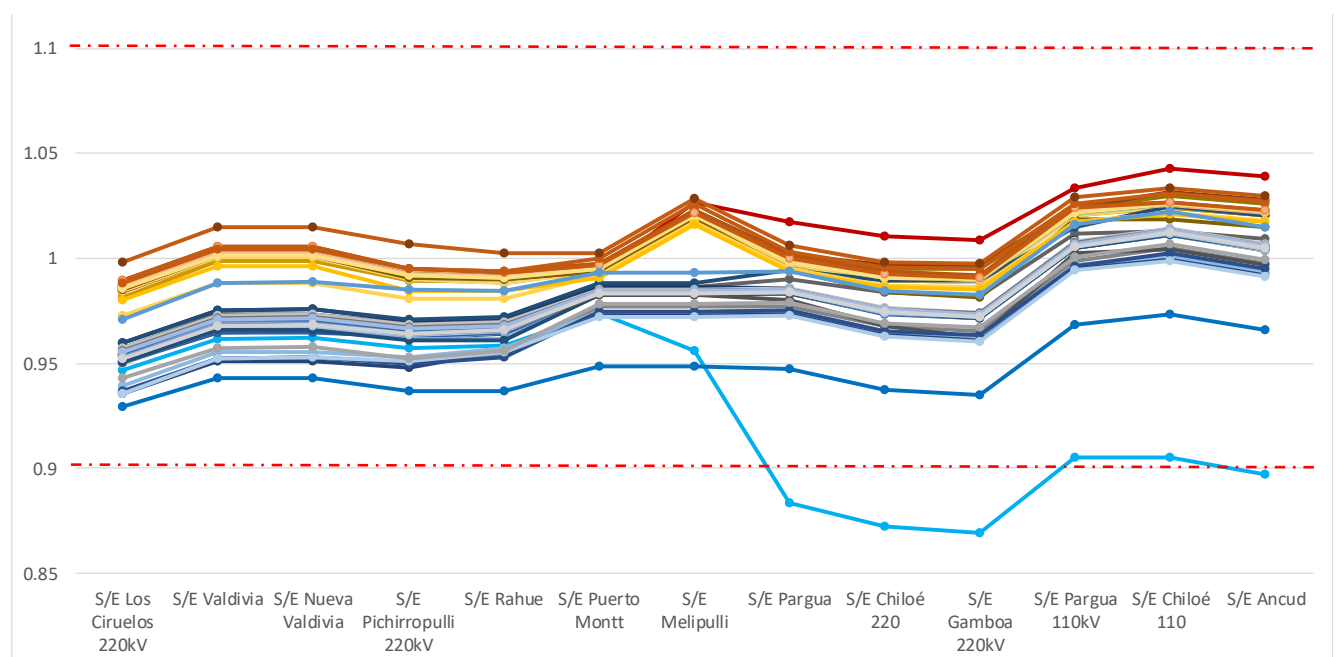


Figura 8-15. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras del ACT de Ciruelos al sur

Se observa un único caso en el cual la tensión en barras de 220kV al sur de la S/E Melipulli alcanzan valores post-contingencia menores a 0.9pu (0.87p.u) de la tensión de servicio. Vale destacar que esta problemática resulta considerablemente acentuada por la elevada tensión de servicio (230kV), ya que no se presentaría incumplimiento si se considerase la tensión nominal del sistema (220kV). Como ya se mencionó para el año 2020, este fenómeno se da ante la desconexión del circuito de 220kV Mellipulli – Pargua, derivando en la pérdida del vínculo de 220kV con el sistema de 110kV al sur, el cual permanece conectado sólo a través de 110kV, provocando una depresión en las tensiones del extremo sur del sistema. Del mismo modo que se realizó a 2020, se evalúa en el apartado siguiente la modificación de las tensiones de servicio de estas SS/EE.

Por otra parte, en la tabla a continuación se presentan las máximas variaciones de tensión, tanto positivas como negativas, en cada una de las barras de mayor interés ante la ocurrencia no simultánea de todas las contingencias en estudio. A partir de esta se puede observar que las mayores variaciones de tensión se producen



ante la desconexión de la línea Mellipulli – Pargua 220kV, principalmente en el sistema de 110kV al sur de Mellipulli, tal como se mencionó previamente. En este caso la variación de tensión máxima ante la contingencia alcanza los 10.8%.

Por otro lado, las máximas variaciones de tensión en el sistema troncal de 220kV se presentan ante la desconexión del CER de Puerto Montt (negativas), como así también del reactor de barras de Pichirropulli (positivas).

**Mayor variación de tensión [%]**

Subestación → Contingencia ↓	S/E Los Ciruelos 220kV	S/E Valdivia 220kV	S/E Pichirropulli 220kV	S/E Rahue 220kV	S/E Puerto Montt 220kV	S/E Mellipulli 220kV	S/E Chiloé 220kV	S/E Mellipulli 110kV	S/E Pargua 110kV	S/E Chiloé 110	S/E Ancud 110kV
	<b>Desconexión de un circuito de línea</b>										
Mulchén - Cautín 220kV C1_a	-1.9	-1.8	-1.5	-1.3	-0.7	-0.7	-0.8	-0.7	-0.7	-0.8	-0.8
Río Toltén - Ciruelos 220 kV C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cautín - Valdivia 220 kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	-0.3	-0.6	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2	-0.5	-0.5	-0.4	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2_a	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Pichirropulli - Tap Pichirrahue C2 220kV	-2.5	-2.5	-2.5	-2.2	-1.2	-1.2	-1.3	-1.3	-1.3	-1.4	-1.4
Nva Valdivia - Pichirropulli C2 220kV	-0.4	-0.5	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Valdivia - Pichirropulli C2 220kV	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Rahue - Tap Pichirrahue C1 220kV	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Rahue - Puerto Montt C2 220 kV	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Rahue - Puerto Montt C1 220 kV	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Puerto Montt - Melipulli 220 kV L1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Melipulli - Pargua 220 kV	-0.8	-0.8	-0.9	-0.9	-1.0	-1.0	-10.5	-5.0	-10.1	-10.6	-10.8
Pargua - Chiloé 220 kV	-0.8	0.6	0.9	0.5	-0.5	0.6	0.0	6.3	-0.7	0.0	0.0
Chiloé - Gamboa 2x220 kV C2	-0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.8	-0.3	-0.4	-0.9	-0.9
Pichirropulli-N. PMontt 2x500kV C1	-1.2	-1.3	-1.4	-1.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3
Gamboa - Chonchi 110kV	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	1.5	0.7	0.9	1.6	1.6
Dalcahue - Pid Pid 110 kV	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.9	0.4	0.5	0.9	0.9
<b>Desc. de generación</b>											
Angostura U2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ralco U2	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Rucayayo	-2.0	-2.1	-2.0	-2.1	-1.1	-1.1	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2
Canutillar U1	-2.0	-2.0	-1.9	-1.7	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2
PE Aurora	-2.4	-2.4	-2.2	-1.9	-1.4	-1.4	-1.5	-1.4	-1.4	-1.5	-1.5
<b>CER</b>											
Puerto Montt	-2.5	-2.8	-3.0	-3.1	-3.5	-3.5	-3.8	-3.7	-3.8	-3.9	-3.9
<b>React.</b>											
Reactor Pichirropulli 220kV	2.0	2.1	2.3	2.1	1.2	1.2	1.3	1.2	1.3	1.3	1.3

Tabla 8-21: Mayores variaciones absolutas de tensión

**Análisis: Modificación de las Tensiones de Servicio**

Como se mostró en el apartado anterior, se presentan incumplimientos post-contingencia en las barras del sur del sistema, principalmente ante la falla del vínculo de 220kV Melipulli – Pargua. Se evalúa en este





apartado la posibilidad de modificar las elevadas tensiones de servicio de las barras afectadas para dar cumplimiento a las exigencias normativas en lo que respecta a los niveles de tensión en red N y N-1.

Al igual que para el año 2020, se se propone la modificación de las tensiones de servicio a **220kV** en las SS/EE Pargua, Chiloé y Gamboa. A continuación se presenta el impacto de esta modificación tanto en las tensiones de red completa:

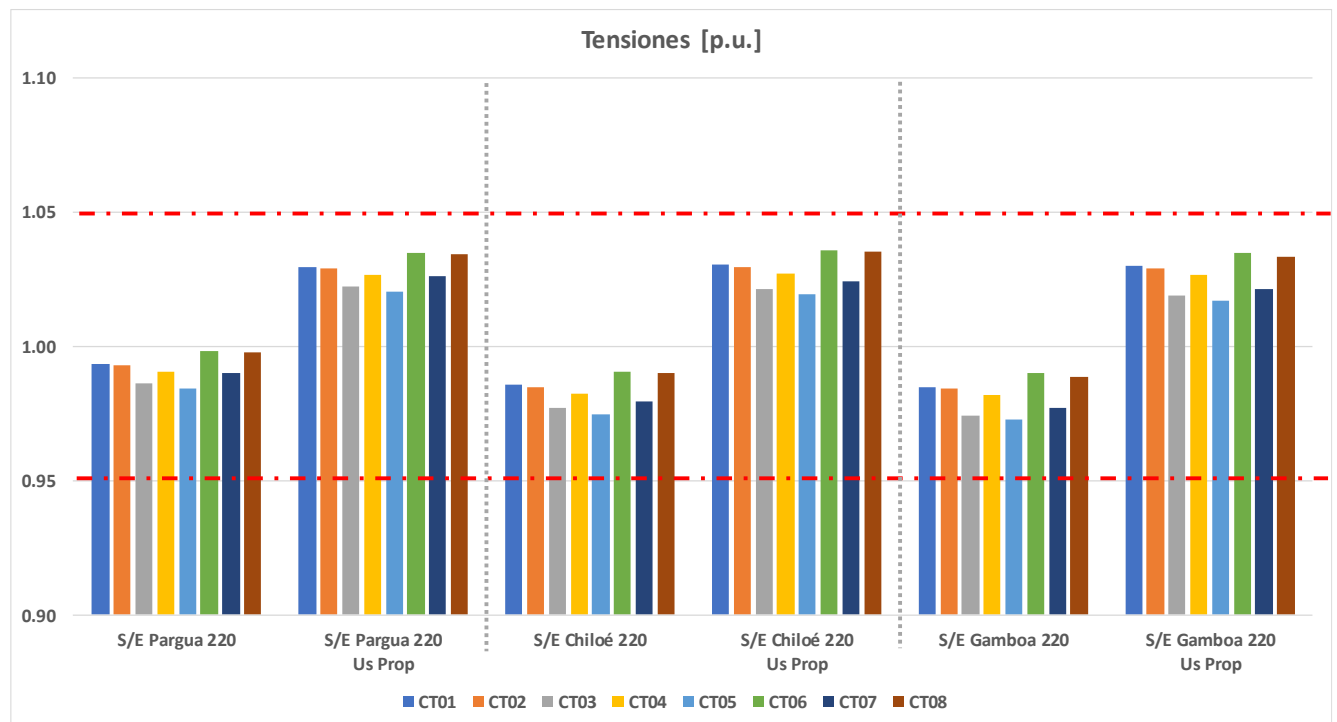


Figura 8-16 Tensiones en barras de 220kV del ACT al sur de Ciruelos en operación normal

Luego, la figura siguiente muestra las máximas y mínimas tensiones post-contingencia.

Como se muestra en las gráficas, las tensiones de servicio propuestas implican una operación en red N levemente por encima de este nivel, pero deriva en que las máximas y mínimas tensiones post-contingencia se encuentren dentro de las exigencias normativas, quedando una condición límite sólo para la S/E Ancud a nivel de 110kV.

En este caso, tensiones de servicio mayores a las propuestas derivarían en incumplimientos normativos ante la contingencia.

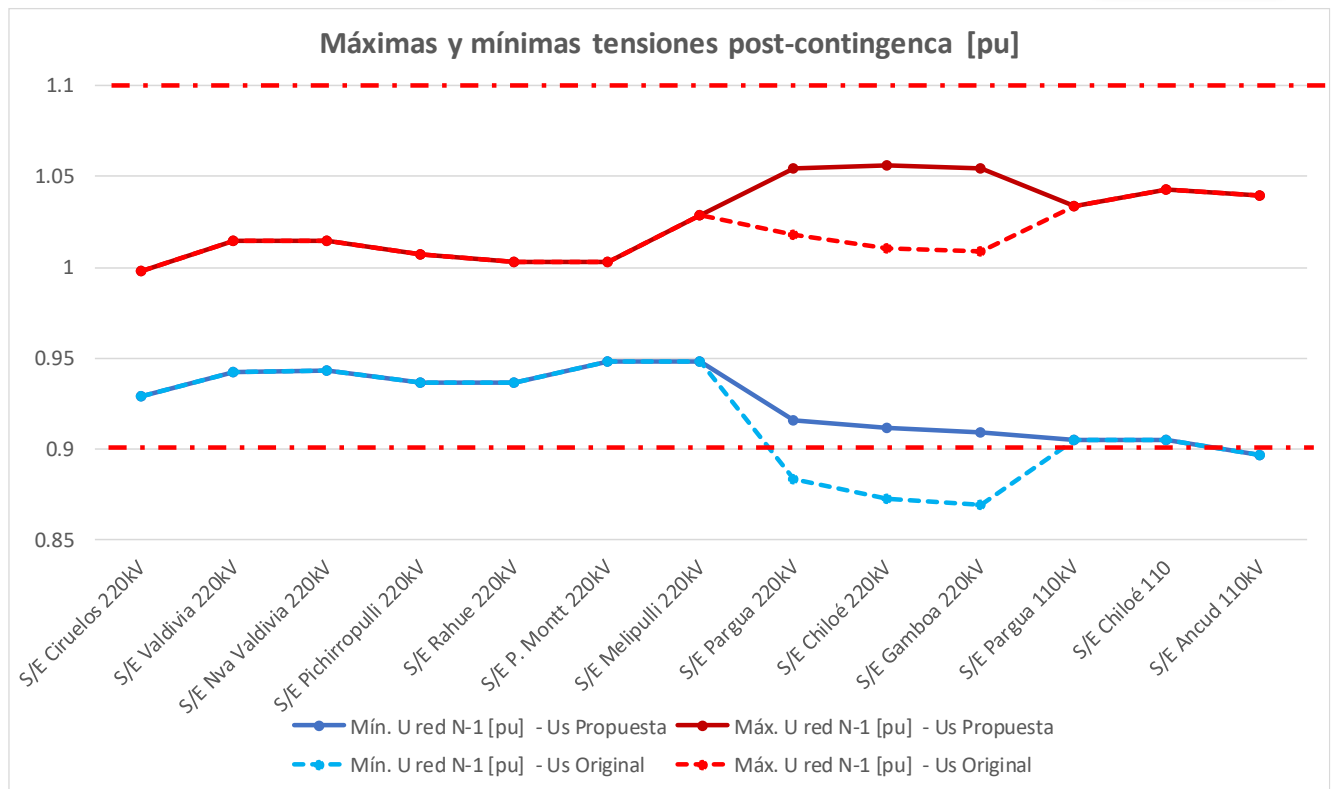


Figura 8-17. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras del ACT de Ciruelos al sur

Se aclara que en caso de considera al PE San Pedro realizando control de tensión en la zona, las tensiones post-contingencia presentarían un mayor margen con respecto a los límites normativos.

### Sensibilidad post-contingencia

En este análisis se resumen las máximas sensibilidades  $dV/dQ$  [%/MVAr] en condiciones post-contingencia en las principales subestaciones del área, las cuales se pueden consultar en la tabla siguiente. De la misma se puede observar un comportamiento similar al encontrado en condiciones normales, con nodos más débiles a medida que nos trasladamos en sentido norte→sur por el sistema, manteniéndose la barra de 110kV de Ancud como la más débil, al tiempo que los nodos próximos al CER de Puerto Montt presentan la mayor robustez.

Por otra parte, análogo al 2020, se observa un considerable incremento de las sensibilidades en nodos de 110kV del sistema al sur ante la desconexión de la línea Melipulli - Pargua 220kV, provocando la redistribución de flujos por enlaces de 110kV en paralelo.


**Mayor sensibilidad dV/dQ [%/MVar]**

	Subestación→ Contingencia↓	S/E Los Ciruelos 220kV	S/E Valdivia 220kV	S/E Pichirropulli 220kV	S/E Rahue 220kV	S/E Puerto Montt 220kV	S/E Melipulli 220kV	S/E Chiloé 220kV	S/E Melipulli 110kV	S/E Parga 110kV	S/E Chiloé 110	S/E Ancud 110kV
Desconexión de un circuito de línea	Mulchén - Cautín 220kV C1_a	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Río Toltén - Ciruelos 220 kV C1	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Cautín - Valdivia 220 kV	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	0.05	0.06	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2	0.05	0.05	0.05	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2_a	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Pichirropulli - Tap Pichirrahue C2 220kV	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.32
	Nva Valdivia - Pichirropulli C2 220kV	0.05	0.06	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Valdivia - Pichirropulli C2 220kV	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Rahue - Tap Pichirrahue C1 220kV	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Rahue - Puerto Montt C2 220 kV	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Rahue - Puerto Montt C1 220 kV	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Puerto Montt - Melipulli 220 kV L1	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Melipulli - Parga 220 kV	0.05	0.05	0.05	0.05	0.03	0.03	2.10	0.48	1.08	2.32	2.47
	Parga - Chiloé 220 kV	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.00	0.17	0.19	0.00	0.00
	Chiloé - Gamboa 2x220 kV C2	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Pichirropulli-N. PMontt 2x500kV C1	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
Gamboa - Chonchi 110kV	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.11	0.18	0.19	0.19	0.30	
Dalcahue - Pid Pid 110 kV	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.24	0.35	
Desc. de generación	Angostura U2	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Ralco U2	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	Rucayato	0.05	0.05	0.04	0.04	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.32
	Canutillar U1	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
	PE Aurora	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.12	0.18	0.19	0.20	0.31
CER	Puerto Montt	0.20	0.22	0.24	0.27	0.31	0.31	0.43	0.48	0.50	0.52	0.64
React.	Reactor Pichirropulli 220kV	0.05	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.17	0.19	0.20	0.31

Tabla 8-22: Mayores sensibilidad dV/dQ en red N-1

### 8.5.3 Principales resultados

#### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Sur de la siguiente manera:

- Con el ingreso de la línea Nueva Pichirropulli – Nueva Puerto Montt 2x500kV, energizada en 220kV a 2021, se incrementan los excedentes de potencia reactiva del área, gran parte de los cuales resultan compensados por el nuevo reactor de barra en la S/E Pichirropulli 220kV. En la tabla a continuación, se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva para el ACT.



ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
Sur	-105	27

Tabla 8-23: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

### **Reservas de potencia reactiva para contingencia**

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión para afrontar las contingencias son:

ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVA <sub>r</sub> ]	Contingencia
SUR	Capacitiva	58	Desc. PE Aurora
	Inductiva	47	Desc. Rector Pichirropulli

Tabla 8-24: Requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur

A diferencia del 2020, se observa una disminución en los montos de reserva capacitiva requeridos (~30MVA<sub>r</sub>), lo cual se debe principalmente al cambio en la contingencia crítica, asociado a la normalización en la conexión del PE Aurora en la S/E Nva. Puerto Montt. A su vez, se observa un incremento de la reserva inductiva requerida, también asociado al cambio de la contingencia crítica, la cual, para esta instancia resulta la desconexión del reactor de barra de Pichirropulli.

### **8.5.4 Requerimientos y Recomendaciones**

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

#### **Requerimientos en red completa**

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales.

#### **Reservas de potencia reactiva**

En base al análisis realizado se observa que existe una única contingencia -desconexión de línea Melipulli - Pargua 220kV- que deriva en niveles de tensión inadmisibles (0.87p.u.) en nodos del extremo sur del sistema, lo cual se encuentra asociado a la débil vinculación post-falla. Vale destacar que este caso resulta acentuado por los elevados valores de tensiones de servicio contemplados en dichas barras. Teniendo en cuenta esto, se mantiene la recomendación realizada para el año 2020 de considerar tensiones de servicio iguales a 220kV para las SS/EE Pargua, Chiloé y Ancud. Con esta consideración no se presentan incumplimientos normativos en red completa ni ante contingencias.



La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Hidrología→	Escenarios Específicos							
	HÚMEDA					SECA		SECA
Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERN C +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
<b>ACT-Sur</b>								
<b>RPR Capacitivas</b>	<b>66</b>	<b>85</b>	<b>106</b>	<b>71</b>	<b>57</b>	<b>266</b>	<b>225</b>	<b>353</b>
<b>FACTs</b>	66	63	53	65	47	80	81	79
<b>Generador</b>		22	52	6	10	186	144	274
<b>RPR Inductivas</b>	<b>44</b>	<b>60</b>	<b>181</b>	<b>67</b>	<b>134</b>	<b>154</b>	<b>195</b>	<b>186</b>
<b>FACTs</b>	44	47	57	45	63	30	29	31
<b>Generador</b>		14	125	22	71	124	166	155

Tabla 8-25: Resumen de reservas por escenario en ACT

Reservas de potencia	Capacitivas [MVAr]		Inductivas [MVAr]	
	Esc. de Estudio	Requerimiento	Esc. de Estudio	Requerimiento
<b>Ciruelos Sur</b>				
Mínimo	<b>57</b>	<b>58</b>	<b>44</b>	<b>47</b>
Máximo	<b>353</b>		195	

Tabla 8-26: Resumen suficiencia en ACT

Se puede observar que en ambos casos, tanto capacitiva como inductiva, se presenta una condición límite de reserva, situación presente sólo en escenarios con reducido (o nulo) número de unidades de generación disponible (CT01 y CT04).

A pesar de esto, a la fecha se incrementan las variaciones de tensión post-contingencia derivadas de la contingencia crítica Melipulli - Pargua 220kV, alcanzando valores de hasta 10.8%. Con las modificaciones propuestas en la tensión de servicio de las barras de la zona esta falla no implica incumplimientos, por lo que no es estrictamente necesario incorporar recursos adicionales para el control de tensión. A pesar de esto, se mantiene la recomendación asociada a que el PE San Pedro (65MVA) realice un control dinámico de tensión en la zona, tanto con o sin recurso primario (siempre que la tecnología implementada así lo permita).



## 8.6 Análisis año 2023

### 8.6.1 Requerimientos y reservas de potencia reactiva

#### Operación normal

En la tabla a continuación se resume el aporte de cada RCT por tipo, escenario e hidrología de la ACT Sur. Esta tabla incluye además, la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva intercambiada en el área adyacente.

Hidrología→	Escenarios Específicos							Adicionales
	HÚMEDA					SECA		SECA
Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT ↓	CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERNC +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
<b>ACT-Sur</b>								
<b>RCT</b>	<b>-8</b>	<b>-59</b>	<b>22</b>	<b>-56</b>	<b>14</b>	<b>-128</b>	<b>-51</b>	<b>-142</b>
FACTS	-7	-6	9	-6	24	-26	-16	-25
ERNC		0	22		17	-15	4	-22
Capacitor	0	0	5	0	5		0	
Generador		-1	40	3	20	-32	15	-41
Reactor	-1	-53	-52	-53	-51	-55	-54	-55
<b>Demanda</b>	<b>8</b>	<b>59</b>	<b>-22</b>	<b>56</b>	<b>-14</b>	<b>128</b>	<b>51</b>	<b>142</b>
Líneas	204	216	204	215	204	234	222	223
TR	-13	-16	-38	-23	-44	-37	-62	-70
Carga	-51	-51	-73	-51	-73	-51	-73	-51
Intercambio	-132	-90	-116	-86	-102	-18	-37	39
*positivo: inyecta potencia reactiva								
*negativo: absorbe potencia reactiva								

Tabla 8-27: Resumen RCT por escenario e hidrología | ACT Sur.

A partir de la tabla, se puede observar que la potencia reactiva generada por las líneas se incrementa respecto a los años previos, lo que se debe principalmente al ingreso de los nuevos circuitos (línea Nva Ancud – Nva Puerto Montt 2x500kV, energizada en 220kV). Este nuevo excedente de potencia reactiva provoca un incremento en los máximos requerimientos de potencia reactiva inductiva.

Por otra parte, los únicos casos que muestran a los RCT inyectando potencia reactiva se corresponden a estados de máxima demanda, lo cual se debe principalmente al mayor consumo tanto en las cargas como en los transformadores.

En consideración de todo lo anterior, en la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos del ACT.

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
<b>Sur</b>	-142	22

Tabla 8-28: Resumen requerimientos de potencia reactiva para operación normal.



### Operación post-contingencia

En el presente apartado se analiza el impacto de las contingencias simples no simultáneas presentadas en el capítulo 8.3 sobre el control de tensión del sistema post-contingencia.

En las tablas a continuación se resumen los máximos requerimientos de potencia reactiva (RPR) encontrados para la ACT Sur.

#### Circuitos de 220kV

		Escenarios Específicos							
		HÚMEDA					SECA		SECA
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERN +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
Red N	Q Mvar	-7	-7	48	-3	43	-58	-1	-65
Mulchén - Cautín 220kV	Q Mvar	25	16	84	19	82	-48	17	-55
	ΔQ Mvar	32	22	36	22	39	10	18	10
Pichirropulli - Pichirrahue 220kV	Q Mvar	-1	-2	75	2	48	-45	16	-59
	ΔQ Mvar	6	5	27	5	5	13	17	7
Melipulli - Pargua 220kV	Q Mvar	3	3	58	7	53	-47	9	-55
	ΔQ Mvar	10	10	10	10	10	11	10	11
Pichirropulli-Nva PMontt 2x500(220)kV	Q Mvar	22	18	75	21	66	-31	25	-35
	ΔQ Mvar	29	25	27	24	23	27	26	30

Tabla 8-29: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur | Desc. circuitos 220kV.

De estas contingencias, las que más exigen a los RCT del Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N (casos extremos), son:

- Desconexión del circuito Mulchén – Cautín 220kV: **39MVAR inductivos**.
- Desconexión del circuito Pichirropulli – Nva. Pto Montt 220kV: **30MVAR inductivos**.

Vale destacar que, para esta fecha se considera el ingreso del enlace Nva. Puerto Montt – Nva. Ancud por lo que ante la desconexión de la línea Melipulli – Pargua 220kV la zona al sur ya no permanece alimentada únicamente mediante 110kV, incrementando considerablemente la robustez del área.

#### Circuitos de 110kV

		Escenarios Específicos							
		HÚMEDA					SECA		SECA
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERN +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
Red N	Q Mvar	-7	-7	48	-3	43	-58	-1	-65
Gamboa - Chonchi 110kV	Q Mvar	-21	-18	25	-14	22	-64	-16	-68
	ΔQ Mvar	14	11	23	11	21	6	15	2

Tabla 8-30: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur | Desc. circuitos 110kV.

En lo que respecta a la desconexión de un circuito de 110kV, la contingencia más exigente se corresponde a la desconexión del circuito Gamboa – Conchi 110kV: **21MVAR inductivos**.



### Generadores

		Escenarios Específicos							
		HÚMEDA					SECA		SECA
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERNC +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
Red N	Q Mvar	-7	-7	48	-3	43	-58	-1	-65
Canutillar U1	Q Mvar	FS	FS	FS	34	79	-49	16	-74
	ΔQ Mvar	FS	FS	FS	40	45	-2	14	19
PE Aurora	Q Mvar	0	29	115	FS	79	-57	25	-76
	ΔQ Mvar	7	35	67	FS	36	1	26	11

Tabla 8-31: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur | Desc. generación

Como puede observarse de la tabla anterior, la desconexión de generación en la zona estudiada produce un requerimiento de potencia reactiva capacitiva, principalmente. De estas contingencias, la que más exigen a los RCT del Sur en cuanto a la variación de potencia reactiva post-contingencia versus la inyección en red N resultan la desconexión de Canutillar U1: **45MVar capacitivos** y del PE Aurora: **67MVar capacitivos**.

### FACTs y Reactores

		Escenarios Específicos							
		HÚMEDA					SECA		SECA
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERNC +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
Red N	Q Mvar	-7	-7	48	-3	43	-58	-1	-65
CER Pto. Montt	Q Mvar	0	-2	45	0	33	-53	1	-64
	ΔQ Mvar	0	1	6	3	13	21	14	23
Reactor Pichirropulli	Q Mvar	0	-46	5	-43	2	-101	-45	-113
	ΔQ Mvar	7	39	43	40	41	43	44	48

\*FS: Unidad fuera de servicio

Tabla 8-32: Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur | Desc. CER

La desconexión del CER de Puerto Montt provoca que los demás RCT del área suplan su aporte, el cual, a diferencia de los años anteriores, resulta principalmente, con un máximo de: **23MVar inductivos**.

Por otra parte, la desconexión del reactor de barra de S/E Pichirropulli provoca que los demás RCT suplan su aporte, con un máximo de: **48MVar inductivos**.

### Máximos del ACT

ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
SUR	Capacitiva	67	Desc. PE Aurora
	Inductiva	48	Desc. Reactor Pichirropulli

Tabla 8-33: Max requerimientos reserva de potencia reactiva para contingencias del ACT





## 8.6.2 Análisis de tensiones y sensibilidades

En este capítulo se realiza un análisis de los niveles de tensión en las principales barras del área, así como también de las sensibilidades de la tensión a las variaciones de potencia reactiva, tanto para condiciones normales de operación como post-contingencia.

### Operación normal

En el gráfico siguiente se muestra la sensibilidad  $dV/dQ$  en las principales barras del área, en condiciones de operación normal para todos los escenarios específicos de estudio.

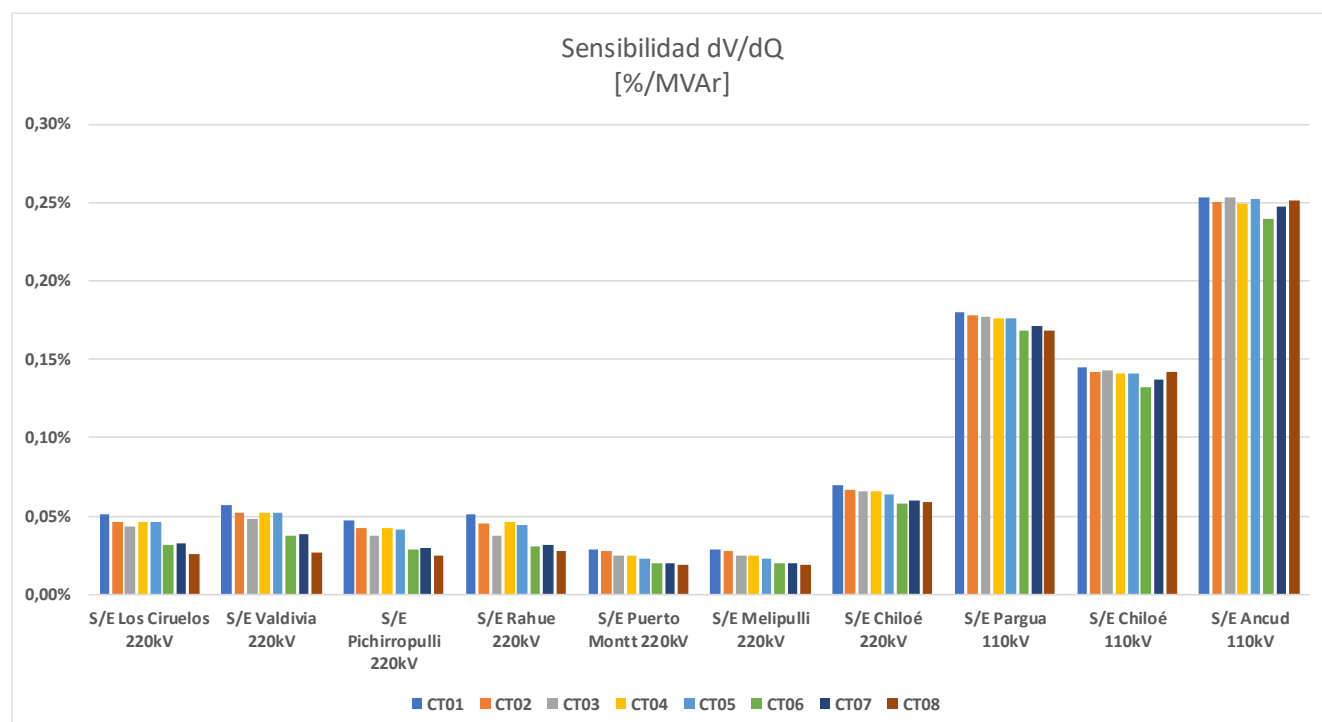


Figura 8-18 Sensibilidades  $dV/dQ$  en barras de 220kV del ACT al sur de Ciruelos en operación normal

De este gráfico se puede observar que en operación normal las barras más débiles se corresponden a las que se sitúan en el extremo sur del SEN, correspondiéndose con la subestación Chiloé a nivel de 220kV, y Ancud en el sistema de transmisión de 110kV. A pesar de esto, en comparación con los años previos se observa una importante disminución en las sensibilidades de estas barras, denotando un aumento de la robustez del extremo sur, lo cual se debe exclusivamente al ingreso del enlace Nva. Puerto Montt – Nva. Ancud 220kV.

Por otra parte, en la figura a continuación se presenta el perfil de tensión en las principales subestaciones del área en condiciones de red completa. Se destaca que estos valores se encuentran referidos a las tensiones de servicio, las cuales, en el área resultan entre 228-232kV para las barras de 220kV, mientras que para todas las barras de 110kV se considera un valor de 111kV.

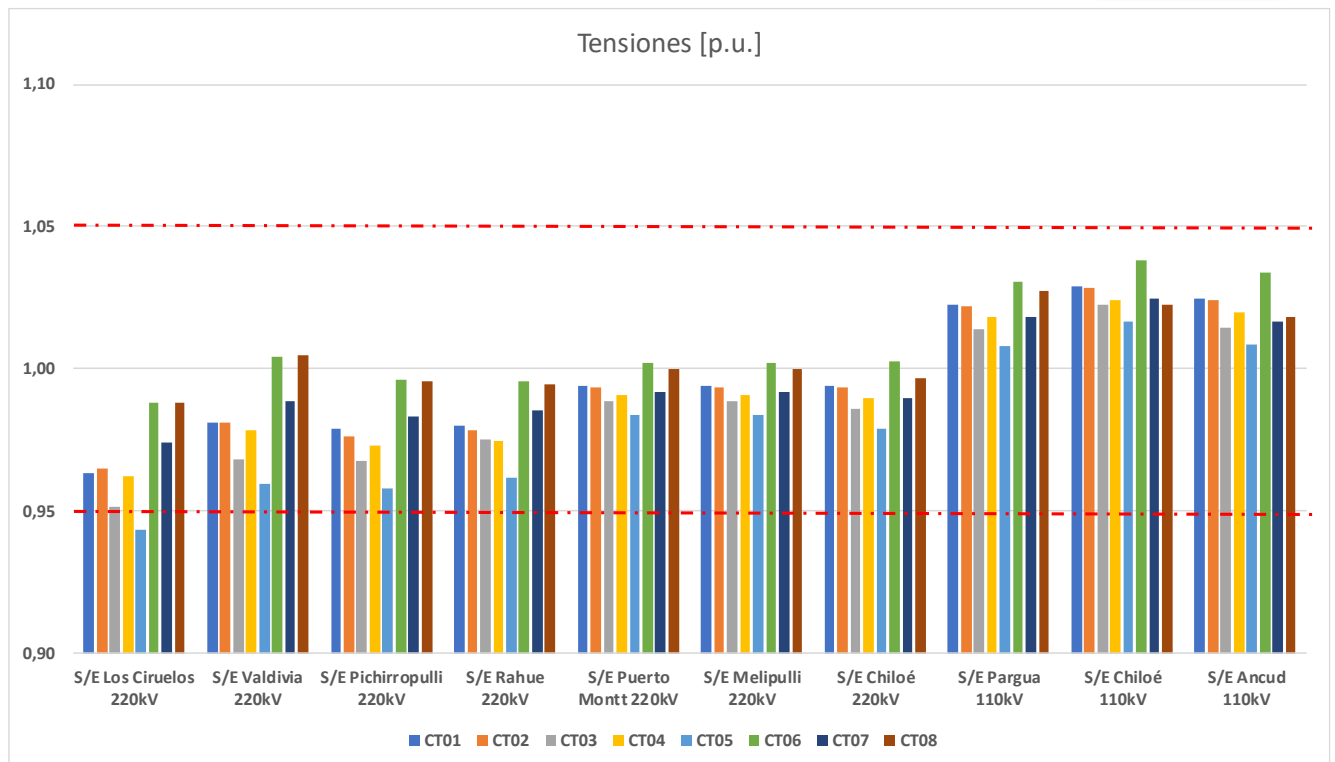


Figura 8-19. Perfil de tensiones del ACT al sur de Ciruelos en operación normal

### Operación post-contingencia

A continuación se presenta el análisis del impacto de las contingencias en el sistema en lo que respecta a tensiones y sensibilidades post-contingencia.

### Variación de la tensión

En la siguiente figura se presentan los valores máximos y mínimos de tensión en las principales subestaciones del área, tanto de 220kV como de 110kV, ante la simulación de todas las contingencias sobre los escenarios específicos de estudio.

A diferencia de los años previos, se observa que las máximas variaciones en los niveles de tensión resultan homogéneas en toda el ACT, lo cual se debe al incremento de la robustez de la zona sur derivado del acceso de la línea Nva. Pto. Montt – Nva. Ancud 2x500kV (energizada en 220kV). A su vez, el ingreso de esta línea con baja carga provoca un mayor excedente de reactivo en la zona lo cual se traduce en un perfil de tensión creciente en sentido norte→sur. No obstante, se observa que en todos los casos evaluados las tensiones post-contingencia se establecen dentro de los rangos normativos.

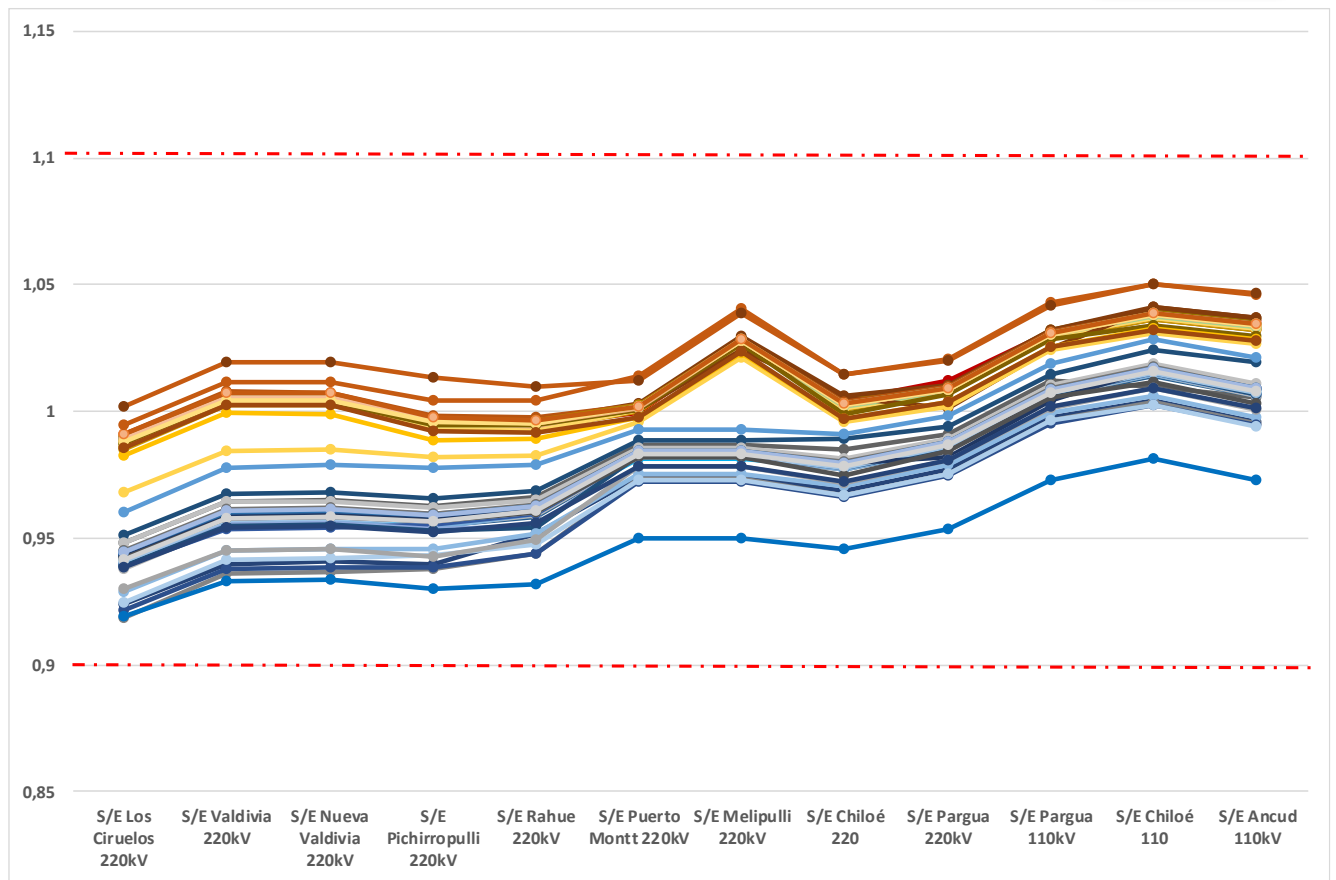


Figura 8-20. Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras del ACT de Ciruelos al sur

Por otra parte, en la tabla a continuación se presentan las máximas variaciones de tensión, tanto positivas como negativas, en cada una de las barras de mayor interés ante la ocurrencia no simultánea de todas las contingencias en estudio.

A partir de esta se puede observar que las mayores variaciones de tensión negativas se producen ante la desconexión del CER de Puerto Montt, mientras que las máximas variaciones positivas se dan ante la desconexión del reactor de barras de Pichirropulli.


**Mayor variación de tensión [%]**

Subestación→ Contingencia↓	S/E Los Ciruelos 220kV	S/E Valdivia 220kV	S/E Pichirropulli 220kV	S/E Rahue 220kV	S/E Puerto Montt 220kV	S/E Melipulli 220kV	S/E Chiloé 220kV	S/E Melipulli 110kV	S/E Pargua 110kV	S/E Chiloé 110	S/E Ancud 110kV	
	Desconexión de un circuito de línea	Mulchén - Cautín 220kV C1_a	-2.6	-2.5	-2.1	-1.8	-1.0	-1.0	-1.3	-1.1	-1.1	-1.3
Río Toltén - Ciruelos 220 kV C1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cautín - Valdivia 220 kV		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1		-0.5	-0.6	-0.4	-0.4	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3
Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2		-0.8	-0.7	-0.5	-0.5	-0.3	-0.3	-0.4	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4
Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2_a		-0.4	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Pichirropulli - Tap Pichirrahue C2 220kV		-2.9	-2.9	-2.9	-2.4	-1.4	-1.4	-1.8	-1.5	-1.6	-1.8	-1.8
Nva Valdivia - Pichirropulli C2 220kV		-0.5	-0.7	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Valdivia - Pichirropulli C2 220kV		-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Rahue - Tap Pichirrahue C1 220kV		-0.4	-0.5	-0.5	-0.5	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3
Rahue - Puerto Montt C2 220 kV		-0.4	-0.5	-0.5	-0.7	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Rahue - Puerto Montt C1 220 kV		-0.4	-0.5	-0.5	-0.7	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Puerto Montt - Melipulli 220 kV L1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Melipulli - Pargua 220 kV		-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	0.1	-0.2	-0.2	0.2	0.2
Pargua - Chiloé 220 kV		0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.3	-0.4	-0.5	0.3	0.3
Chiloé - Gamboa 2x220 kV C2		-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.5	-0.2	-0.3	-0.5	-0.5
Pichirropulli-N. PMontt 2x500kV C1		-1.4	-1.5	-1.6	-1.5	-0.9	-0.9	-1.1	-1.0	-1.0	-1.1	-1.1
N.P.Montt - N.Ancud 2x220 kV C1		-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	-0.6	-0.6	-0.8	-0.7	-0.7	-0.8	-0.8
Gamboa - Chonchi 110kV		0.9	0.9	0.8	0.8	0.6	0.6	1.1	0.8	0.7	1.1	1.1
Dalcahue - Pid Pid 110 kV		0.5	0.5	0.5	0.5	0.3	0.3	0.5	0.4	0.4	-1.2	-1.3
Desc. de generación	Angostura U2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	Ralco U2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	Rucayayo	-2.4	-2.4	-2.3	-2.4	-1.3	-1.3	-1.6	-1.4	-1.4	-1.6	-1.6
	Canutillar U1	-2.3	-2.3	-2.1	-1.9	-1.2	-1.2	-1.4	-1.3	-1.3	-1.4	-1.5
	PE Aurora	-2.8	-2.8	-2.5	-2.2	-1.6	-1.6	-1.9	-1.7	-1.8	-2.0	-2.0
CER	Puerto Montt	-2.6	-2.7	-2.9	-3.1	-3.4	-3.4	-3.4	-3.5	-3.5	-3.5	-3.5
React.	Reactor Pichirropulli 220kV	2.1	2.3	2.5	2.2	1.5	1.5	1.8	1.5	1.5	1.8	1.8

Tabla 8-34: Mayores variaciones absolutas de tensión

**Sensibilidad post-contingencia**

En este análisis se resumen las máximas sensibilidades  $dV/dQ$  [%/MVAr] en condiciones post-contingencia en las principales subestaciones del área, las cuales se pueden consultar en la tabla siguiente. De la misma se puede observar un comportamiento similar al encontrado en condiciones normales, con nodos más débiles a medida que se avanza en sentido norte→sur por el sistema, pero considerablemente más robustos en comparación a los años previos.

De esta se observa un considerable incremento de las sensibilidades de todos los nodos del ACT ante la desconexión del CER de Puerto Montt, así como también del reactor de barras de la S/E Pichirropulli.


**Mayor sensibilidad dV/dQ [%/MVar]**

Subestación → Contingencia ↓	S/E Los Ciruelos 220kV	S/E Valdivia 220kV	S/E Pichirropulli 220kV	S/E Rahue 220kV	S/E Puerto Montt 220kV	S/E Melipulli 220kV	S/E Chiloé 220kV	S/E Melipulli 110kV	S/E Pargua 110kV	S/E Chiloé 110	S/E Ancud 110kV	
	Desconexión de un circuito de línea	Mulchén - Cautín 220kV C1_a	0.06	0.07	0.05	0.06	0.03	0.03	0.07	0.18	0.18	0.15
Río Toltén - Ciruelos 220 kV C1		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.14	0.25
Cautín - Valdivia 220 kV		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.14	0.25
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.15	0.25
Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.15	0.25
Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2_a		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.15	0.25
Pichirropulli - Tap Pichirrahue C2 220kV		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.18	0.18	0.15	0.26
Nva Valdivia - Pichirropulli C2 220kV		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.15	0.25
Valdivia - Pichirropulli C2 220kV		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.14	0.25
Rahue - Tap Pichirrahue C1 220kV		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.15	0.25
Rahue - Puerto Montt C2 220 kV		0.05	0.06	0.05	0.06	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.14	0.25
Rahue - Puerto Montt C1 220 kV		0.05	0.06	0.05	0.06	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.14	0.25
Puerto Montt - Melipulli 220 kV L1		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.14	0.25
Melipulli - Pargua 220 kV		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.08	0.18	0.19	0.15	0.26
Pargua - Chiloé 220 kV		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.08	0.18	0.19	0.16	0.27
Chiloé - Gamboa 2x220 kV C2		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.15	0.26
Pichirropulli-N. PMontt 2x500kV C1		0.06	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.15	0.26
N.P.Montt - N.Ancud 2x220 kV C1		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.08	0.17	0.18	0.16	0.27
Gamboa - Chonchi 110kV		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.14	0.25
Dalcahue - Pid Pid 110 kV		0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.19	0.30
Desc. de generación	Angostura U2	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.14	0.25
	Ralco U2	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.14	0.25
	Rucayayo	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.18	0.18	0.15	0.26
	Canutillar U1	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.18	0.18	0.15	0.26
	PE Aurora	0.05	0.06	0.05	0.05	0.03	0.03	0.07	0.17	0.18	0.15	0.26
CER	Puerto Montt	0.24	0.27	0.29	0.32	0.36	0.36	0.40	0.53	0.53	0.49	0.61
React.	Reactor Pichirropulli 220kV	0.12	0.13	0.14	0.15	0.17	0.17	0.20	0.32	0.32	0.28	0.39

Tabla 8-35: Mayores sensibilidad dV/dQ en red N-1



### 8.6.3 Principales resultados

#### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Sur de la siguiente manera:

- Con el ingreso de la línea 2x500kV Nva Ancud – Nva Puerto Montt, energizada en 220kV a 2023, se incrementan los excedentes de potencia reactiva del área, resultando los siguientes requerimientos máximos en condiciones normales.

ACT	Op. Normal	
	Mín	Máx
Sur	-142	22

Tabla 8-36: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

#### Reservas de potencia reactiva para contingencia

De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión para afrontar las contingencias son:

ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]	Contingencia
SUR	Capacitiva	67	Desc. PE Aurora
	Inductiva	48	Desc. Rector Pichirropulli

Tabla 8-37: Requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur

Se observa que tanto las contingencias críticas como los montos de reserva resultan similares a los encontrados para el año 2021, con un leve incremento en la reserva capacitiva asociado al mayor excedente de reactiva en el área.

### 8.6.4 Requerimientos y Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el ACT se analiza si los recursos existentes en la misma son suficientes para abastecer a los requerimientos, evaluando la necesidad de contemplar recursos adicionales y presentando recomendaciones para el control de tensión en el área analizada.

#### Requerimientos en red completa

De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa**, por lo que no es necesario la incorporación de recursos de control de tensión adicionales.

#### Reservas de potencia reactiva



En todos los escenarios se observa que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del sistema de transmisión Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**

El enmallamiento del sistema a la fecha deriva en que la contingencia Melipulli – Pargua no resulta crítica, y por lo tanto no se requiera definir tensiones de servicio específicas para cumplir con los valores post-contingencia.

La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.

Hidrología→	Escenarios Específicos							
	HÚMEDA					SECA		SECA
Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	CT01 DB s/sincr	CT02 DB	CT03 DA	CT04 DB_s/ERN C +CANU	CT05 DA +CANU	CT06 DB	CT07 DA	CT08 DB N+2
<b>ACT-Sur</b>								
<b>RPR Capacitivas</b>	<b>77</b>	<b>90</b>	<b>111</b>	<b>83</b>	<b>59</b>	<b>292</b>	<b>235</b>	<b>384</b>
FACTs	77	76	61	76	46	96	86	95
Generador		14	50	7	13	197	150	289
<b>RPR Inductivas</b>	<b>33</b>	<b>45</b>	<b>176</b>	<b>55</b>	<b>132</b>	<b>128</b>	<b>185</b>	<b>155</b>
FACTs	33	34	49	34	64	14	24	15
Generador		11	127	21	68	113	160	140

Tabla 8-38: Resumen de reservas por escenario en ACT

Reservas de potencia	Capacitivas [MVar]		Inductivas [MVar]	
	Esc. de Estudio	Requerimiento	Esc. de Estudio	Requerimiento
<b>Ciruelos Sur</b>				
Mínimo	<b>59</b>	<b>67</b>	<b>33</b>	<b>48</b>
Máximo	<b>384</b>		<b>185</b>	

Tabla 8-39: Resumen suficiencia en ACT

Se puede observar que en ambos casos, tanto capacitiva como inductiva, se presentan una condición de déficit de las reservas requeridas, situación presente sólo en escenarios con reducido (o nulo) número de unidades de generación disponible (CT01 y CT05). Este déficit deriva en que los recursos utilizados para el control de las tensiones sean brindados por la ACT adyacente, sin mayores inconvenientes en el área, encontrándose en todos los casos las tensiones dentro de los niveles exigidos.



## 8.7 RESUMEN: Resultados y Recomendaciones - Sur

### Requerimientos de potencia reactiva para operación normal

En función de los resultados obtenidos, es posible determinar los requerimientos de potencia reactiva del Sur de la siguiente manera:

- En la tabla a continuación, se resumen los requerimientos de potencia reactiva máximos y mínimos por sub-ACT en el Sur, así como para el total del área. Se observa que los requerimientos inductivos para la operación se incrementan con los años debido al ingreso de las líneas futuras en el ACT.

ACT	Año	Operación Normal	
		Mín	Máx
Sur	2020	-39	64
	2021-22	-105	27
	2023	-142	22

Tabla 8-40: Máximos y mínimos requerimientos de potencia reactiva para operación normal.

- De los resultados obtenidos en lo que respecta a las tensiones en operación normal, se encuentra que **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para red completa.**

### Requerimientos de reservas de potencia reactiva

- Se observa un requerimiento de reservas de 17MVar inductivos/capacitivos para atender a las transiciones de demanda de la zona sur.
- De las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Sur para afrontar las contingencias son:

ACT	Tipo	Máx Requerimiento [MVar]			Contingencia
		2020	2021-22	2023	
Sur	Capacitiva	88	58	67	Rahue - Puerto Montt C1 220kV
	Inductia	-21	-47	-48	Gamboa - Chonchi 110kV

Tabla 8-41: Requerimientos de reservas de potencia reactiva debido a una contingencia | Sur

A 2020, la contingencia de la línea Rahue – Puerto Montt C1 220kV implica la desconexión del PE Aurora conectado en tap off a dicha línea (conexión que se normaliza a 2021).

- La tabla siguiente muestra las máximas y las mínimas reservas de potencia reactiva capacitivas e inductivas que se encuentran en los escenarios de estudio analizados, junto con los requerimientos máximos encontrados para cada tipo.





ACT	Año	Reservas Capacitivas			Reservas Inductivas		
		Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario	Requer.	Mín Escenario	Máx Escenario
Sur	2020	88	57	263	-21	53	195
	2021-22	58	57	353	-47	44	195
	2023	67	59	384	-48	33	185

Tabla 8-42: Resumen suficiencia en ACT

Se encuentra que pueden presentarse condiciones de déficit de las reservas capacitivas requeridas (sólo en escenarios con reducido o nulo número de unidades de generación disponible). En estos casos los recursos para el control de las tensiones son brindados por el ACT adyacente, sin mayores inconvenientes en el área.

### **Requerimientos y recomendaciones**

- La desconexión de línea Melipulli - Pargua 220kV deriva en bajos niveles de tensión (límite en 2020 - 0.9pu e inadmisibles en 2021 – 0.87pu) en nodos del extremo sur del sistema, lo cual se encuentra asociado a la débil vinculación (radial en 110kV) post-falla y a los elevados niveles de tensión de servicio contemplados en la zona.
- Debido a esto, luego de la entrada en servicio de la S/E Pargua, se recomienda utilizar tensiones de servicio iguales a 220kV para las SS/EE Pargua, Chiloé y Ancud. Con esta consideración no se presentan incumplimientos normativos en red completa ni ante contingencias.
- A pesar de esto, esta contingencia deriva en variaciones de tensión significativas en la zona: 8% a 2020 y 10.5% a 2021. Con las modificaciones propuestas en la tensión de servicio de las barras de la zona esta falla no implica incumplimientos, por lo que no es estrictamente necesario incorporar recursos adicionales para el control de tensión. A pesar de esto, se recomienda que el PE San Pedro (65MVA) realice un control dinámico de tensión (una respuesta del orden de los 5 segundos se considera suficiente) para reducir las variaciones de tensión post-contingencia y mejorar la regulación de tensión del área. Se recomienda que este servicio sea brindado tanto con o sin recurso primario (siempre que la tecnología implementada así lo permita).
- A 2023, debido al ingreso de la línea Nva Ancud – Nva Puerto Montt 220kV, se eliminan los inconvenientes asociados a la pérdida del circuito de 220kV Melipulli – Pargua, y por lo tanto no se requiera definir tensiones de servicio específicas para cumplir con los valores post-contingencia. Con las consideraciones mencionadas, se observa que en todos los escenarios **los recursos existentes y previstos para la operación del sistema son suficientes para mantener las tensiones de todas las barras del Sur dentro de las bandas de operación establecidas por la NTSyCS para contingencias.**



## 9 ANALISIS COMPLEMENTARIOS

### 9.1 Análisis de la dependencia de generación

En este apartado se realiza un análisis de la dependencia de algunas centrales específicas en la operación del SEN, ya sea para atender a la operación en red completa logrando perfiles de tensión admisibles, como para dar soporte ante contingencias.

#### 9.1.1 Central Térmica Guacolda

Como se mostró en el análisis del norte chico, a diferencia de lo encontrado para la operación de la zona luego de la entrada en servicio del vínculo Nva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV (ver estudios del Coordinador), no se encuentra necesario el despacho de la Central Térmica Guacolda de forma forzada para dar soporte de tensión en horas de la noche luego de la modificación de la compensación reactiva de dicha línea (año 2020).

#### 9.1.2 Central Nueva Renca

Las mayores exigencias en la zona centro en cuanto a los requerimientos de potencia reactiva en condiciones normales de operación se presentan ante elevadas transferencias Sur→Norte por el enlace Ancoa – Alto Jahuel, con un bajo control de tensión en la zona. Condiciones similares fueron contempladas durante en análisis de la Zona Centro (capítulo 6) en el escenario CT09, el cual presenta máximas transferencias Ancoa→Alto Jahuel ( $\approx 2600\text{MW}$ ) y la CT Nueva Renca fuera de servicio, arrojando los máximos requerimientos en red completa.

A pesar de que este caso no dispone de la CT Nueva Renca, la zona centro aún presenta un buen control de tensión, mediante el despacho de las centrales Alfalfal I y II, Las Lajas, y demás unidades de menor envergadura, además de los dispositivos FACTS. En este sentido, a continuación se realiza un análisis de sensibilidad considerando un menor despacho de la Zona Centro, principalmente en la Región Metropolitana, presentándose los siguientes casos:

- CT01: Presenta condiciones similares al CT09 utilizado en el análisis de la Zona Centro (capítulo 6), sin la CT Nueva Renca pero con el despacho de Alfalfal I y II, Las Lajas, Florida, Puntilla, Queltehue y Maitenes.
- CT02: Símil CT09, eliminando del despacho gran parte de las unidades de generación de la RM, salvo una unidad de las centrales Las Lajas y Alfalfal II.
- CT03: Partiendo del caso previo, se saca de servicio la totalidad de la generación de la zona centro (RM).

Adicionalmente, los tres casos evaluados representan condiciones de máxima demanda en hidrología húmeda, con máximas transferencias Ancoa → Alto Jahuel 500kV ( $\approx 2500\text{MW}$ ). Vale mencionar que estos escenarios exceden ampliamente la metodología de los casos base, los cuales contemplan hasta un N-2 en unidades de generación con respecto a los PCP.



Hidrología→ Escenarios→ Sub-ACT ↓ RCT↓	Escenarios Adicionales		
	HÚMEDA		
	CT01 DA_Noche	CT02 DA_Noche	CT03 DA_Noche
<b>ACT-CE_Troncal</b>			
<b>RCT</b>	<b>1145</b>	<b>1168</b>	<b>1227</b>
Capacitor	807	803	827
ERNC	0	0	0
Generador	328	337	354
Reactor	0	0	0
FACTS	10	28	46
<b>Demanda</b>	<b>-1146</b>	<b>-1168</b>	<b>-1227</b>
TR	-583	-631	-671
Líneas	473	475	472
Carga	-331	-331	-331
Intercambio	-706	-681	-697
<b>ACT-CE_V_Region</b>			
<b>RCT</b>	<b>57</b>	<b>57</b>	<b>56</b>
Capacitor	57	57	56
Generador	0	0	0
<b>Demanda</b>	<b>-57</b>	<b>-57</b>	<b>-56</b>
TR	-73	-77	-78
Líneas	1	-3	-4
Carga	-146	-146	-146
Intercambio	162	169	171
<b>ACT-CE_RM</b>			
<b>RCT</b>	<b>400</b>	<b>381</b>	<b>352</b>
Capacitor	357	354	352
ERNC	0	0	0
Generador	43	26	0
<b>Demanda</b>	<b>-400</b>	<b>-381</b>	<b>-352</b>
TR	-172	-161	-158
Líneas	26	19	2
Carga	-524	-524	-524
Intercambio	270	285	329

Tal como se visualizó en el análisis del capítulo 6, estas condiciones representan los máximos requerimientos de potencia reactiva capacitiva en la zona centro para el mantenimiento de las tensiones dentro de los rangos aceptables. Para ello, ante estas condiciones se encuentran fuera de servicio el total de los reactores disponibles para maniobras en la zona, al tiempo que se realiza un máximo aprovechamiento de los capacitores (Alto Jahuel 220kV y 66kV, Cerro Navia y Polpaico 220kV). A su vez, tanto los dispositivos FACTs como los generadores disponibles se encuentran inyectando potencia reactiva, para compensar el déficit en el área.

Por otra parte, se observa que al disminuir el control de tensión en la sub-ACT de la Región Metropolitana, el déficit de potencia reactiva se suplanta correctamente por la Sub-ACT Troncal adyacente.

En la siguiente figura se muestra en formato de líneas la potencia reactiva generada (+inyectada/-absorbida) por los distintos tipos de RCT y la consumida por los elementos del sistema (+inyectada/-absorbida), mientras que en formato de barras se ilustra la máxima capacidad de absorción de los RCT, manteniendo la referencia de colores para los distintos escenarios, pudiéndose notar un alto aprovechamiento de los elementos estáticos (capacitores) manteniendo un margen de reserva en los dinámicos (Generadores y FACTs).

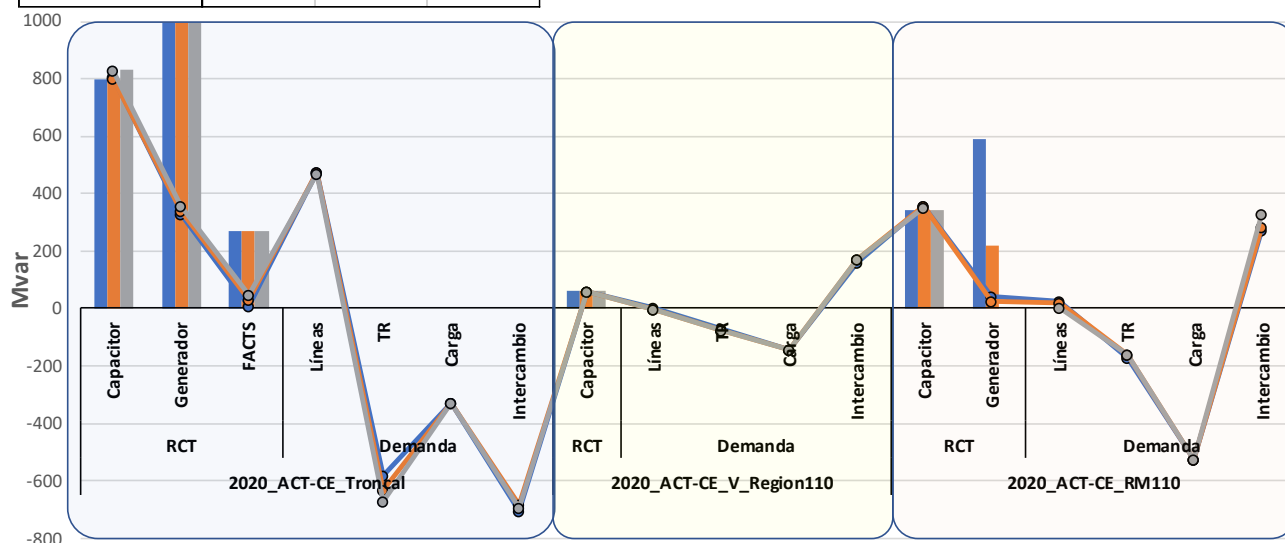


Figura 9-1 – Utilización RCT y demanda por escenario en Red N | ACT Centro



De esta forma, se encuentra que todas las tensiones de barras se establecen dentro de los rangos exigibles para condiciones de operación normal. A su vez, se puede apreciar que las tensiones presentan una tendencia a deprimirse con la disminución del control de tensión local, sin mayores excursiones.

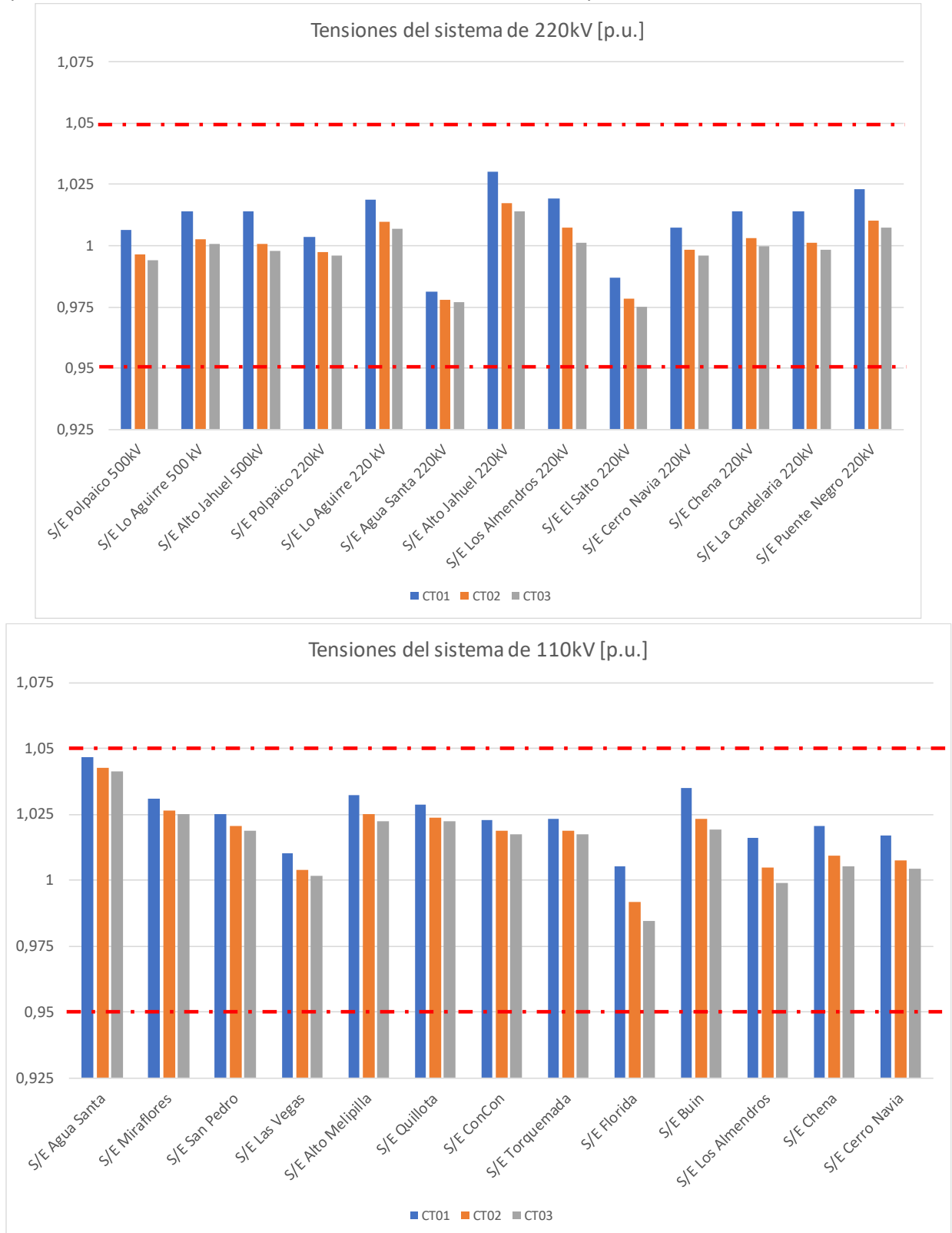


Figura 9-2 Perfil de tensiones en barras de 220kV y 110kV del ACT Centro en operación normal



Del análisis del total de las contingencias evaluadas para la zona centro (ver capítulo 6) se presentan a continuación las que derivan en los mayores requerimientos de potencia reactiva, como el total para el Centro y parciales para las zonas V Región, RM y Troncal.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Adicionales			Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓		Escenarios Adicionales		
		HÚMEDA					HÚMEDA		
		CT01 DA_Noche	CT02 DA_Noche	CT03 DA_Noche			CT01 DA_Noche	CT02 DA_Noche	CT03 DA_Noche
Cerro Navia - Chena 110kV L1	Q Troncal	105	217	234	A.Jahuel 500/220/66kV- 750 MVA T5	Q Troncal	308	468	530
	Q V Región 110kV	0	0	0		Q V Región 110kV	0	0	0
	Q RM 110kV	-19	3	0		Q RM 110kV	42	44	0
	Q Total	85	220	234		Q Total	350	512	530
	ΔQ Troncal	-114	-142	-164		ΔQ Troncal	89	109	132
	ΔQ V Región 110kV	0	0	0		ΔQ V Región 110kV	0	0	0
	ΔQ RM 110kV	-32	-22	0		ΔQ RM 110kV	30	19	0
ΔQ Total	146	164	164	ΔQ Total	119	129	132		
Maitenes - Confluencia 220kV	Q Troncal	102	224	250	Nehuenco U2 TG+TV	Q Troncal	283	456	507
	Q V Región 110kV	0	0	0		Q V Región 110kV	0	0	0
	Q RM 110kV	-7	11	0		Q RM 110kV	41	30	0
	Q Total	95	235	250		Q Total	324	487	507
	ΔQ Troncal	-117	-136	-148		ΔQ Troncal	64	97	109
	ΔQ V Región 110kV	0	0	0		ΔQ V Región 110kV	0	0	0
	ΔQ RM 110kV	-19	-13	0		ΔQ RM 110kV	29	6	0
ΔQ Total	136	149	148	ΔQ Total	93	103	109		
I. Piuquenes	Q Troncal	107	232	261					
	Q V Región 110kV	0	0	0					
	Q RM 110kV	-2	14	0					
	Q Total	105	246	261					
	ΔQ Troncal	-112	-127	-137					
	ΔQ V Región 110kV	0	0	0					
	ΔQ RM 110kV	-14	-10	0					
ΔQ Total	126	137	137						

Tabla 9-1 – Máximos requerimientos en Red N-1

Se puede observar que los mayores requerimientos de potencia reactiva inductiva se dan ante las contingencias que derivan en pérdidas de consumo, siendo la más exigente la desconexión de la línea Cerro Navia – Chena 110kV: **164MVar inductivos**. Por otra parte, las contingencias que derivan en requerimientos de potencia capacitiva pueden ser tanto apertura de elementos de transmisión (líneas y transformadores) como pérdida de generación. De todas estas, la más exigente resulta la pérdida del transformador T5 500/220/66kV de Alto Jahuel, cuya desconexión conlleva la pérdida de los bancos de capacitores conectados en 66kV, exigiendo un total de **132MVar capacitivos**.

En las siguientes figuras se presenta el perfil de tensiones en las principales subestaciones del área, mostrando en cada una de estas los máximos y mínimos valores absolutos ante cada una de las contingencias, sobre los escenarios adicionales. De las mismas, se puede apreciar a lo largo de la zona Centro un correcto perfil de tensión, con reducidas amplitudes en las variaciones. A su vez, se observa que post-contingencia todas las tensiones se enmarcan dentro de las bandas establecidas por NTSyCS para la operación en Estado de Emergencia.

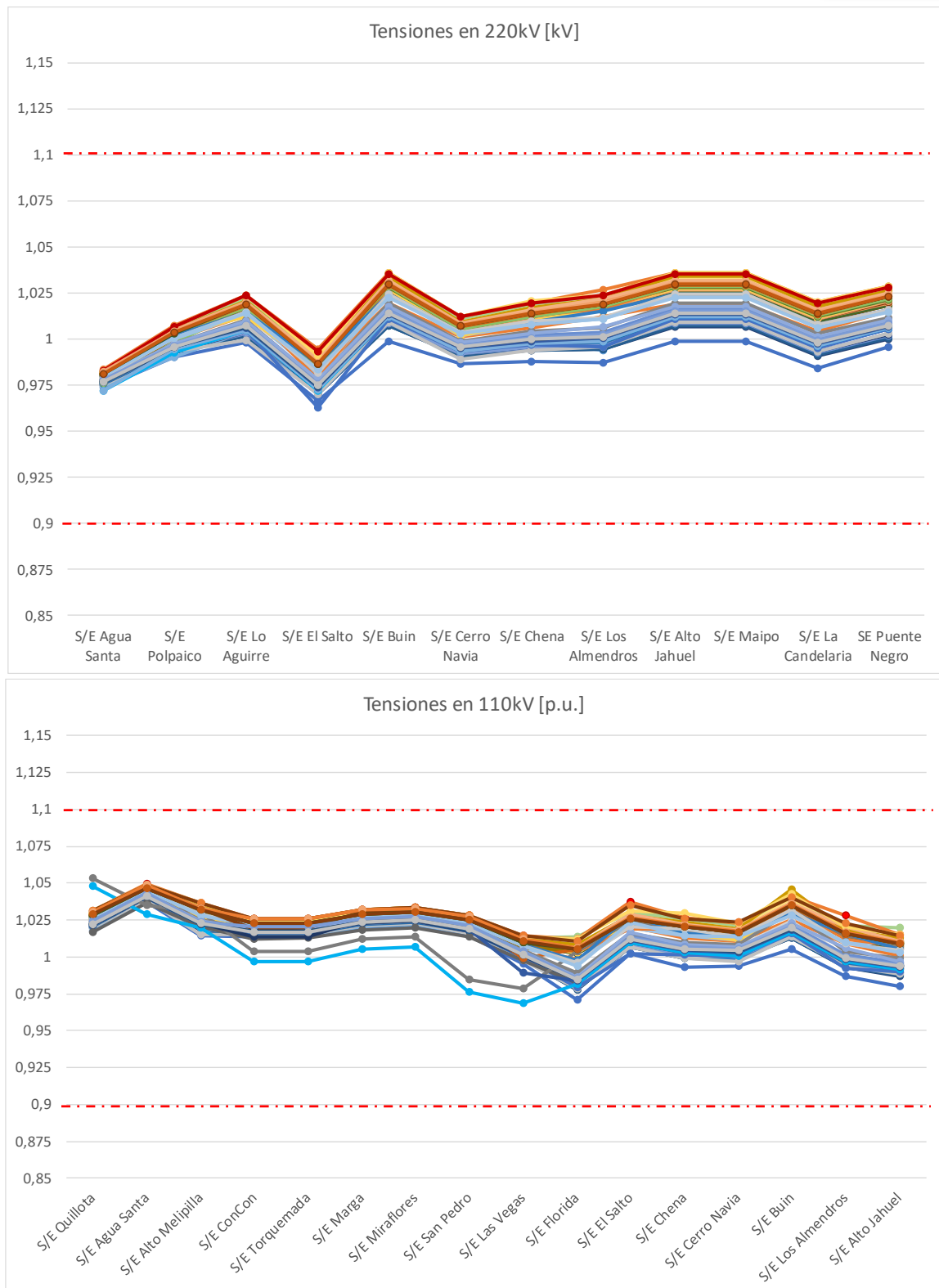


Figura 9-3 – Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de la Zona Centro.

En base al análisis realizado no se encuentra necesario el despacho forzado de la CT Nueva Renca para el control de tensión de la zona centro en condiciones de máximas transferencias ( $\approx 2550\text{MW}$ ) Ancoa – Alto Jahuel 500kV.



De forma complementaria, y en base a las restricciones definidas actualmente, bajo estas condiciones (máximas transferencias Ancoa – Alto Jahuel  $\approx 2550\text{MW}$  y bajo control de tensión en la zona centro) se simula la desconexión intempestiva de la CT Nueva Renca, considerando a esta como la única generación en servicio en la Región Metropolitana. De la figura a continuación se puede observar que la contingencia no implica condiciones de inestabilidad y que todas las tensiones se establecen dentro de los niveles admisibles.

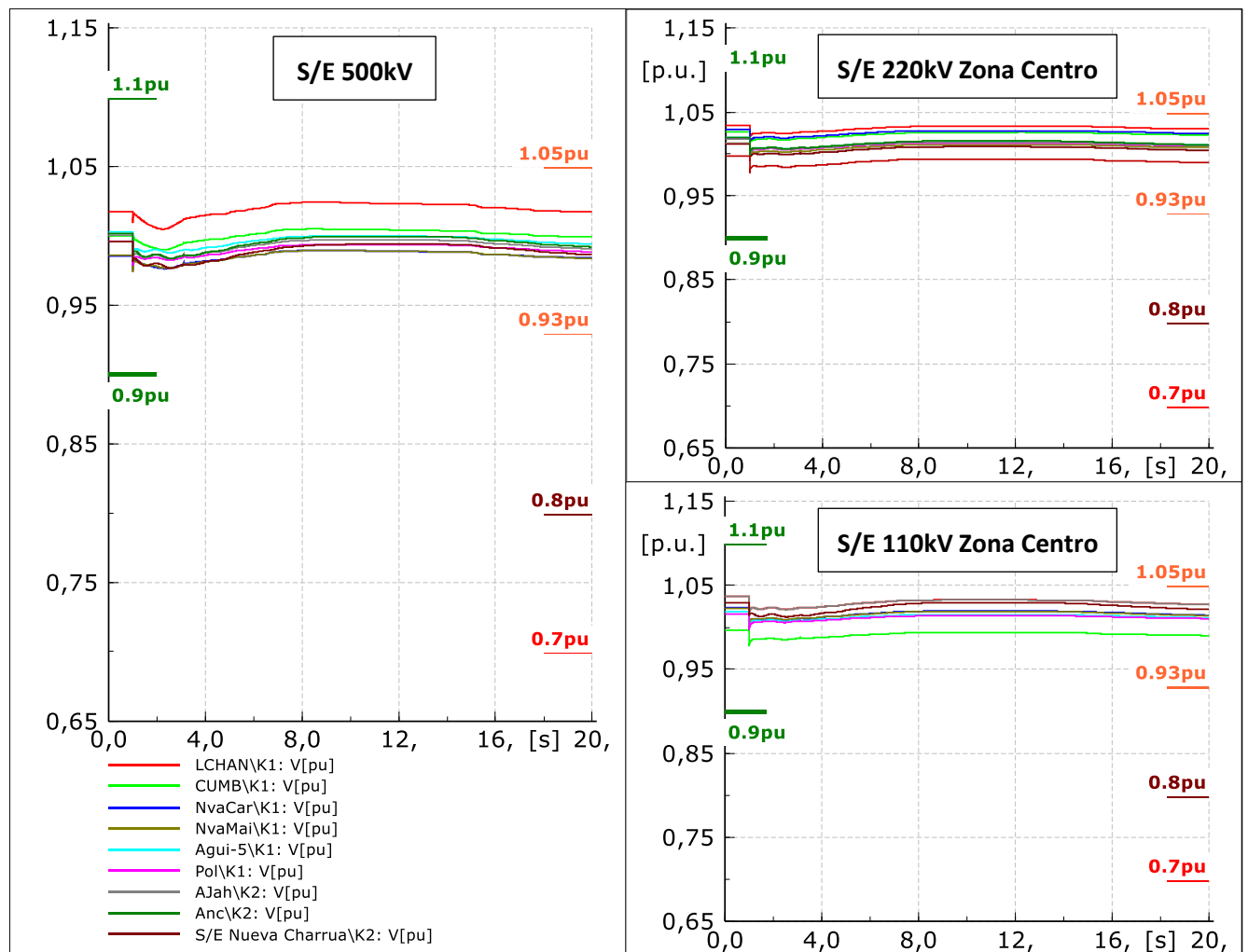


Figura 9-4 – Evolución de las tensiones ante la desconexión del CC Nueva Renca a plena carga

En este sentido, bajo las condiciones evaluadas, se puede observar que no se presentan restricciones al despacho de la CT Nueva Renca con la topología considerada para el año 2020.

### 9.1.3 Central Pehuenche

De forma similar a lo analizado en la sección precedente, en el análisis de la zona Centro-Sur (capítulo 7) se puede observar que los requerimientos de potencia reactiva en condiciones de red completa varían principalmente con los niveles de transferencias por el sistema de 500kV, y por lo tanto de la condición hidrológica. En este contexto, se observa que los máximos requerimientos se presentan en condiciones de elevadas transferencias Sur  $\rightarrow$  Norte (Charrúa  $\rightarrow$  Ancoa  $\rightarrow$  A. Jahuel), tal como se da en los escenarios CT09 y CT10.



Por lo anterior, en este apartado se realiza un análisis de sensibilidad en el control de tensión de la zona considerando distintas condiciones de transferencias por el sistema de 500kV y despachos de la generación localizada en las adyacencias de la S/E Ancoa.

CT01: Este caso representa la operación en hidrología húmeda, con máxima exportación del nodo Charrúa y nula inyección de las centrales localizadas en las cercanías de Ancoa. La transferencia por el enlace Ancoa → Alto Jahuel resulta ≈2060MW, limitada por la capacidad de exportación de la S/E Charrúa (20% de sobrecarga ante N-1 de los transformadores 500/220kV).

CT02: Manteniendo los montos de exportación del nodo Charrúa, se introducen las dos unidades de la CH Pehuenche a plena potencia (520MW), alcanzando ≈2470MW por el vínculo Ancoa → Alto Jahuel.

CT03: Partiendo del escenario CT02, se despacha una unidad de la central Colbún, alcanzando así las máximas transferencias por el enlace Ancoa → Alto Jahuel (≈2550MW).

Estas condiciones de operación resultan similares a la analizadas para la evaluación de sensibilidad del control de tensión de la zona Centro, puntualmente de la CT Nueva Renca. En este sentido, como es de esperar, se observa que a medida que se incrementan las transferencias por el sistema de 500kV, se incrementan los consumos de potencia reactiva en el mismo, incrementando así las solicitudes de potencia reactiva para el sostenimiento de las tensiones.

Se evidencia en estas condiciones la necesidad de partir con tensiones próximas a la tensión de servicio en los nodos de 500kV al sur (510kV en Charrúa y Ancoa), para alcanzar correctos niveles de tensión en Alto Jahuel, principal nodo receptor de estos montos de potencia activa.

La primer exigencia, de mantener un perfil de tensión elevado en los nodos al sur, no representa mayores inconvenientes ante estas condiciones, dado que estos niveles de transferencia activa por el sistema de 500kV aseguran la disponibilidad de un gran número de unidades de generación en la zona sur, con elevada capacidad de inyección de potencia reactiva, sumado a los bancos de capacitores en las SS/EE Charrúa y Ancoa. Por otra parte, para el control de las tensiones en la zona centro (mayor consumo del SEN) se requiere a su vez la inyección de elevados montos de potencia reactiva capacitiva, para lo cual resulta necesario un alto nivel de aprovechamiento de los RCT disponibles (bancos de capacitores, generadores y dispositivos FACTS).

	Escenarios Adicionales		
Hidrología→	HÚMEDA		
Escenarios→	CT01	CT02	CT03
Sub-AC T ↓	DA_Noche	DA_Noche	DA_Noche
RCT↓			
<b>ACT-CS_Troncal</b>			
<b>RCT</b>	<b>788</b>	<b>850</b>	<b>868</b>
Capacitor	341	340	339
ERNC	0	0	0
Generador	447	510	529
Reactor	0	0	0
<b>Demanda</b>	<b>-788</b>	<b>-850</b>	<b>-868</b>
TR	-753	-810	-829
Líneas	-98	-210	-236
Carga	-125	-125	-125
Intercambio	189	294	322
<b>ACT_CS_Itahue154</b>			
<b>RCT</b>	<b>109</b>	<b>117</b>	<b>122</b>
Capacitor	64	63	63
Generador	45	54	59
<b>Demanda</b>	<b>-109</b>	<b>-117</b>	<b>-122</b>
TR	-120	-121	-121
Líneas	-12	-21	-24
Carga	-102	-102	-102
Intercambio	126	127	126
<b>ACT_CS_Concepción154</b>			
<b>RCT</b>	<b>154</b>	<b>156</b>	<b>158</b>
Capacitor	114	114	113
Generador	40	42	44
<b>Demanda</b>	<b>-154</b>	<b>-156</b>	<b>-158</b>
TR	-114	-114	-114
Líneas	-19	-19	-19
Carga	-84	-84	-84
Intercambio	62	60	59





En la siguiente figura se muestra en formato de líneas la potencia reactiva generada (+inyectada/-absorbida) por los distintos tipos de RCT y la consumida por los elementos del sistema (+inyectada/-absorbida), mientras que en formato de barras se ilustra la máxima capacidad de absorción de los RCT, manteniendo la referencia de colores para los distintos escenarios, pudiéndose notar un alto aprovechamiento de los elementos estáticos (capacitores) manteniendo un margen de reserva en los dinámicos (Generadores).

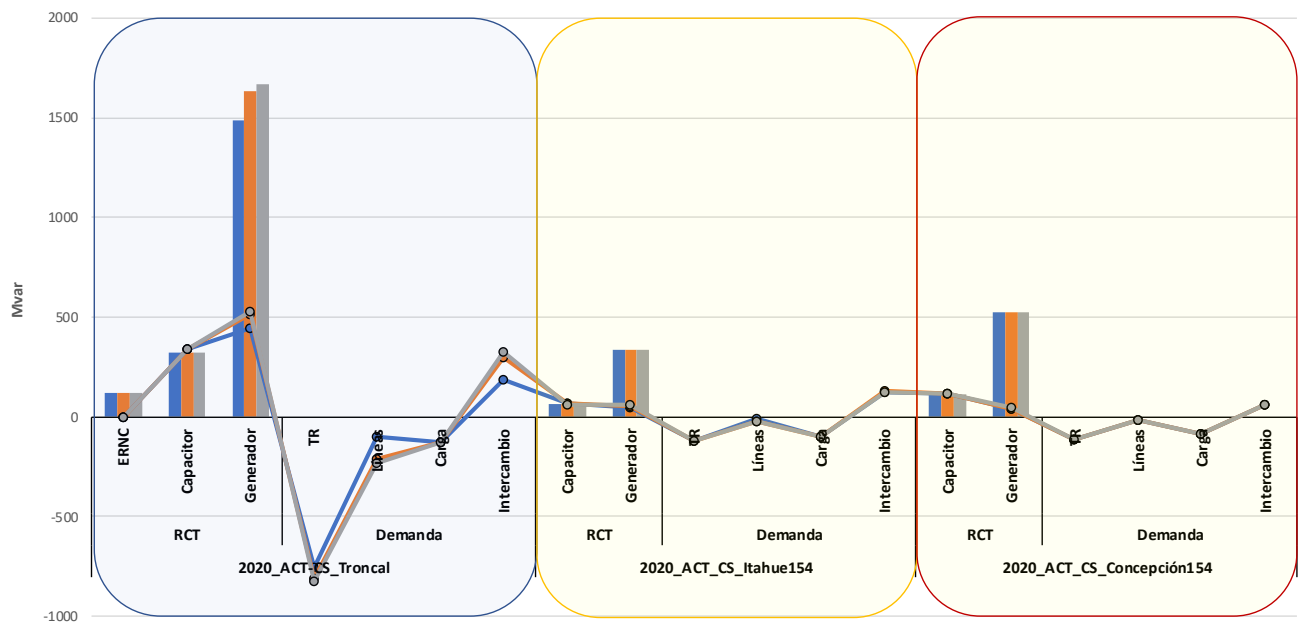


Figura 9-5 – Utilización RCT y demanda por escenario en Red N | ACT Centro-Sur

De esta forma, se encuentra que todas las tensiones de barras se establecen dentro de los rangos exigibles para condiciones de operación normal. A su vez, se puede apreciar que las tensiones presentan una tendencia a deprimirse con el incremento de las transferencias por el sistema de 500kV.



Figura 9-6 - Perfil de tensiones en barras de 500kV y 220kV del ACT Centro Sur en operación normal



Del análisis del total de las contingencias evaluadas para la zona centro (ver capítulo 7) se presentan a continuación las que derivan en los mayores requerimientos de potencia reactiva, como el total para el Centro Sur y parciales para las zonas Concepción, Itahue y Troncal.

Hidrología →		Escenarios Adicionales		
		HÚMEDA		
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DA_Noche	CT02 DA_Noche	CT03 DA_Noche
Red N	Q Troncal	447	510	528
	Q Itahue	45	54	58
	Q Conce	40	42	44
	Q Total	532	606	631
Ancoa - Entre Ríos 500kV	Q Troncal	584	664	687
	Q Itahue	63	68	71
	Q Conce	64	64	65
	Q Total	710	796	823
	ΔQ Troncal	138	154	159
	ΔQ Itahue	18	14	13
	ΔQ Conce	23	22	21
	ΔQ Total	179	189	192
Ralco U1	Q Troncal	235	270	278
	Q Itahue	28	38	43
	Q Conce	12	14	16
	Q Total	275	322	337
	ΔQ Troncal	-167	-195	-204
	ΔQ Itahue	-17	-16	-15
	ΔQ Conce	-28	-28	-28
	ΔQ Total	-212	-240	-248

Se puede observar que las máximas solicitaciones, tanto de potencia reactiva inductiva como capacitiva, se presentan sobre el escenario CT03, el cual presenta las máximas transferencias por el sistema de 500kV. De estas, las más críticas resultan:

- Desconexión línea Ancoa – Entre Ríos: **192MVAR capacitivos.**
- Desconexión de Ralco U1 a plena potencia: **248MVAR inductivos.**

En la siguiente figura se presenta el perfil de tensiones en las principales subestaciones del área, mostrando en cada una de estas los máximos y mínimos valores absolutos ante cada una de las contingencias, sobre los escenarios adicionales. De las mismas, se puede apreciar que todas las tensiones se enmarcan dentro de las bandas establecidas por NTSyCS para la operación en Estado de Emergencia.

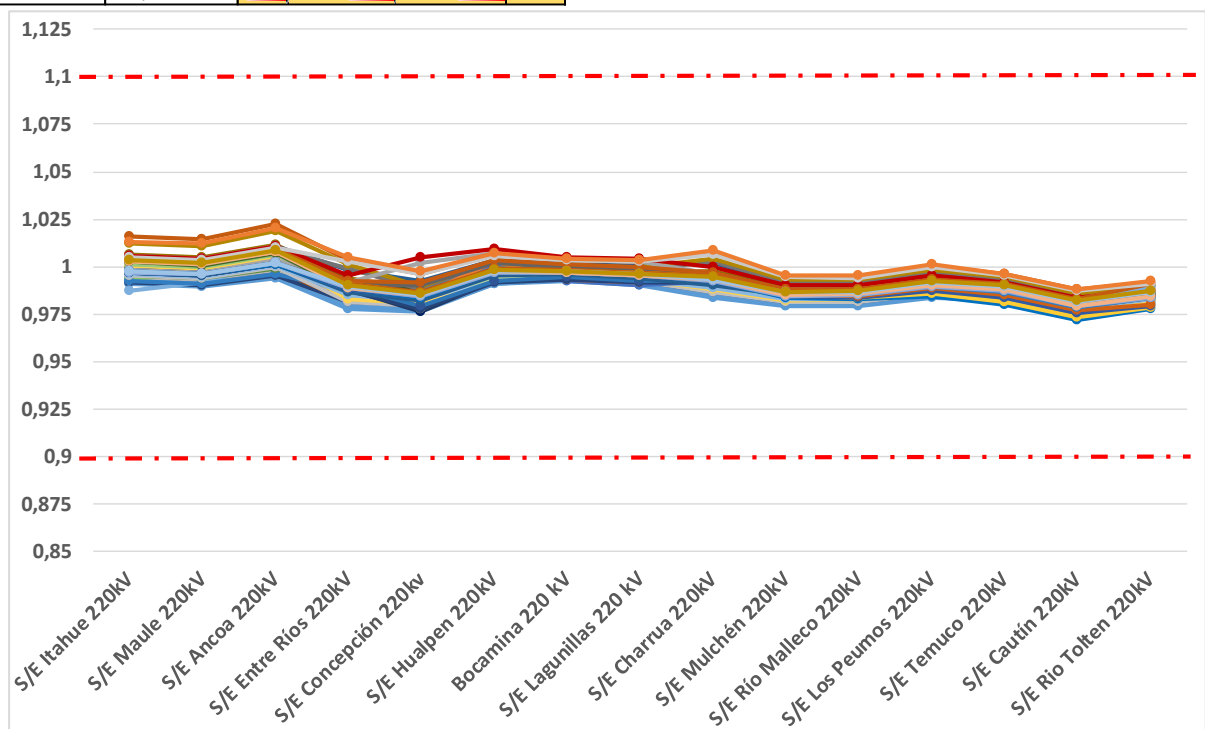


Figura 9-7 – Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras de 220kV de la Zona Centro-Sur



Sobre el foco inicial del análisis, evaluando la necesidad del control de tensión en la S/E Ancoa (CH Pehuenche), resulta que:

- Las máximas solicitaciones de potencia reactiva se encuentran ante condiciones de máximas transferencias por el sistema de 500kV. En este contexto, se requiere partir con tensiones próximas a la tensión de servicio en los nodos de 500kV al sur (510kV en Charrúa y Ancoa), para alcanzar correctos niveles de tensión en Alto Jahuel, principal nodo receptor de estos montos de potencia activa.
- Las máximas transferencias por el enlace Ancoa → Alto Jahuel sin generación en S/E Ancoa (y por lo tanto sin control de tensión dinámico) se encuentran directamente acotadas por la limitación a las exportaciones del nodo Charrúa (N-1 en los transformadores 500/220kV). De esta forma, al encontrarse limitada las transferencias por el sistema de 500kV no se alcanzan los máximos requerimientos de potencia reactiva, por lo que no se observa necesidad de incorporar un control de tensión adicional al nodo Ancoa.
- Para alcanzar las máximas transferencias y, por lo tanto, los máximos requerimientos, resulta necesaria la inyección de importantes montos de potencia activa en el nodo Ancoa (Pehuenche, Colbún, Machicura, Los Cóndores, etc). Bajo estas condiciones, los montos de potencia reactiva adicionales pueden ser suministrados por las unidades que se encuentren operativas, sin requerimientos específicos.

Por lo tanto, la necesidad de mantener un perfil de tensión elevado en los nodos al sur, no representa mayores inconvenientes ante estas condiciones, dado que estos niveles de transferencia activa por el sistema de 500kV aseguran la disponibilidad de un gran número de unidades de generación en la zona sur, con elevada capacidad de inyección de potencia reactiva, sumado a los bancos de capacitores en las SS/EE Charrúa y Ancoa. Por otra parte, para el control de las tensiones en la zona centro (mayor consumo del SEN) se requiere a su vez la inyección de elevados montos de potencia reactiva capacitiva, para lo cual resulta suficiente con la utilización de los bancos de capacitores (Alto Jahuel, Cerro Navia y Polpaico), los dispositivos FACTs y ciertas unidades de generación (en un número significativamente inferior a los despachos PCP). Por todo lo anterior, ante estas condiciones de transferencias, los requerimientos de potencia reactiva resultan máximos pero capaz de ser suministrados por los recursos disponibles, sin exigencias adicionales, no siendo al operación del sistema en estas condiciones dependiente del despacho de la CH Pehuenche para lograr un correcto control de tensión.

#### 9.1.4 Centrales de la zona de Tinguiririca

Del análisis de la zona Centro- Sur del capítulo 7 se puede observar que el ingreso de la obra correspondiente al nuevo transformador 220/154kV de Tinguiririca junto a la energización del polo de generación en 220kV no deriva en variaciones significativas en los valores de sensibilidad  $dV/dQ$  en las barras de 154kV de esta sub-ACT, pero sí en una mejora en los niveles de tensión en red completa, principalmente en las SS/EE Rancagua y Punta Cortes.



En esta sección, se realiza un análisis de dependencia de las centrales que actualmente inyectan a la barra de 154kV de Tinguiririca, considerando que el proyecto Puente Negro – Tinguiririca podría reducir las inyecciones hacia el subsistema zonal. Para ello, se selecciona el escenario CT03 del capítulo 7, el cual presenta el menor perfil de tensiones en nodos del sistema de 154kV, en condiciones de máxima demanda. Se destaca que este caso presenta un elevado despacho de las centrales hidráulicas de la cuenca del Tinguiririca, por lo que a continuación se evaluará su influencia, previo y post a la concreción de las obras previamente mencionadas, resultando los siguientes casos:

- Año 2020 – Max Generación: Este caso se corresponde al CT03 del año 2020, con un elevado despacho de las centrales de Tinguiririca en condiciones de máxima demanda, sin contemplar la concreción de las obras asociadas a la energización 220kV.
- Año 2020 – Nula Generación: Parte del caso anterior eliminando del despacho la totalidad de las centrales vinculadas a Tinguiririca.
- Año 2021 – Max Generación: Este caso se corresponde al CT03 del año 2021, con un elevado despacho de las centrales de Tinguiririca en condiciones de máxima demanda, contemplando la concreción de las obras asociadas a la energización 220kV.
- Año 2021 – Nula Generación: Parte del caso anterior eliminando del despacho la totalidad de las centrales vinculadas a Tinguiririca.

A continuación se presentan las sensibilidades  $dV/dQ$  en los principales nodos de 154kV del subsistema, comparando en un mismo gráfico los cuatro casos de análisis.

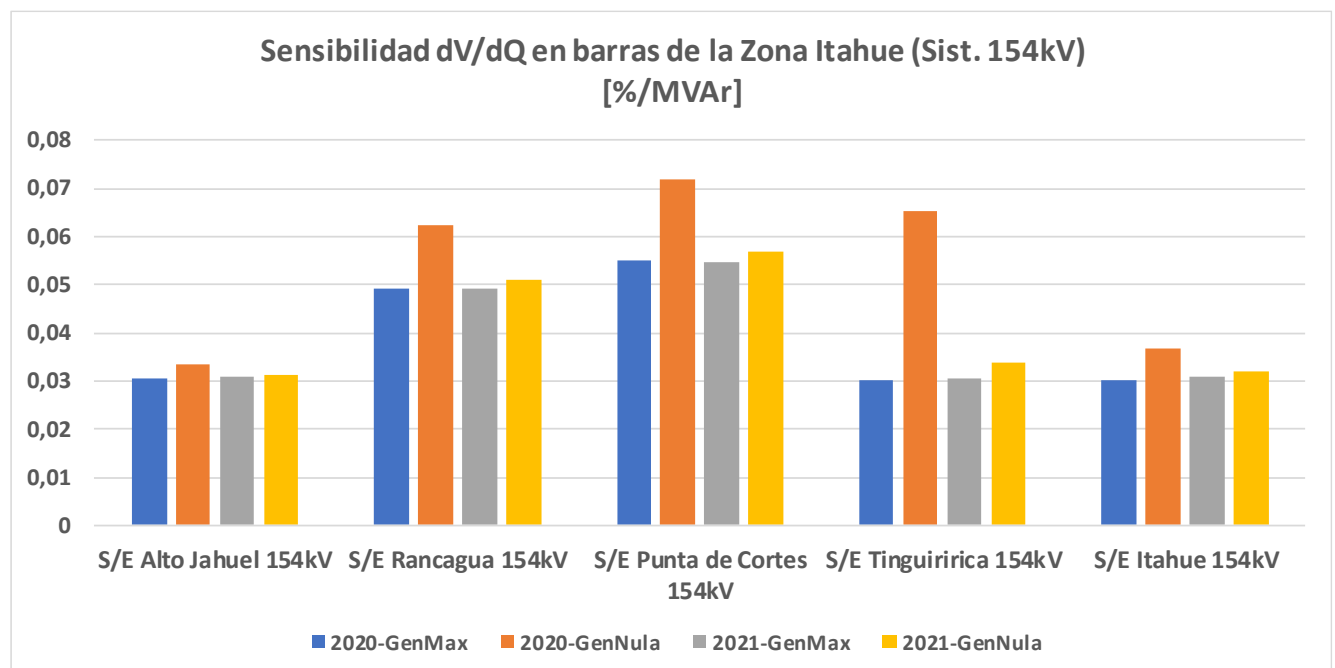


Figura 9-8 - Sensibilidades  $dV/dQ$  en principales barras de 154kV de la zona Itahue en operación normal / 2020 y 2021

Tal como se mencionó previamente, los escenarios base (con elevado despacho de las centrales de Tinguiririca) presentan similares índices de sensibilidad, independientemente del nuevo enmallamiento en el



sistema. A pesar de esto, para los casos a 2020 se puede apreciar un considerable incremento de la sensibilidad en el escenario que no presenta generación en Tinguiririca, mientras que para el año 2021 las sensibilidades se mantienen relativamente constante independientemente del despacho de las mismas.

Por otra parte, en la siguiente figura se presentan los perfiles de tensión en los principales nodos de 154kV de la zona sobre los distintos casos adicionales, notándose un mejor perfil para el año 2021, asociado al ingreso de las obras. Por otra parte, no se observan importantes variaciones en las tensiones según se encuentre o no despachada la generación de Tinguiririca.

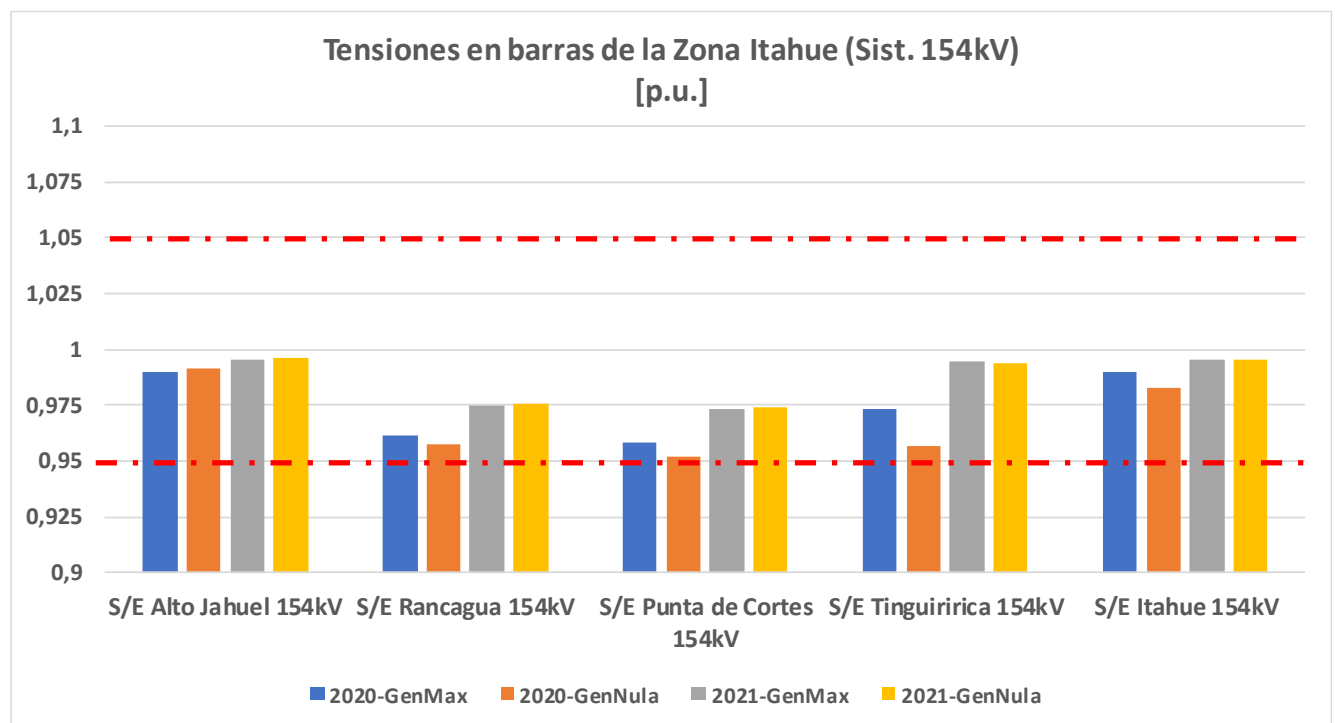


Figura 9-9 Perfil de tensiones en principales barras de 154kV de la zona Itahue en operación normal / 2020 y 2021

De lo anterior se pueden extraer las siguientes conclusiones principales:

- El ingreso del nuevo enmallamiento provoca un fortalecimiento del subsistema zonal, insensibilizando las tensiones en los principales nodos de 154kV al despacho de las centrales del Tinguiririca.
- El nuevo vínculo con el sistema de 220kV permite un mejor perfil tensiones en los nodos de 154kV entre las subestaciones Alto Jahuel y Tinguiririca.

Por lo tanto, con la concreción de las obras asociadas a Tinguiririca al año 2021, no se presenta dependencia del despacho de las centrales para el control de tensión del sistema zonal de 154kV.

### 9.1.5 Central Pullinque

Tal como se describió en las consideraciones adicionales para el desarrollo de los escenarios específicos de la zona Centro – Sur (capítulo 7), en la región de Araucanía se presenta un extenso corredor radial de doble circuito, en paralelo al sistema de 220kV, abastecido en sus extremos por la S/E Temuco al norte y la S/E Valdivia



al Sur, caracterizado por tramos intermedios con elevados consumos y escasa generación, concentrada en la Central Pullinque, principalmente, y en las unidades Triful-Triful y El Manzano. A su vez, los principales nodos de 66kV disponen de elementos de compensación reactiva (bancos de capacitores).

En condiciones de alta demanda, para evitar sobrecargas en tramos del corredor de 66kV se presentan requerimientos asociados al despacho de la generación local. En este sentido se requiere al menos de la inyección de  $\approx 40\text{MW}$  en la CH Pullinque y  $4\text{MW}$  en El Manzano, alcanzando así un nivel del 90% de carga en la red de 66kV. Vale destacar que esta necesidad surge para evitar sobrecargas en tramos de líneas de 66kV, no estando directamente asociado al control de tensión del ACT. No obstante, se observa que las tensiones en los nodos de MT intermedios se encuentran deprimidas en condiciones de alta demanda (al límite de los niveles de NTSyCS) por lo que el control de tensión de la central Pullinque resulta muy favorable para el sostenimiento de las mismas. En base a lo anterior se desarrolla un conjunto de escenarios adicionales en condiciones de máxima demanda, con las siguientes características principales:

- CT01: Este caso no presenta generación en el subsistema de 66kV bajo análisis, es decir, las unidades Pullinque, El Manzano y Triful-Triful se encuentran fuera de servicio.
- CT02: Este caso presenta el despacho de  $40\text{MW}$  en la central Pullinque y  $4\text{MW}$  en El Manzano para evitar las sobrecargas en los vínculos de 66kV. Este caso se destaca por la inyección sólo de potencia activa por medio de las unidades de generación mencionadas, con Q fijo en cero.
- CT03: Partiendo del escenario anterior, se incorpora el control de tensión en las unidades de Pullinque y una señal de potencia reactiva fija en El Manzano.

A continuación se presentan los perfiles de tensión en los principales nodos del sistema de 66kV entre las subestaciones Temuco y Pichirropulli sobre los casos adicionales de estudio y, en lo que sigue, se muestran los unifilares con los resultados del flujo de cargas.

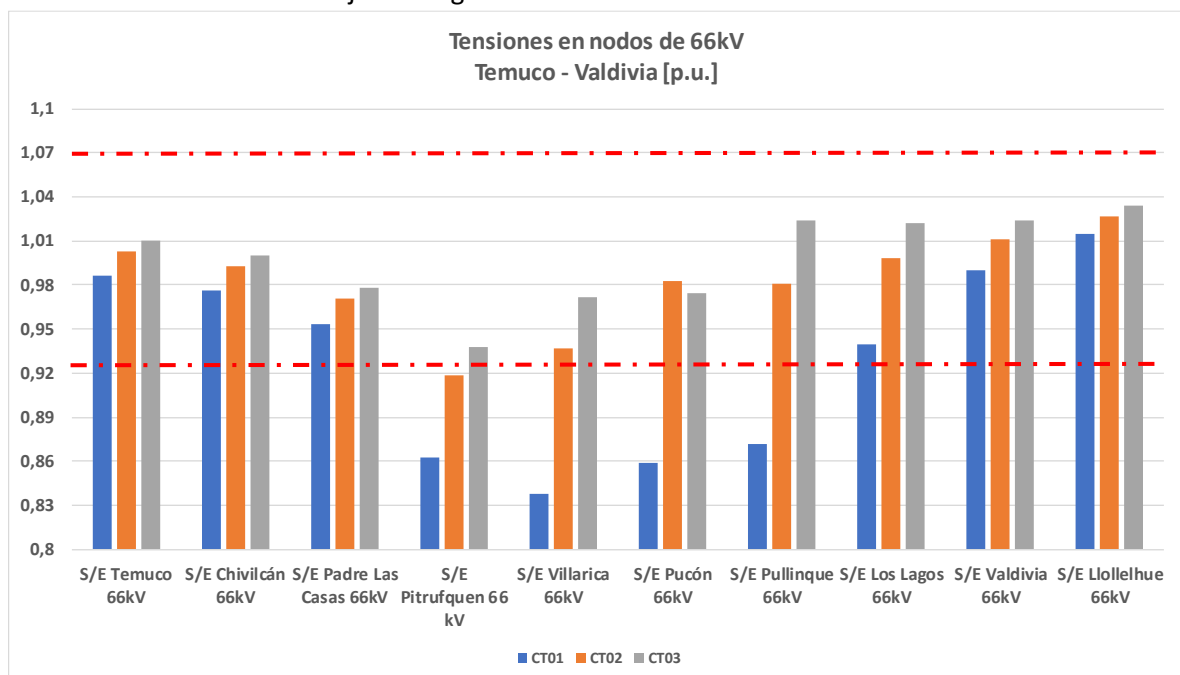


Tabla 9-2. Tensiones en red completa

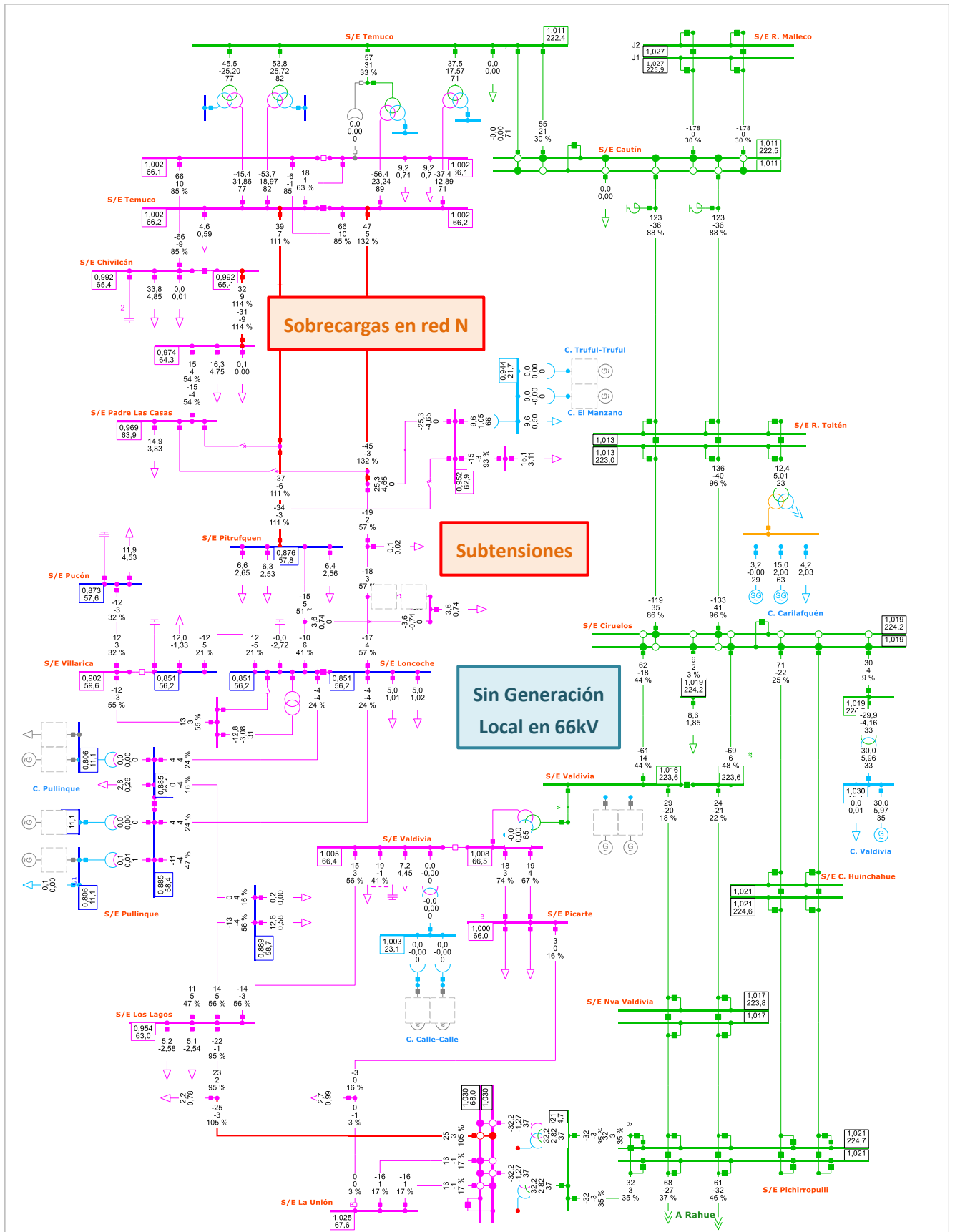


Figura 9-10 – Flujo de cargas – CT01: Sin generación local en 66kV en red completa

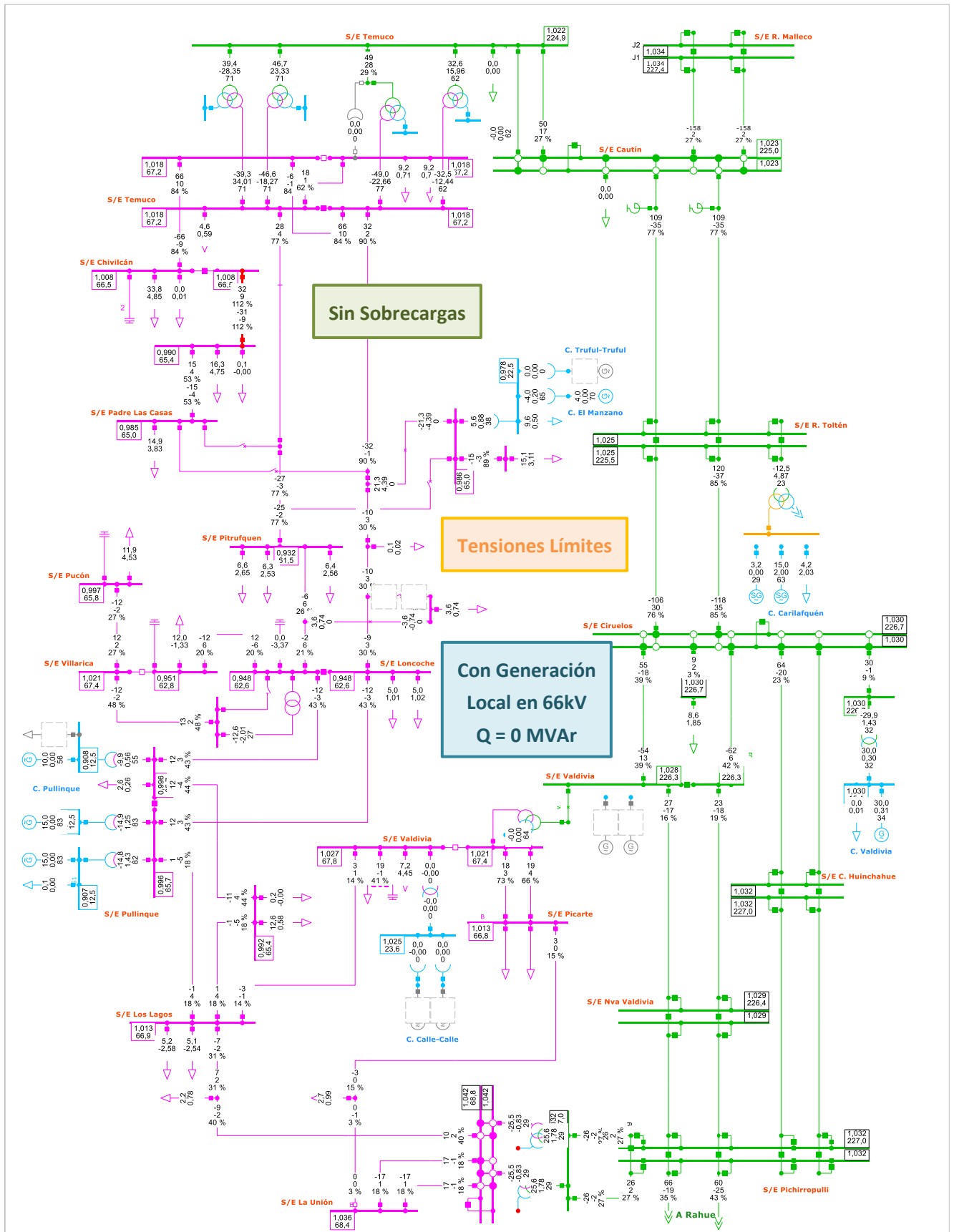


Figura 9-11 – Flujo de cargas – CT02: Con generación local sin control de tensión en 66kV en red completa



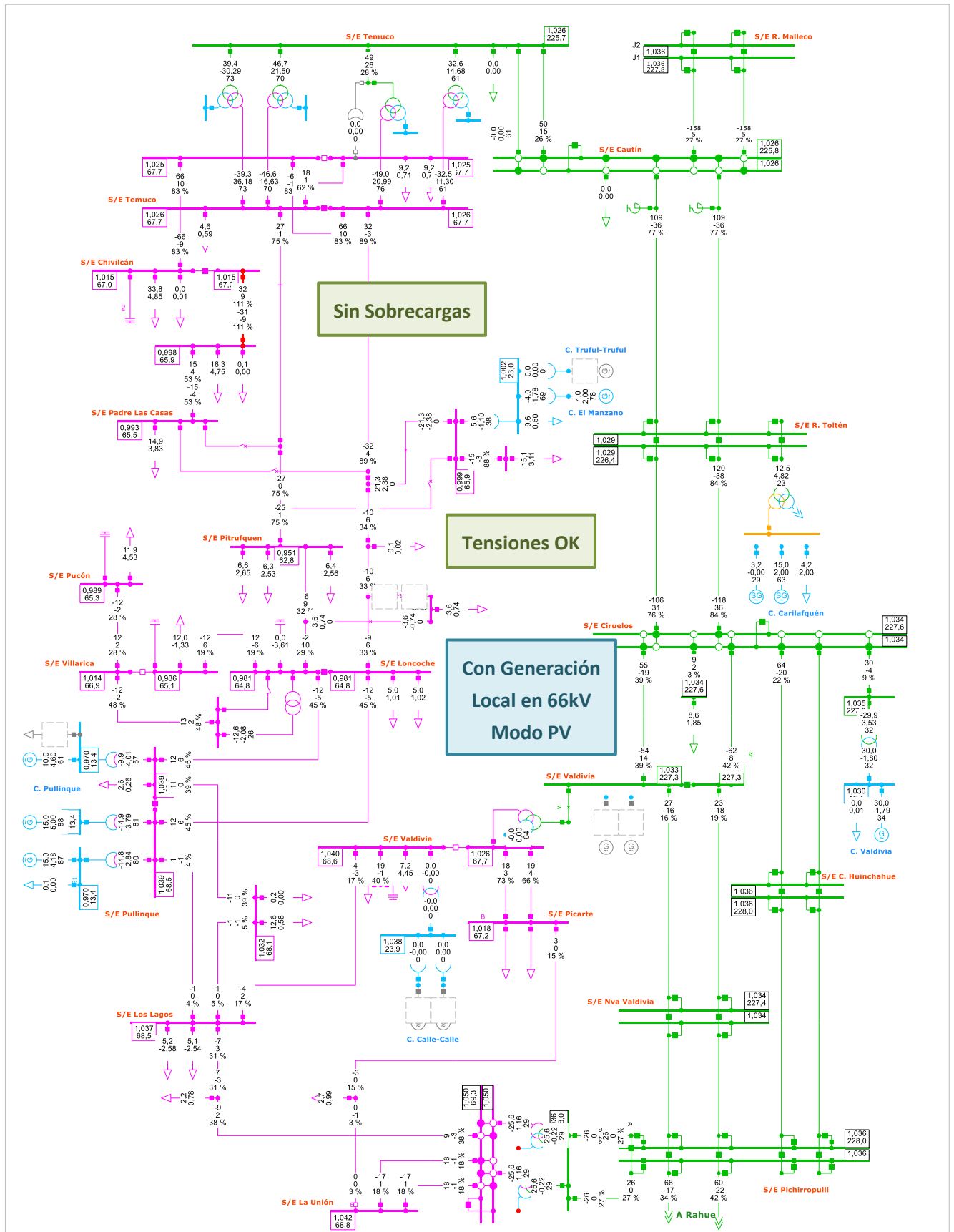


Figura 9-12 – Flujo de cargas – CT03: Con generación local y control de tensión en 66kV en red completa



En base a lo anterior, se encuentra que resulta necesario el despacho de generación local en la red de 66kV ( $\approx 40\text{MW}$ ) en condiciones de alta demanda para evitar sobrecargas en tramos de líneas. A su vez, bajo estas condiciones el sistema aún se mantiene a elevada carga, con tensiones tendientes a deprimirse, por lo que el control de tensión en las unidades de Pullinque resulta muy beneficioso para la operación de la misma. En este sentido, para el desarrollo de los escenarios específicos (capítulo 7) cumpliendo con los estándares normativos, en condiciones de alta demanda se considera el despacho de estas unidades.

Por otra parte, vale destacar que en condiciones demanda baja no se presentan requerimientos adicionales, tanto para el control de tensión como de transferencias. A su vez, resulta importante indicar que esta exigencia desaparece para el año 2021, con el ingreso de las SS/EE Metrenco y Lastarria 220/66kV seccionando el doble circuito Cautín – Ciruelos 220kV y brindando dos nuevos puntos intermedios de suministro al corredor de 66kV.



## 9.2 Análisis de indisponibilidad de FACTS

En esta sección se realiza un análisis de sensibilidad considerando la indisponibilidad por mantenimiento de algún equipo con un factor de participación preponderante en el control de tensión del ACT correspondientes. En general, se observa que los dispositivos FACTs (SVC, CER, STATCOM) presentan una alta participación en los requerimientos post-contingencia, ya sea en condiciones de operación normal (caso del SVC de Domeyko en el Norte Grande) o post-contingencia, por lo que este análisis se enfoca sobre este equipamiento. De este análisis se concluye que resulta relevante el análisis de la indisponibilidad de los siguientes equipos:

- SVC Domeyko
- CER Puerto Montt

### 9.2.1 SVC Domeyko

En esta sección se realiza un análisis del control de tensión del ACT del Norte Grande considerando indisponibilidad por mantenimiento del SVC de Domeyko, con principal foco de interés en nodos de la subACT sur.

Del análisis del capítulo 4 se puede observar que la zona sur del Norte Grande resulta deficitaria de potencia reactiva capacitiva, por lo que en todos los casos el SVC de Domeyko se encuentra inyectando potencia reactiva al sistema, en mayor o menor medida según requerimientos.

En la siguiente tabla se presenta la participación del SVC (potencia reactiva generada) para todas las contingencias y escenarios de estudio del capítulo 4 (año 2020). A su vez, se presentan los montos de potencia reactiva inyectada en condiciones de operación normal. De la misma se puede destacar:

- El escenario CT01 presenta una participación preponderante del SVC en condiciones de operación normal, con un leve margen de reserva. En este contexto, las fallas que derivan en requerimientos de potencia reactiva adicional llevan al dispositivo a operar próximo a los límites de saturación en condiciones post-contingencia.
- En los escenarios CT03 y CT09 el SVC se encuentra operando con mayores márgenes (respecto al CT01) pero la ocurrencia de distintas contingencias lleva al dispositivo a alcanzar niveles de saturación.
- Por otra parte, se puede observar que las contingencias más críticas en cuanto a las exigencias de potencia reactiva sobre el equipo se corresponden a la desconexión de los circuitos de 500kV Kimal – Los Changos y Los Changos – Cumbre, la línea de 220kV El Tesoro – Encuentro desconectado a su vez al PE Sierra Gorda (en tap off) y la pérdida de la CT IEM a plena potencia.
- La desconexión del reactor de Los Changos sobre el escenario CT10 resulta la única condición de absorción de potencia reactiva capacitiva por parte del equipo.



	Subestación → Contingencia ↓	CT01_NG_HH_DB_Noche_PCP_6am	CT02_NG_HH_DB_Día_PCP_15pm	CT03_NG_HH_DA_Día_PCP_15pm	CT04_NG_HH_DA_Noche_PCP_22pm	CT05_NG_HS_DB_Noche_PCP_6am	CT06_NG_HS_DB_Día_PCP_15pm	CT07_NG_HS_DA_Día_PCP_15pm	CT08_NG_HS_DA_Noche_PCP_22pm	CT09_NG_HH_DB_Noche_6am_N-1	CT10_NG_HH_DB_Día_15pm_N-1
		Red N	106,8	56,3	95,5	62,3	67,3	74,5	75,0	84,1	55,8
Desconexión de un circuito de línea	Los Changos - Kimal 500kV C1	126,0	103,1	130,2	93,1	103,8	116,1	117,4	115,0	123,0	92,2
	Los Changos - Cumbre 500kV C1	125,1	107,3	129,9	88,8	106,9	113,6	114,8	110,8	123,7	99,6
	Cumbre - Nueva Cardones 500kV C1	118,6	65,4	106,9	66,8	76,2	81,8	82,7	88,9	79,8	50,4
	220 kV Tarapacá-Cóndores	90,9	44,6	78,3	54,4	60,2	69,1	62,6	72,6	39,9	27,0
	220 kV Cochran-Encuentro.C1	117,9	69,0	108,4	70,0	75,6	85,1	85,9	91,9	69,0	54,0
	220 kV Chacaya-Mejillones	111,3	58,1	98,8	59,1	65,0	70,1	70,6	80,4	60,6	42,0
	220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar.C1	129,2	89,3	127,9	98,9	100,9	106,1	109,5	119,3	88,5	73,9
	220 kV Tarapacá-Lagunas.C1	110,3	60,5	96,0	63,8	69,1	76,8	75,6	84,5	59,2	44,8
	220 kV Córdones-Parinacota	107,2	60,6	92,6	59,9	67,5	76,7	73,6	81,8	54,0	44,6
	220 kV Lagunas-Collahuasi.C1	113,4	64,9	103,5	66,6	71,9	80,7	81,8	88,4	63,4	49,5
	220 kV Chacaya-El Cobre.C1	118,2	68,5	107,8	71,5	76,3	83,2	84,8	92,9	68,4	53,1
	220 kV Chacaya-Crucero	123,0	72,0	111,2	69,7	75,5	83,4	83,2	91,8	73,0	56,7
	220 kV Kapatur-O'Higgins.C1	129,5	71,0	113,5	80,8	83,3	90,1	91,0	100,2	82,2	57,3
	220 kV Atacama-O'Higgins.C1	113,6	63,2	102,0	67,9	73,8	80,5	80,6	89,8	63,3	47,5
	220 kV Andes-Tap Off Oeste	99,4	53,5	90,9	62,8	65,5	72,0	73,7	83,8	48,4	37,2
	220 kV Crucero-Laberinto.C1	122,0	72,0	110,1	74,0	80,4	87,9	86,7	96,1	71,4	56,6
	Los Changos - Kapatur 2x220kV C1	108,0	57,7	96,5	63,3	68,4	75,4	75,8	85,2	57,5	42,0
	Encuentro - Kimal 2x220kV C1	110,2	57,0	96,8	64,2	68,9	75,5	75,9	86,2	58,6	41,1
	Crucero - Kimal 2x220kV C1	107,4	57,1	96,3	62,4	67,7	74,9	75,4	84,2	56,5	41,1
	220 kV Crucero-María Elena	107,3	56,7	96,0	62,6	67,6	74,9	75,3	84,4	56,4	40,7
	220 kV Salar-Chuquicamata	107,5	57,4	96,5	62,7	67,8	75,4	75,9	84,6	56,7	41,4
	220 kV Kapatur-Laberinto.C1	128,1	80,5	123,5	91,4	93,2	98,2	99,4	110,4	92,7	66,2
	220 kV Encuentro-Collahuasi.C1	119,9	70,6	107,4	69,9	75,1	84,2	85,1	91,6	68,6	55,6
220 kV C. Tocopilla-T.O. El Loa.C7A	104,4	57,0	95,8	60,5	61,4	75,4	75,8	82,8	53,0	40,6	
220 kV T.O. S. Gorda Eól-El Tesoro	128,0	87,0	131,8	86,2	94,8	98,5	101,5	115,8	102,2	73,5	
Equipo de compensación	R. Los Changos 500kV	64,9	10,9	49,4	31,8	33,9	33,5	35,6	55,0	3,6	-12,1
	R. Nva. Cardones 500kV	86,2	33,4	73,0	45,9	51,5	55,1	56,1	70,3	29,3	14,2
	R. Angamos Laberinto 220 kV	95,4	44,4	83,3	52,6	57,5	64,1	64,2	74,4	FS	27,7
	R. Laberinto 220 kV	95,4	44,4	83,3	52,6	57,5	64,1	64,2	74,4	FS	27,7
	R. Lagunas 220 kV	95,5	42,5	85,0	56,2	60,8	65,7	66,0	78,1	FS	25,2
	R. Crucero 242 kV	99,7	48,0	87,2	57,4	62,0	67,5	67,9	79,3	47,2	31,2
TRF	Los Changos 500/220kV - 3	107,8	57,5	96,1	63,7	69,1	75,2	75,6	85,4	57,0	41,9
	Kimal 500/220kV 750MVA	119,3	64,1	107,3	68,1	75,6	83,2	83,5	90,5	73,0	48,0
Desc. de generadoración	U16	124,7	FS	FS	85,2	75,2	FS	FS	105,9	FS	FS
	CTA	FS	FS	FS	92,3	102,5	86,1	101,7	108,0	FS	FS
	CTTAR	FS	FS	125,2	83,2	89,0	87,5	98,7	103,8	110,2	FS
	ANG1	129,2	55,3	109,3	75,5	79,6	80,7	82,8	92,3	FS	33,6
	IEM	127,1	76,9	129,7	73,9	86,4	90,5	91,6	96,1	NC	81,8
	NTO2	128,0	61,0	101,8	68,4	75,7	74,1	79,1	88,3	87,3	45,0

Tabla 9-3 – Inyección de potencia reactiva del SVC de Domeyko en condiciones post-contingencia



En base a lo anterior, el análisis de sensibilidad de la operación sin este equipo se concentra en las condiciones más críticas, en cuanto a escenarios y contingencias a evaluar. Para ello, a los casos base (CT01, CT03, CT09 y CT10) se saca de servicio el SVC de Domeyko y se realizan los reajustes necesarios en la red para un correcto establecimiento de las tensiones dentro de los márgenes de operación normal, mediante ajustes de taps de transformadores, modificación de referencias de tensión de unidades disponibles, etc. En este sentido, en la tabla a continuación se presenta el aporte de cada RCT por tipo, comparando los resultados de los escenarios según se encuentre o no disponible el SVC de Domeyko. Además, esta tabla incluye la demanda de potencia reactiva de los consumos, las pérdidas de potencia reactiva por líneas y transformadores y la potencia reactiva en la acometida de la línea Los Changos – Cumbre 2x500kV a la S/E Los Changos.

Hidrología→	HÚMEDA							
Escenarios→	CT01		CT03		CT09		CT10	
Sub-AC T ↓	DB_Noche		DA_Día		DB_Noche		DB_Día	
RCT↓					N-1		N-1	
SVC Domeyko	CON	SIN	CON	SIN	CON	SIN	CON	SIN
<b>ACT-NG_nor-cen</b>								
<b>RCT</b>	<b>-264</b>	<b>-150</b>	<b>-245</b>	<b>-183</b>	<b>-134</b>	<b>-51</b>	<b>-334</b>	<b>-293</b>
Capacitor	55	67	107	108	56	111	50	63
ERNC	0	0	-13	-11	0	16	-25	-24
Generador	-1	33	-20	-22	61	73	-35	-4
Reactor	-317	-250	-319	-258	-251	-251	-324	-328
<b>Demanda</b>	<b>264</b>	<b>150</b>	<b>245</b>	<b>183</b>	<b>134</b>	<b>51</b>	<b>334</b>	<b>293</b>
Carga	-327	-327	-369	-369	-327	-327	-310	-310
TR	-413	-410	-461	-448	-394	-395	-425	-417
Líneas	956	968	1051	1077	1001	983	1113	1136
Intercambio	48	-81	25	-77	-146	-209	-44	-116
<b>ACT-NG_sur</b>								
<b>RCT</b>	<b>140</b>	<b>36</b>	<b>133</b>	<b>36</b>	<b>89</b>	<b>36</b>	<b>74</b>	<b>38</b>
Capacitor	33	36	38	36	33	36	33	38
FACTS	107	0	96	0	56	0	40	0
<b>Demanda</b>	<b>-140</b>	<b>-36</b>	<b>-133</b>	<b>-36</b>	<b>-89</b>	<b>-36</b>	<b>-74</b>	<b>-38</b>
Carga	-125	-125	-120	-125	-125	-125	-125	-125
TR	-46	-47	-49	-47	-46	-47	-46	-45
Líneas	44	38	41	38	45	38	50	50
Intercambio	-13	98	-5	98	37	98	48	83

\*positivo: inyecta potencia reactiva

\*negativo: absorbe potencia reactiva

Tabla 9-4 Aporte por RCT por escenario, CON y SIN el SVC de Domeyko.

Comparando entre los casos con y sin el SVC de Domeyko, se puede notar que al no disponer del mismo el aporte de potencia reactiva se sustituye principalmente por los RCT de la zona norte-centro del Norte Grande. Estos elevados intercambios de potencia reactiva internos del ACT del Norte Grande no provocan incumplimientos en los niveles de tensión, pero implican tensiones reducidas cercanas a los límites normativos.



En la figura siguiente se puede observar como se mantiene el perfil de tensión descendente en sentido Norte→Sur SEN, con los mínimos valores en las subestaciones OGP y Domeyko.

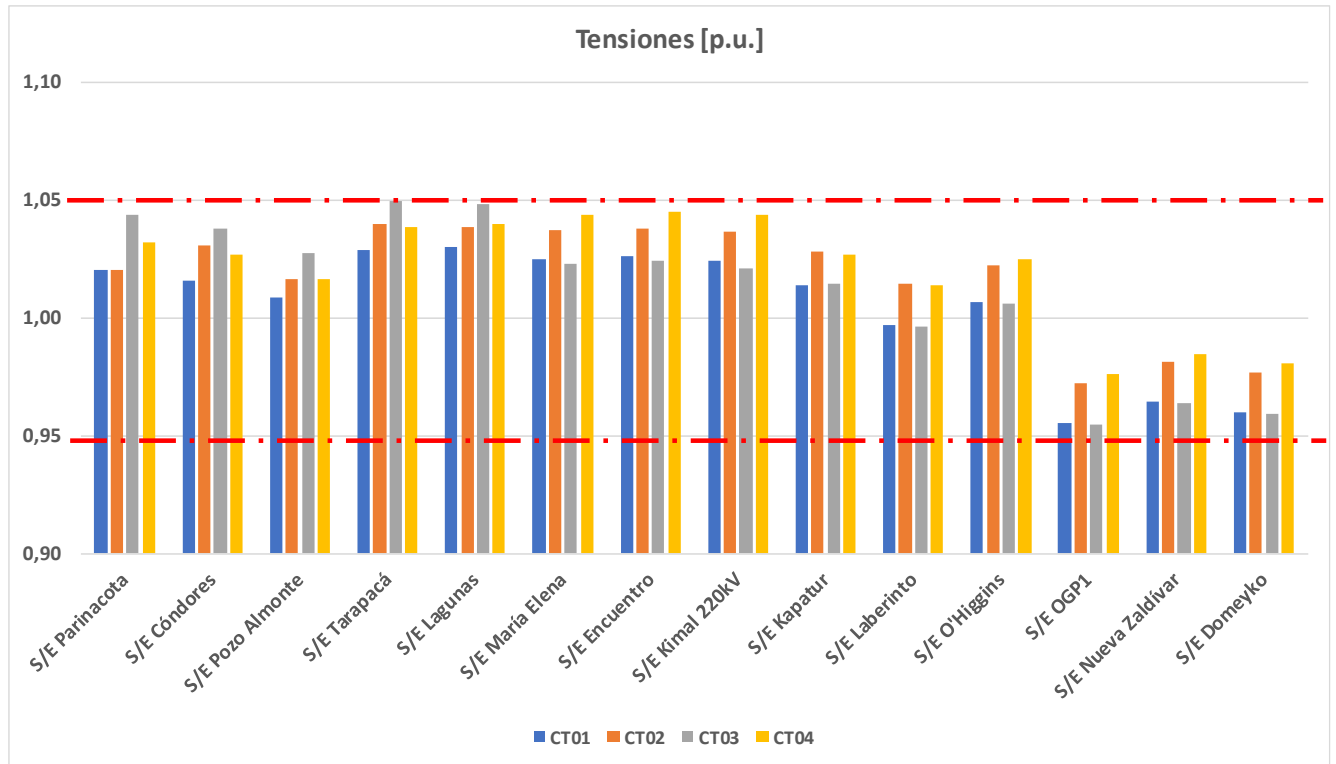


Figura 9-13 – Perfil de tensiones en principales nodos de 220kV del Norte Grande

En la siguiente figura se presentan los máximos y mínimos valores de tensión en estado post-contingencia en las principales subestaciones del sistema de 220kV del área considerando el abanico de escenarios que contemplan el SVC fuera de servicio.

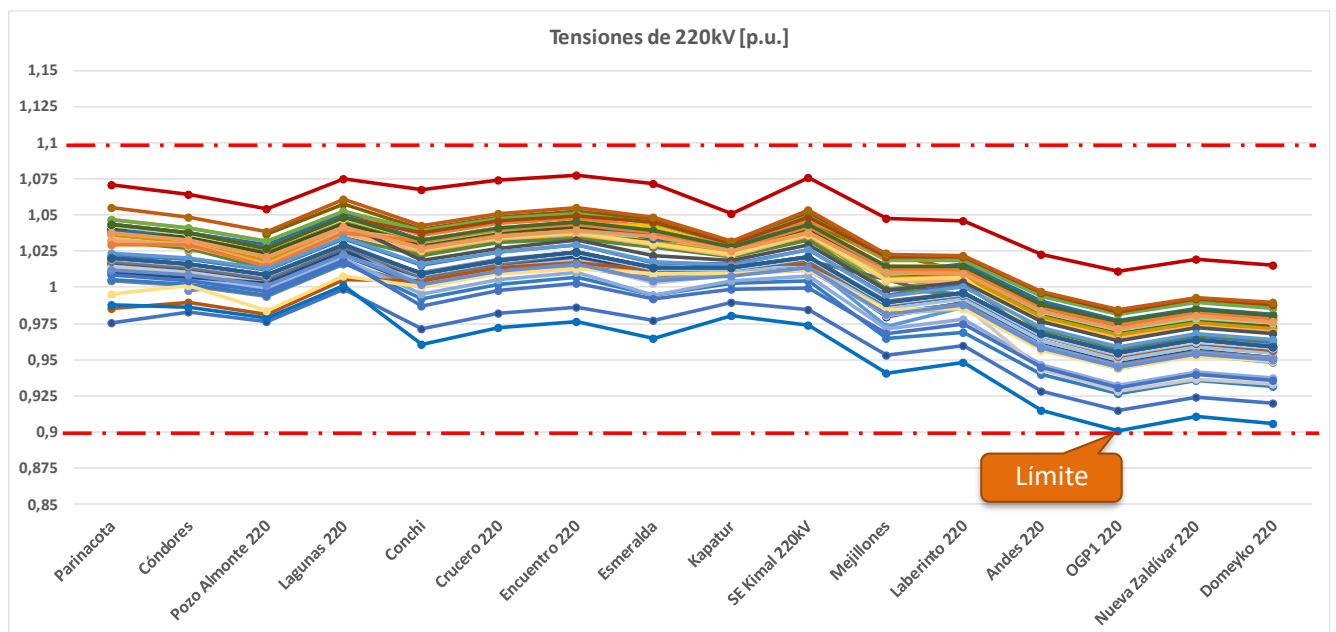


Figura 9-14 – Máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras del Norte Grande.



En la misma se puede ratificar el perfil decreciente en sentido norte – sur por los nodos del SEN, encontrándose condiciones límites de tensión en las subestaciones OGP y Domeyko 220kV ante la desconexión del circuito Kimal – Los Changos 500kV.

Sobre los escenarios que contemplan el SVC fuera de servicio se simula la totalidad de las contingencias, encontrándose que las fallas más críticas se coinciden a las del capítulo 4, resultando los siguientes máximos:

- Desconexión de circuito de 500kV: **221MVA<sub>r</sub> capacitivos**
- Desconexión del Reactor de barras de Los Changos 500kV: **156MVA<sub>r</sub> inductivos**

Hidrología→		HÚMEDA			
Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB_Noche	CT03 DA_Día	CT09 DB_Noche N-1	CT10 DB_Día N-1
Red N	Q nor-cen	33	-22	73	-4
	Q sur	0	0	0	0
	Q total	33	-22	73	-4
Los Changos Kimal 500kV C1	Q norte-centro	211	152	295	148
	Q sur	0	0	0	0
	Q total	211	152	295	148
	ΔQ norte-centro	178	174	221	151
	ΔQ sur	0	0	0	0
	ΔQ total	178	174	221	151
Los Changos Cumbre 500kVC1	Q norte-centro	239	181	NC	175
	Q sur	0	0	NC	0
	Q total	239	181	NC	175
	ΔQ norte-centro	206	203	NC	179
	ΔQ sur	0	0	NC	0
	ΔQ total	206	203	NC	179
Reactor Los Changos 500kV 175Mvar	Q norte-centro	-118	-178	-84	-159
	Q sur	0	0	0	0
	Q total	-118	-178	-84	-159
	ΔQ norte-centro	-151	-156	-158	-156
	ΔQ sur	0	0	0	0
	ΔQ total	151	156	158	156

Tabla 9-5 - Variación total de requerimientos de potencia reactiva debido a una contingencia | Norte Grande

A su vez, se observa una no convergencia ante la desconexión del circuito Los Changos – Cumbre sobre el escenario CT09 (mínima inercia), el cuál por la tendencia de los resultados sobre los otros escenarios parecería ser la contingencia más crítica, condición que se evalúa mediante la simulación dinámica a continuación.

En la parte superior de la figura a continuación se presenta la evolución de las tensiones del Norte Grande ante la desconexión intempestiva de la CT IEM (superior-izquierda) y una falla trifásica en la línea Los Changos – Cumbre 500kV (superior-derecha), ambos sobre el CT09 sin el SVC de Domeyko. Se puede observar que en las





dos condiciones se presenta un backswing en las tensiones descendiendo transitoriamente los 0,7p.u., incumpliendo con las exigencias normativas.

En consideración de esto, se analiza la incorporación del PV Domeyko Oeste controlando tensión en su punto de conexión sin inyección de potencia activa, manteniendo las restantes condiciones del sistema (inercia, despacho, etc). Sobre estas condiciones se simulan las mismas contingencias, pudiéndose observar en las imágenes inferiores un correcto desempeño en las tensiones del Norte Grande, tanto en el transitorio inicial como en el establecimiento de las mismas.

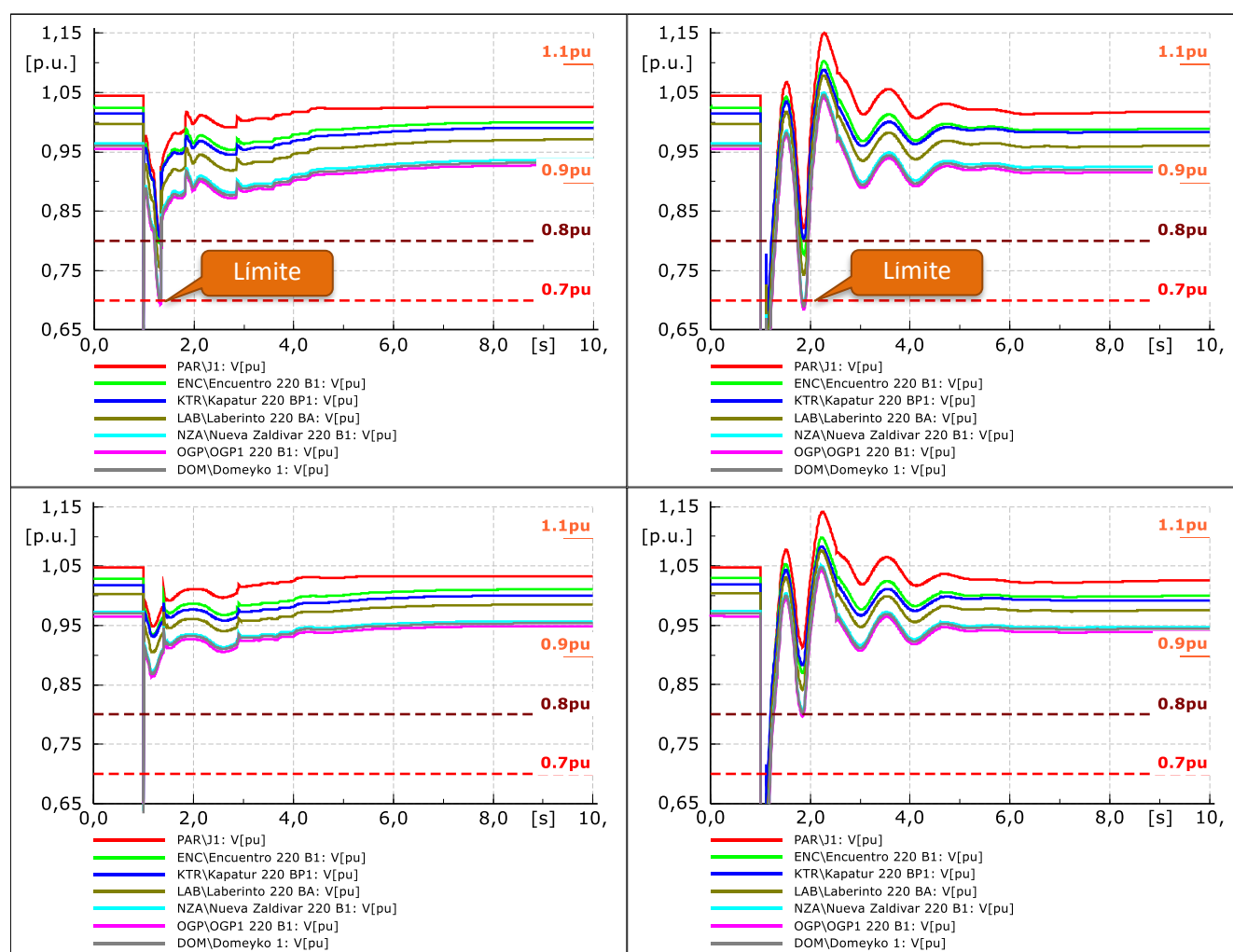


Figura 9-15 – Tensiones del Norte grande - Desconexión IEM (Izquierda) / F3F Los Changos – Cumbre 500kV CT09 sin control adicional – Superior / CT09 con PV Domeyko Oeste en modo PV – inferior

Por lo tanto, se observa que en caso de indisponibilidad del SVC de Domeyko el déficit de potencia reactiva en la zona sur del Norte Grande debe ser suministrado por la sub-ACT adyacente (norte-centro), derivando en un bajo perfil de tensión en los principales consumos mineros del sur. En este contexto, la simulación estática de contingencias resulta en que la desconexión de líneas de 500kV (Kimal – Los Changos) deriva en tensiones al límite inferior normativo (0,9p.u.) o en no convergencias (Los Changos – Cumbre). De la simulación dinámica de contingencias se encuentra que, al reducir el control de tensión de la zona sur mediante la indisponibilidad del





SVC de Domeyko, se presenta evoluciones dinámicas transitorias inadmisibles de la tensión. En base a lo anterior, se verifica que la incorporación del PV Domeyko Oeste controlando tensión en su punto de conexión resulta efectiva para el cumplimiento normativo en el desempeño post-contingencia.

En base a lo analizado, para mantener un correcto control de tensión en la zona sur del Norte Grande considerando la operación sin el SVC de Domeyko, se deberá incorporar recursos de control dinámico de tensión adicionales en el área en la zona de influencia.

Se refuerza en este punto la recomendación de que el PV Domeyko Oeste [futuro] u otro proyecto que fuera a conectarse en la sub-ACT brinde control dinámico de tensión. Dependerá de los niveles de seguridad con los que se requiera operar el sistema la definición de este recurso como una recomendación o un requerimiento mínimo para la operación, ya que el caso se presenta ante un N-1-1 de elementos del sistema.

### 9.2.2 CER Puerto Montt

En este capítulo se realiza un análisis del control de tensión del ACT de la zona Sur considerando indisponibilidad por mantenimiento del CER de Puerto Montt. En la siguiente tabla se presenta la participación del SVC (potencia reactiva generada) para todos los escenarios de estudio del capítulo 8.4 (año 2020), tanto en condiciones normales de operación como ante las distintas contingencias.

De la misma se puede destacar:

- En todos los escenarios específicos de estudio no se observa una participación preponderante del CER en condiciones de operación normal, pudiendo encontrarse tanto inyectando como absorbiendo potencia reactiva según requerimientos de la red.
- Los escenarios CT01, CT03 y CT07 alcanzan niveles de saturación del equipo ante la desconexión del circuito 1 Rahue – Puerto Montt 220kV, el cual implicada a su vez la pérdida del PE Aurora conectado en tap off al mismo.
- El caso CT08, con transferencias de potencia exportadoras de la zona sur, presenta al CER absorbiendo potencia reactiva capacitiva, alcanzado los máximos niveles ante la desconexión de una unidad de la Central Canutillar.



Escenario → Contingencia ↓		CT01_SUR_HH_DB_PCP_5am	CT02_SUR_HH_DB_PCP_6am	CT03_SUR_HH_DA_22pm	CT04_SUR_HH_DB_PCP_4am	CT05_SUR_HH_DA_22pm	CT06_SUR_HS_DB_PCP_6am	CT07_SUR_HS_DA_PCP_22pm	CT08_SUR_HS_DB_5am_N+2
		Red N	18,2	11,5	9,8	16,1	16,9	2,0	12,8
Desconexión de un circuito de línea	Mulchén - Cautín 220kV C1_a	30,9	25,5	19,1	27,7	24,2	2,9	22,8	-5,9
	Río Toltén - Ciruelos 220 kV C1	35,1	27,2	17,9	30,6	23,2	2,7	21,8	-6,2
	Cautín - Valdivia 220 kV	15,1	11,8	9,2	14,3	13,9	-3,4	12,5	-10,2
	Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	18,8	16,4	13,2	17,8	17,5	0,7	16,4	-7,1
	Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2	19,6	16,8	13,0	18,5	17,6	1,0	16,4	-6,7
	Ciruelos - Pichirropulli 220 kV C2_a	16,9	14,6	11,8	16,2	16,2	-0,1	15,0	-7,5
	Pichirropulli - Tap Pichirrahue C2 220kV	20,9	18,1	35,2	19,6	18,4	6,3	40,0	-4,0
	Nva Valdivia - Pichirropulli C2 220kV	18,1	16,0	12,3	17,4	16,7	0,9	15,6	-6,2
	Valdivia - Pichirropulli C2 220kV	13,6	11,9	10,0	13,4	14,1	-1,8	13,0	-8,7
	Rahue - Tap Pichirrahue C1 220kV	25,1	21,4	15,9	22,9	22,2	4,8	19,7	-4,3
	Rahue - Puerto Montt C2 220 kV	14,5	13,4	13,7	12,8	13,6	1,4	18,6	-3,3
	Rahue - Puerto Montt C1 220 kV	71,2	54,3	72,4	15,7	47,3	24,3	75,5	-10,7
	Puerto Montt - Melipulli 220 kV L1	13,2	11,5	9,8	13,1	13,9	-2,0	12,8	-9,0
	Melipulli - Pargua 220 kV	38,7	36,3	28,6	35,6	42,3	17,9	38,6	-3,4
	Pargua - Chiloé 220 kV	5,4	5,9	6,3	8,0	8,3	-2,0	5,4	-5,4
Chiloé - Gamboa 2x220 kV C2	19,1	17,4	15,3	18,3	19,1	3,3	18,3	-4,3	
Gamboa - Chonchi 110kV	2,6	2,0	-4,9	4,5	0,1	-8,8	-2,6	-10,5	
Dalcahue - Pid Pid 110 kV	5,7	4,8	1,2	7,0	5,6	-6,8	3,7	-9,2	
Desc. de generación	Angostura U2	13,4	11,5	9,9	12,4	13,4	-2,2	FS	-8,3
	Ralco U2	10,3	8,8	9,7	9,1	12,6	FS	FS	FS
	Rucatayo	FS	FS	29,9	FS	FS	0,2	33,8	-11,0
	Canutillar U1	FS	FS	FS	56,0	51,1	FS	FS	-18,0
	PE Aurora	56,8	40,3	49,6	FS	39,1	7,7	49,7	-11,7

Tabla 9-6 – Inyección de potencia reactiva del SVC de Domeyko en condiciones post-contingencia

En base a lo anterior, el análisis de sensibilidad de la operación sin el dispositivo se concentra en las condiciones más críticas, en cuanto a escenarios y contingencias a evaluar. Para ello, se plantean los casos:

- CT07: Este caso se corresponde al CT07 del capítulo 8.2, del cual se saca de servicio el CER de Puerto Montt y se realizan los reajustes necesarios en la red para un correcto establecimiento de las tensiones dentro de los márgenes de operación normal. Este caso se caracteriza por presentar máximas transferencias importadoras de la zona Sur (Ciruelos → Cautín 220kV) en condiciones de máxima demanda.
- CT08: Este caso se corresponde al CT08 del capítulo 8.2, con el CER de Puerto Montt fuera de servicio, en condiciones de alta demanda y con transferencias exportadoras de la zona sur.
- CT09: Es un caso adicional, de demanda baja, con bajas transferencias por el sistema de 220kV, sin el CER de Puerto Montt.
- CT10: Se corresponde al caso anterior CT09, considerando el Circuito 1 Ciruelos – Cerros de Huichahue fuera de servicio.



En este sentido, en la tabla se presenta el aporte de cada RCT por tipo, además de la demanda de potencia reactiva y los intercambios.

Se puede observar que, en condiciones importadoras de máxima demanda (CT07), los RCT se encuentran inyectando potencia reactiva capacitiva. Por otro lado, en condiciones de mínima demanda con bajas transferencias (CT09), los RCT se presentan absorbiendo para compensar el excedente de potencia reactiva capacitiva en la red.

A continuación se muestra el perfil de tensión en los principales nodos del área referenciados a la tensión de servicio, pudiéndose observar que los máximos niveles de tensión se

encuentran en el escenario CT09, el cual presenta los máximos requerimientos de potencia reactiva inductiva. A pesar de esto, salvo excepción del CT09, las tensiones de operación normal se encuentran por debajo de las de servicio, lo cual se debe principalmente a los altos valores utilizados en las mismas (232-228kV). De forma complementaria, en la siguiente figura se presenta el perfil de tensión en p.u. de las tensiones nominales (220kV y 110kV).

Escenarios → Sub-ACT ↓ RCT ↓	CT07 DA	CT08 DB N+2	CT09 DB	CT10 DB Cir-C.Hui
<b>ACT-Sur</b>				
<b>RCT</b>	<b>57</b>	<b>-39</b>	<b>-42</b>	<b>-37</b>
FACTS	0	0	0	0
ERNC	20	-20	-20	-20
Capacitor	0	0	0	0
Generador	38	-19	-21	-17
Reactor	-1	-1	-1	-1
<b>Demanda</b>	<b>-57</b>	<b>39</b>	<b>42</b>	<b>37</b>
Líneas	101	100	112	104
TR	-34	-63	-54	-54
Carga	-65	-45	-45	-45
Intercambio	-60	47	29	32
*positivo: inyecta potencia reactiva				
*negativo: absorbe potencia reactiva				

Tabla 9-7 - Aporte por RCT por escenario SIN el SVC de Domeyko.

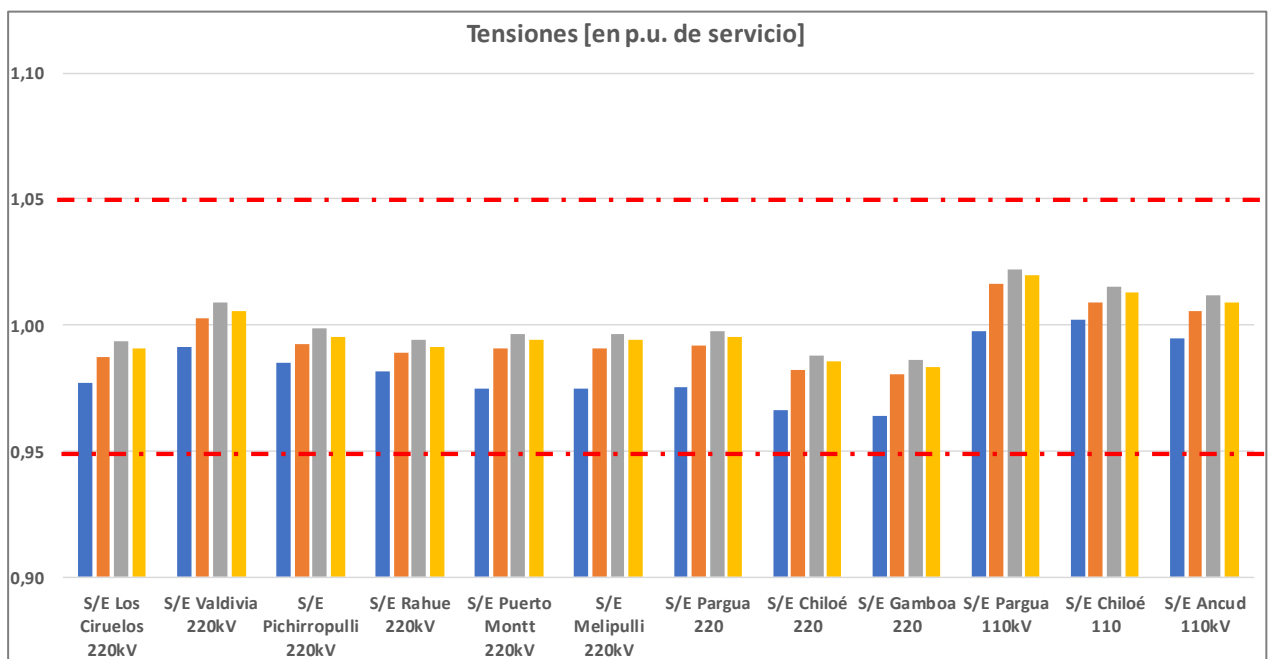


Figura 9-16 – Perfil de tensión en principales nodos de la zona Sur en p.u.- de la tensión de servicio

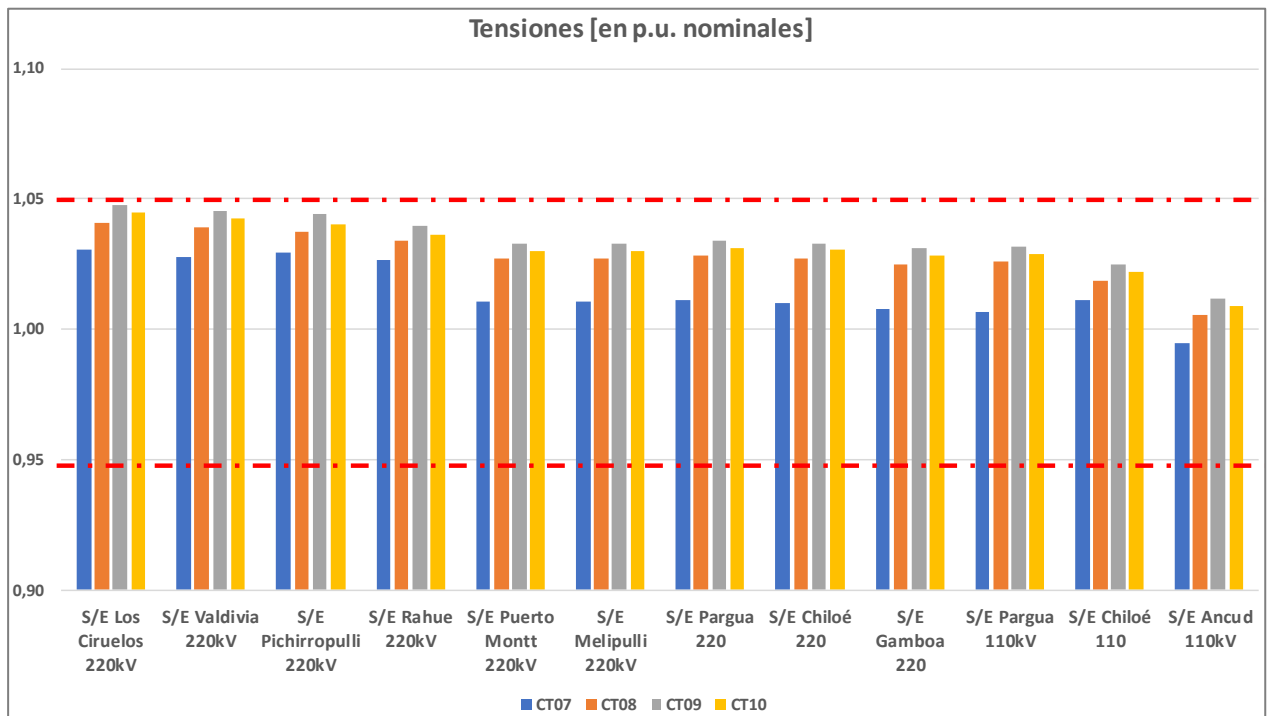


Figura 9-17 – Perfil de tensión en principales nodos de la zona Sur en p.u. de la tensión nominal

De lo anterior, se puede observar que en todos los casos evaluados las tensiones se encuentran dentro de los rangos admisibles de operación. El caso más crítico en cuanto a sobretensiones resulta el CT09, con muy bajas transferencias por el sistema de 220kV en condiciones de demanda baja. Sobre estas condiciones, la apertura del circuito Ciruelos – Cerros de Huichahue (actualmente, previo al seccionamiento en Cerros de Huichahue, se utiliza la apertura de un circuito Ciruelos – Pichirropulli 220kV para el control de tensión en el área) provoca una despreciable disminución de las tensiones, lo cual se encuentra asociado a los bajos niveles de inyección de potencia reactiva ( $\approx 8\text{MVAR}$ ) de la misma.

Sobre estos casos se simula la totalidad de las contingencias del capítulo 8.3, mostrándose en la siguiente figura los máximos y mínimos valores de tensión encontrados en los principales nodos de la zona. De la misma se puede observar que existen contingencias que derivan en tensiones límites (incluso excedidas) en los nodos de 220kV del sur, Pargua, Chiloé y Gamboa, siendo las más críticas la desconexión del circuito Melipulli – Pargua 220kV, Pichirropulli – Rahue C2 y el PE Aurora.

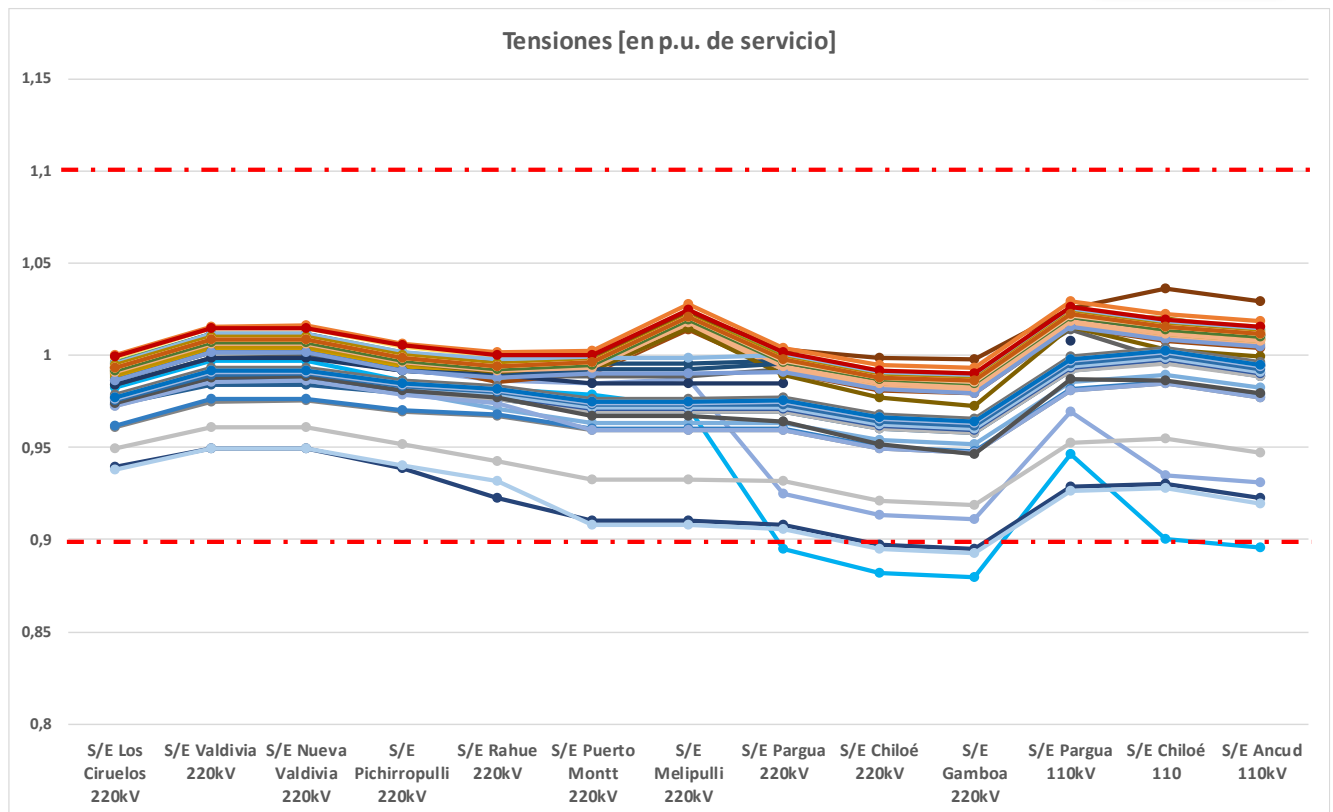


Figura 9-18 – Máximas y mínimas tensiones para todas las contingencias en barras del Sur [en p.u. de la tensión de servicio]

Por problemáticas similares, en el capítulo 8.4 se propuso la modificación de las tensiones de servicio de los nodos de 220kV del extremo sur del SEN (Pargua, Chiloé y Gamboa) sugiriéndose adoptar las tensiones nominales. En referencia a esto, a continuación se presentan los máximos y mínimos valores de tensión post-contingencia en los principales nodos del Sur, referenciados tanto a la tensión de servicio como nominal. De la mismas se puede observar que, las tensiones en nodos de 220kV de Ciruelos a Melipulli se establecen dentro de los niveles admisibles, tanto considerando tensiones de servicio como nominales, mientras que los nodos de 220kV al sur, sólo cumplen con los límites normativos si se referencias a la tensión nominal.

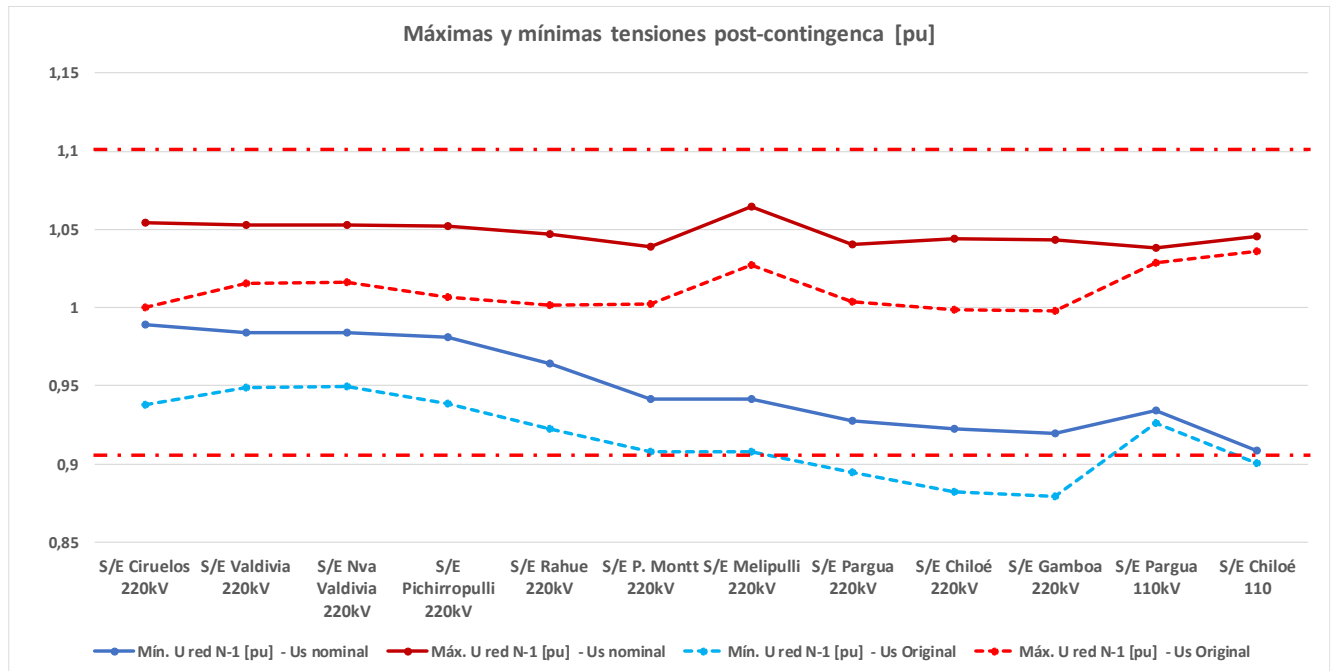


Figura 9-19 – Compara máximas y mínimas tensiones post-contingencia en barras del Sur en p.u. de la tensión de servicio y nominal

Por otra parte, a continuación se presentan los máximos requerimientos de potencia reactiva en los distintos casos de estudio, los cuales presentan analogías con los presentados para los escenarios con disponibilidad del CER de Puerto Montt:

- Desconexión PE Aurora: **58MVar capacitivos**.
- Desconexión Gamboa – Conchi 110kV (pérdida de consumo): **17MVar inductivos**.

Escenario → Condición   sub-ACT		Escenarios Específicos			
		CT07 DA	CT08 DB N+2	CT09 DB	CT10 DB Cir-C.Hui
Red N	Q Mvar	38	-19	-20	-16
Rahue - Puerto Montt C1 220kV	Q Mvar	NC	-32	-27	-22
	ΔQ Mvar	NC	-14	-6	-7
Melipulli - Parga 220kV	Q Mvar	NC	1	-5	1
	ΔQ Mvar	NC	19	15	17
Gamboa - Chonchi 110kV	Q Mvar	21	-19	-22	-17
	ΔQ Mvar	-17	-1	-2	-2
Canutillar U1	Q Mvar	FS	-29	-24	-20
	ΔQ Mvar	FS	-15	-9	-8
PE Aurora	Q Mvar	95	-33	-27	-23
	ΔQ Mvar	58	-15	-7	-7

\*FS: Unidad fuera de servicio - NC: No converge el flujo de cargas

Tabla 9-8 – Máximos requerimientos de potencia reactiva ante contingencias en la Zona Sur

A su vez, se observa una no convergencia en el escenario CT07 ante la desconexión del circuito Rahue – Puerto Montt 220kV y Melipulli – Parga 220kV, las cuales se evalúan mediante simulaciones dinámicas.



En la siguiente figura se presenta la evolución de las tensiones en principales subestaciones del Sur ante la implantación de una falla en la línea Rahue – Puerto Montt C1, implicando a su vez la desconexión del PE Aurora, referenciadas a la tensión de servicio (margen izquierdo) y nominal (margen derecho). En la misma, tal como fue encontrado previamente, se puede observar que las tensiones en los nodos de 220kV del extremo sur se establecen por debajo de 0.9p.u. de la tensión de servicio, condición que se soluciona al referirlas a la tensión nominal de barras.

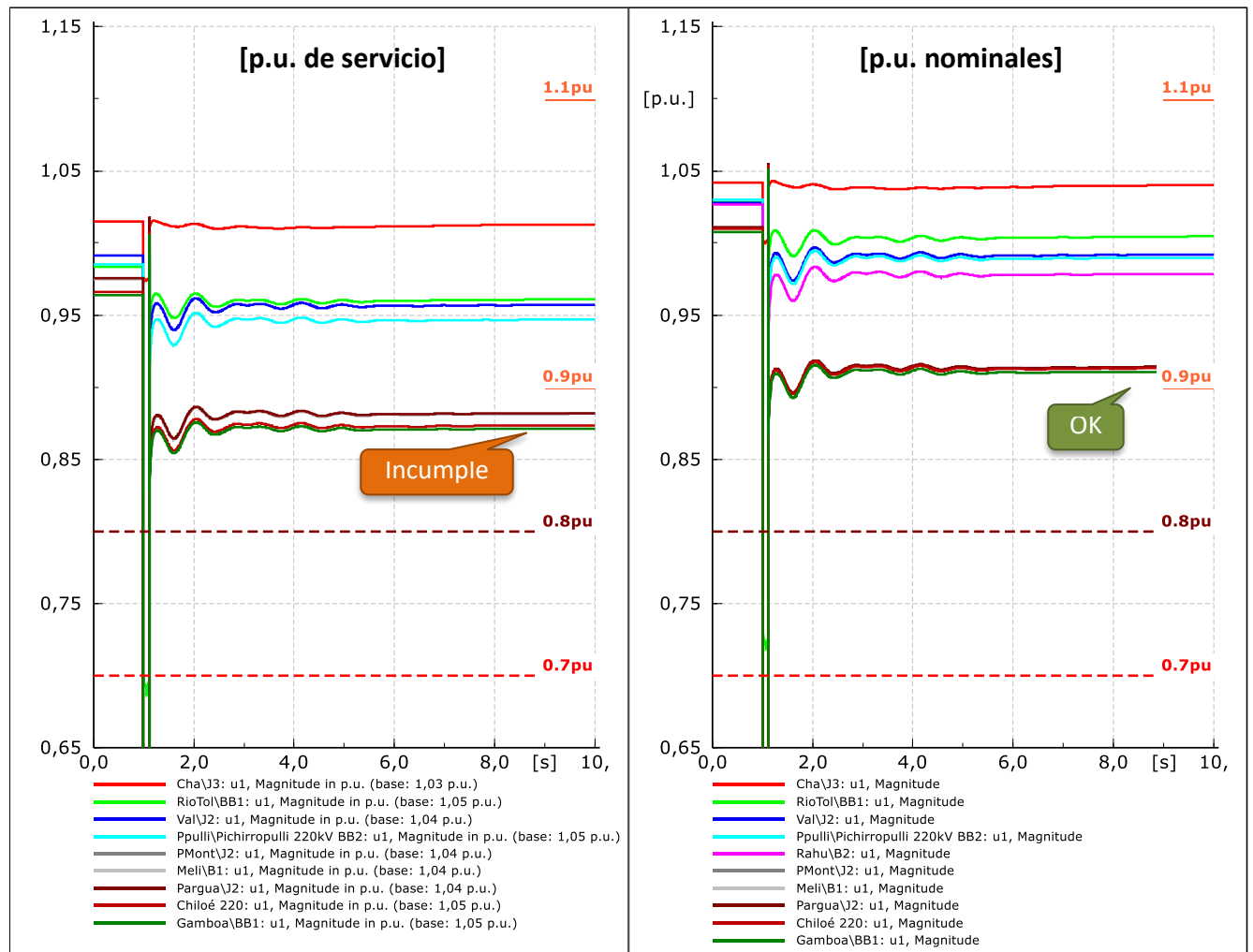


Figura 9-20 - Tensiones del Sur ante F3F en Rahue – Pto Montt C1 – Derecha: en p.u. de servicio / Izquierda: en p.u. nominales

Por otra parte, en la siguiente figura se presenta la evolución de las tensiones ante una falla en la línea Melipulli – Pargua 220kV. En la misma, se puede observar que en este escenarios las tensiones en los nodos de 220kV presentan un pleno cumplimiento de los estándares normativos, ya sea considerando las tensiones de servicio (izquierda) o nominal (derecha).

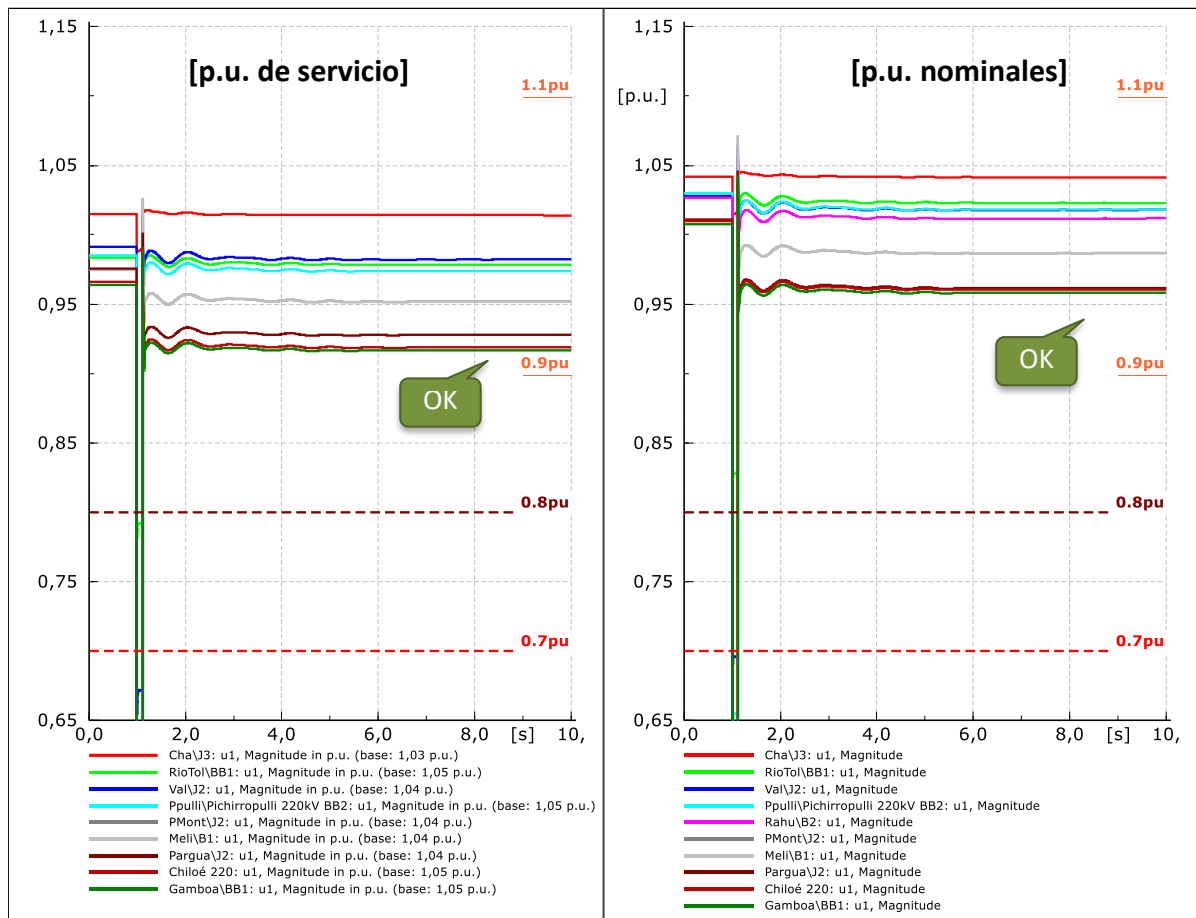


Figura 9-21 - Tensiones del Sur ante F3F en Melipulli – Pargua 220kV – Derecha: en p.u. de servicio / Izquierda: en p.u. nominales

### Conclusiones

En base a lo anterior, se observa que en general el CER de Puerto Montt no presenta una participación preponderante en condiciones normales de operación, no así ante contingencias. En este sentido, en condiciones normales se encuentra factible la operación con el CER de Puerto Montt fuera de servicio por mantenimiento, cumpliendo con los niveles de tensión exigidos.

A pesar de lo anterior, se encuentra que ante la simulación de múltiples contingencias las tensiones en nodos de 220kV del extremo sur del SEN, exceden los límites normativos. Vale destacar que esta condición ya fue analizada en el capítulo 8.4 y, de forma análoga, se propone el ajuste de las tensiones de servicio de las subestaciones Pargua, Chiloé y Gamboa igual a la nominal, evitando así caer en incumplimientos.

Por otra parte, los mayores perfiles de tensión en red completa se presentan cuando el sistema de 220kV se encuentra a mínima carga, en condiciones de mínima demanda. En estas condiciones, aún sin el CER de Puerto Montt, se logra cumplir con los niveles de tensión admisibles. A pesar de esto, en forma de comparación con el recurso operativo actual, se analiza la posibilidad de desconexión de un circuito Ciruelos – Cerros de Huichahue 220kV para el control de tensión de la zona. Del mismo, se encuentra que la apertura de este tramo influye levemente en el nivel de tensión, lo cual se corresponde a que el acortamiento del circuito mediante el seccionamiento en Cerros de Huichahue reduce los montos de potencia reactiva inyectada por la misma.





### 9.3 Análisis sin obras de compensación reactiva Norte Chico

En este apartado se analiza como caso de sensibilidad la operación previa a la concreción de la obra de la compensación reactiva en Nueva Pan de Azúcar, es decir sin disponer de los reactores de barra (2x100MVAR) y del SVC (50/-150MVAR) y considerando la compensación serie de 500kV únicamente en el extremo Pan de Azúcar.

#### Operación diaria con 3 unidades de Guacolda

En este caso se analiza la operación del área del Norte Chico durante un día típico considerando cuatro bloques horarios, para el cual se adopta una condición de hidrología húmeda lo cual deriva en un menor despacho térmico en la zona norte del SEN:

- CT01 (0:00am → 6:00am): Representa la operación nocturna del sistema, en estados de mínima demanda y considerando un aporte ERNC eólico medio.
- CT02 (8:00am → 15:00pm): Representa la operación en condiciones de demanda baja con un alto aporte de las fuentes renovables, tanto solares como eólicas.
- CT03 (15:00pm → 19:00pm): Representa la operación en condiciones de demanda alta con un alto aporte de las fuentes renovables, tanto solares como eólicas.
- CT04 (21:00pm → 23:00pm): Representa la operación de noche, en condiciones de máxima demanda y considerando un aporte ERNC eólico medio.

En línea con los escenarios PCP, en todos estos casos se considera la operación de Guacolda con 3 unidades en servicio, las cuales se presentan a plena potencia en condiciones de nulo aporte fotovoltaico (CT01 y CT04) y a mínimo técnico en horas diurnas, cuando la inyección ERNC resulta maximizada (CT02 y CT03).

A partir de los análisis del Norte Chico sin la concreción de las obras asociadas a la compensación reactiva en Nva. Pan de Azúcar se encuentra que los requerimientos de potencia reactiva inductiva en el área resultan considerablemente incrementados. El principal motivo de este excedente de potencia reactiva en el área se debe a la generada por las líneas de transmisión, la cual resulta incrementada por la indisponibilidad de los recursos asociados a este proyecto.

Hidrología →	HÚMEDA			
Escenarios → Sub-AC T ↓ RCT ↓	CT01 DB-NOCHE	CT02 DB-DÍA	CT03 DA-DÍA	CT04 DA-NOCHE
<b>Norte</b>	<b>-71</b>	<b>-170</b>	<b>-142</b>	<b>-98</b>
ERNC	-25	-136	-112	-20
SVC plus	-26	-25	-24	-26
Reactor	-20	-9	-5	-52
<b>Centro/Sur</b>	<b>-636</b>	<b>-693</b>	<b>-601</b>	<b>-595</b>
Capacitor	5	5	34	34
ERNC	-294	-348	-328	-269
Generador	-49	-45	-25	-43
SVC	-202	-202	-200	-205
Reactor	-96	-103	-82	-113
<b>Demanda</b>	<b>706</b>	<b>863</b>	<b>743</b>	<b>687</b>
Carga	-131	-131	-163	-163
TRF.	-191	-261	-332	-282
Líneas	1206	1259	1208	1245
Intercambio	-178	-4	29	-113
<b>Transferencia</b>				
LCHA-CUM	-822	-716	-707	-493
PAZU-POL	-525	68	72	-177

\*positivo: inyecta potencia reactiva  
\*negativo: absorbe potencia reactiva

Tabla 9-9. Resumen de Escenarios de análisis



Las líneas de transmisión generan un monto de potencia de reactiva cercanos a los 1200MVA<sub>r</sub> (considerando la comprensión serie y shunt de las líneas de 500kV y sin considerar reactores de barra de 500kV) el cual es absorbido por las cargas (inductivas) y transformadores de poder, mientras que el excedente de potencia reactiva debe ser absorbido por los RCT disponibles para evitar el aumento de las tensiones.

En cuanto a los RCT disponibles se encuentra que, en todos los casos, tanto los de la zona norte como centro-sur, se presentan absorbiendo potencia reactiva, con un elevado aprovechamiento de las capacidades individuales de estos. En la siguiente figura se muestra en formato de líneas la potencia reactiva generada (+inyectada/-absorbida) por los distintos tipos de RCT y la consumida por los elementos del sistema (+inyectada/-absorbida), mientras que en formato de barras se ilustra la máxima capacidad de absorción de los RCT, manteniendo la referencia de colores para los distintos escenarios.

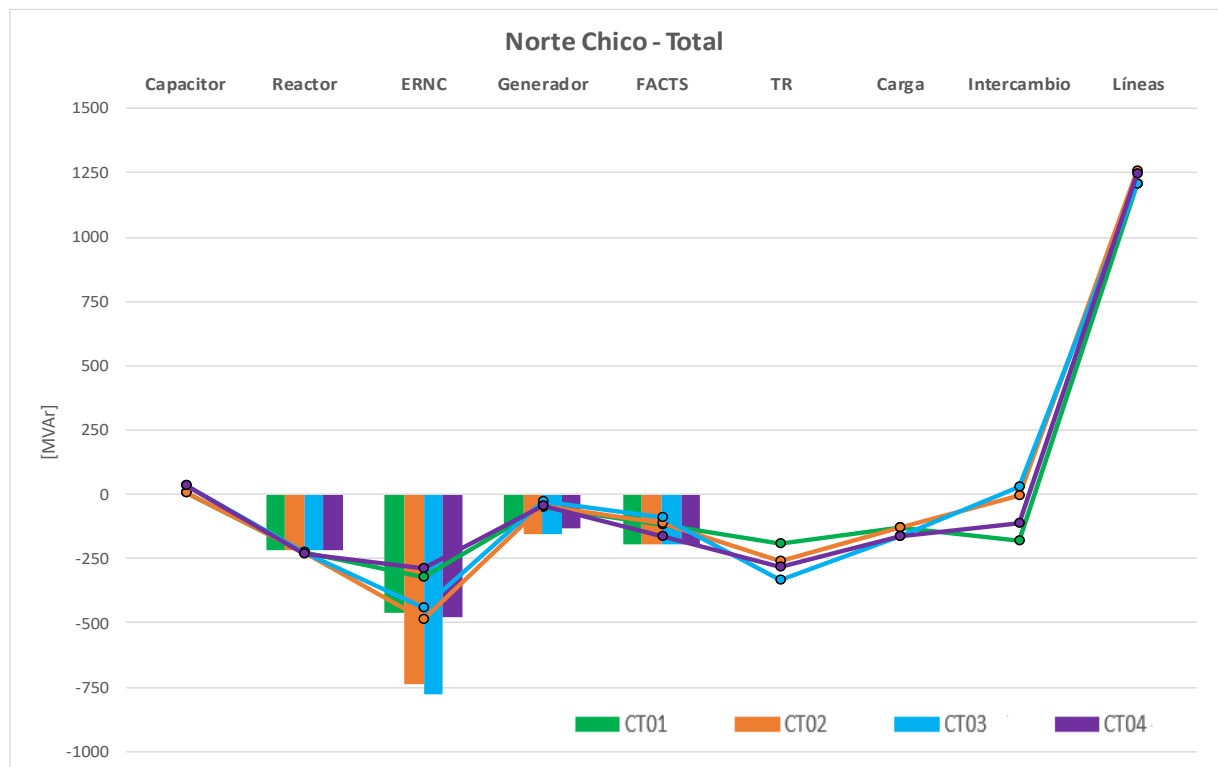


Figura 9-22. Potencia reactiva generada y máxima capacidad de absorción de los RCT

Tal como se mencionó previamente, se puede observar que el sobrante de potencia reactiva se debe principalmente a la generada por las líneas de transmisión, el cual resulta compensado mediante la absorción de los RCT disponibles, distribuidos estos en:

- Reactores de barra: Se presenta un máximo aprovechamiento de la capacidad de estos en todos los casos evaluados, representando un elevado porcentaje en el total de la potencia reactiva absorbida.
- Generadores: En general estos reservan un margen de capacidad para la operación post-contingencia, siendo el RCT con menor participación en la absorción del excedente de potencia reactiva en red N.



- Dispositivos FACTS: Estos elementos se presentan absorbiendo potencia reactiva a un elevado porcentaje de carga, manteniendo un leve margen de reserva para condiciones post-contingencia.
- ERNC: Todos se consideran en modo PQ absorbiendo potencia reactiva a elevados niveles de carga, cuya capacidad varía según los escenarios dispongan o no de generación fotovoltaica. En estos casos, estos elementos representan la mayor proporción en la absorción del excedente de potencia reactiva.

De esta forma, se encuentra que todas las tensiones de barras se establecen dentro de los rangos exigibles para condiciones de operación normal.

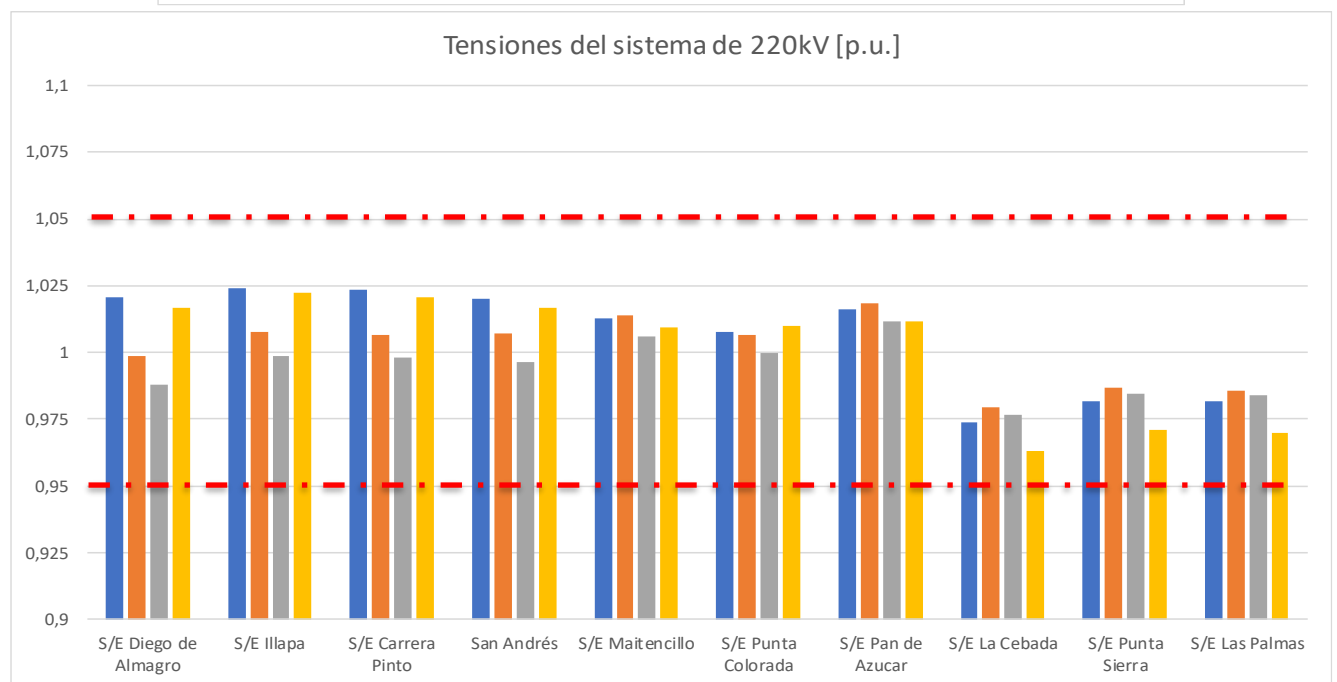
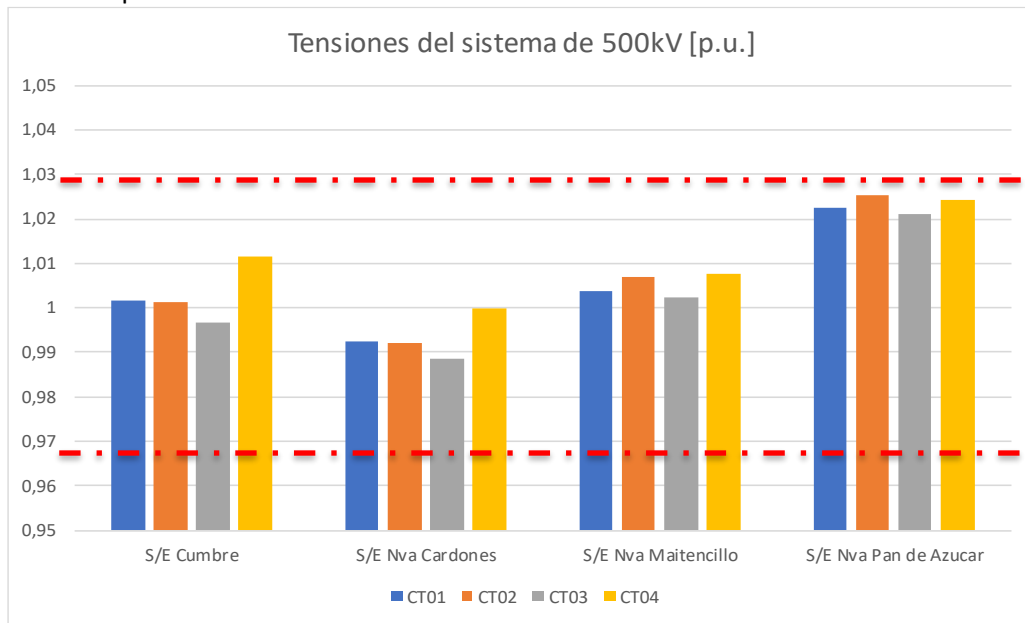


Figura 9-23. Tensiones en barras de 500kV y 220kV del Norte Chico en red N



De esta se puede observar que el nodo más comprometido resulta la S/E Nueva Pan de Azúcar 500kV, cuya tensión se encuentra entre 1.02 y 1.03p.u. en todos los escenarios de estudio. A su vez, se nota que las tensiones en las SS/EE La Cebada, Punta Sierra, Las Palmas 220kV se encuentran por debajo de la tensión de servicio, lo cual se debe exclusivamente a los grandes montos de potencia reactiva absorbida por los parques eólicos de la zona para el cumplimiento de las exigencias sobre la S/E Pan de Azúcar.

Para este conjunto de escenarios se simulan la totalidad de contingencias presentadas en el capítulo 8.3, encontrándose similares resultados en cuanto a fallas críticas y los requerimientos de potencia reactiva asociadas a estas. A continuación, se resumen los principales resultados para las contingencias más críticas, las cuales se traducen en desconexión de líneas de 500kV o el transformador 500/220kV de Cumbre para los

máximos requerimientos de potencia reactiva capacitiva y en la desconexión de reactores de barra para los máximos de potencia reactiva inductiva.

Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB-NOCHE	CT02 DB-DÍA	CT03 DA-DÍA	CT04 DA-NOCHE
Red N	Q Cen/Sur	-145	-148	-108	-156
	Q Norte	-20	-9	-5	-52
	Q Total	-165	-157	-113	-208
LCHAN- CUMB	Q Cen/Sur	-91	-96	-56	-124
	Q Norte	-1	10	15	-41
	Q Total	-92	-86	-41	-165
	ΔQ Cen/Sur	54	52	52	32
	ΔQ Norte	19	20	20	12
	ΔQ Total	73	71	71	44
CUMB- NCARD	Q Cen/Sur	NC	-122	-83	-124
	Q Norte	NC	4	9	-41
	Q Total	NC	-118	-75	-165
	ΔQ Cen/Sur	NC	26	24	32
	ΔQ Norte	NC	14	14	11
	ΔQ Total	NC	40	38	43
NCar-Mai	Q Cen/Sur	-79	-110	-71	-107
	Q Norte	0	6	10	-39
	Q Total	-79	-104	-61	-146
	ΔQ Cen/Sur	66	37	37	49
	ΔQ Norte	20	16	15	13
	ΔQ Total	86	53	52	63
NMai-NPdAz	Q Cen/Sur	-85	-99	-58	-107
	Q Norte	-10	0	5	-44
	Q Total	-95	-99	-53	-152
	ΔQ Cen/Sur	60	49	50	48
	ΔQ Norte	11	10	10	8
	ΔQ Total	71	59	59	57
NPdAz-Pol	Q Cen/Sur	-76	-96	-49	-101
	Q Norte	-10	-1	4	-45
	Q Total	-86	-97	-45	-146
	ΔQ Cen/Sur	69	52	59	55
	ΔQ Norte	10	8	10	8
	ΔQ Total	79	60	68	63
ATR Cumbre 500/220kV	Q Cen/Sur	-146	-122	-78	-160
	Q Norte	-16	76	90	-26
	Q Total	-162	-46	12	-187
	ΔQ Cen/Sur	-1	26	30	-5
	ΔQ Norte	4	86	95	26
	ΔQ Total	3	111	125	22

Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB-NOCHE	CT02 DB-DÍA	CT03 DA-DÍA	CT04 DA-NOCHE
Red N	Q Cen/Sur	-145	-148	-108	-156
	Q Norte	-20	-9	-5	-52
	Q Total	-165	-157	-113	-208
CARD_SR	Q Cen/Sur	-208	-205	-180	-208
	Q Norte	-50	-43	-33	-70
	Q Total	-259	-249	-213	-278
	ΔQ Cen/Sur	-63	-57	-73	-52
	ΔQ Norte	-30	-34	-28	-17
	ΔQ Total	-93	-91	-100	-70
LCHANG_SR	Q Cen/Sur	-186	-187	-157	-188
	Q Norte	-40	-33	-24	-70
	Q Total	-226	-220	-181	-258
	ΔQ Cen/Sur	-41	-39	-49	-32
	ΔQ Norte	-20	-24	-19	-18
	ΔQ Total	-60	-62	-68	-49
Polp 500kV 75 MVar	Q Cen/Sur	-161	-163	-122	-169
	Q Norte	-23	-12	-7	-55
	Q Total	-184	-175	-130	-224
	ΔQ Cen/Sur	-16	-15	-15	-13
	ΔQ Norte	-2	-2	-2	-2
	ΔQ Total	-18	-18	-17	-15

\*NC: No converge el flujo carga

\*FS: Unidad fuera de servicio

Tabla 9-10. Requerimientos de potencia reactiva por contingencias



A su vez, se observa que en todos los casos evaluados (todas las contingencias sobre los cuatro escenarios) las tensiones del área se establecen dentro de las bandas exigidas por NTSyCS para la operación en estados de emergencia.

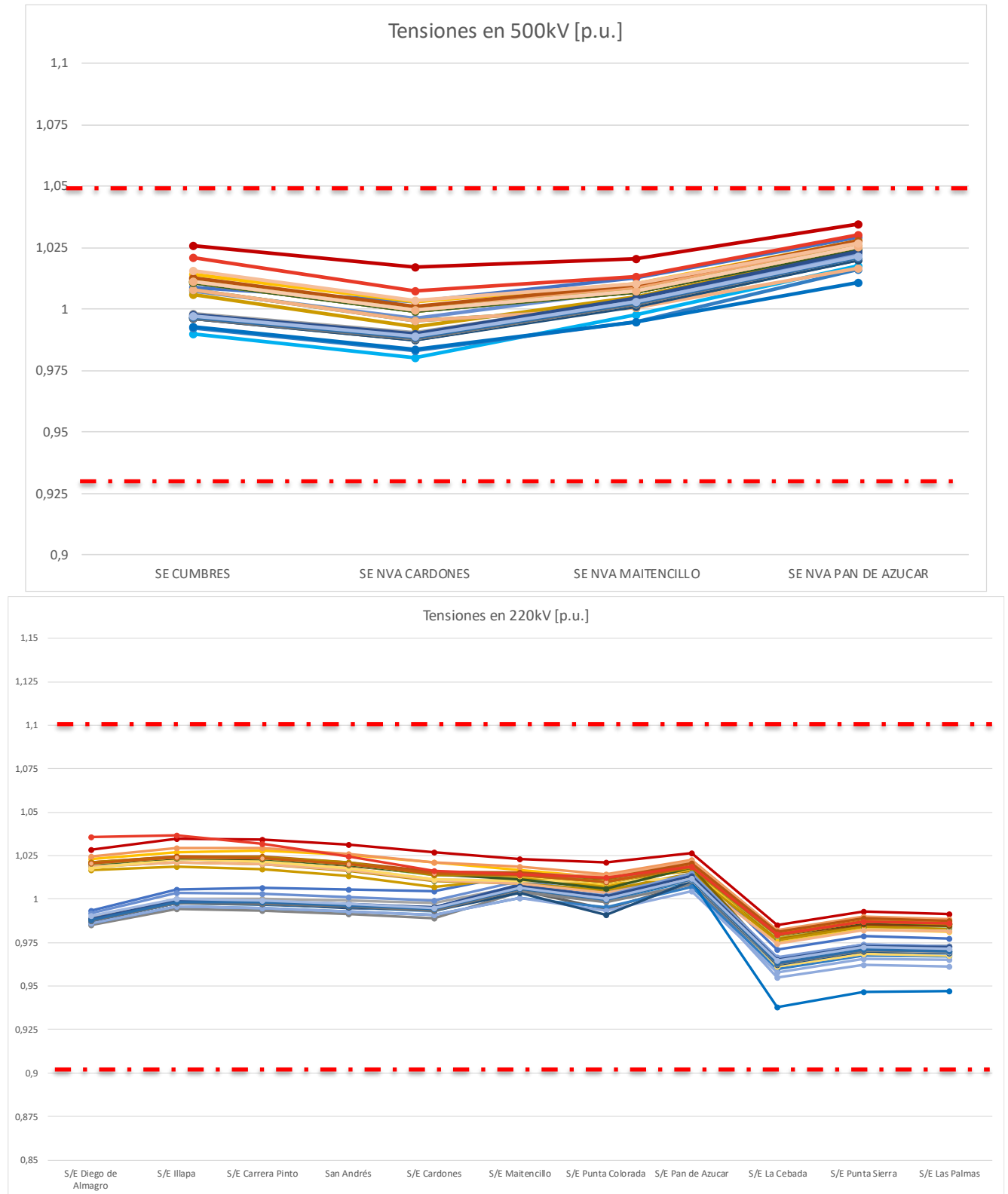


Figura 9-24. Máximas y mínimas tensiones en barras de 500kV y 220kV del Norte Chico en red N-1



Por lo tanto, de las contingencias analizadas se encuentra que los máximos requerimientos de potencia reactiva de los recursos de control de tensión del Norte Chico para afrontar las contingencias son:

- Zona norte: Se requiere de una reserva de **95MVar capacitivos** para afrontar la desconexión del ATR de Cumbre 500/220kV. Además, se requiere de una reserva de **34MVar inductivos** para afrontar la desconexión del reactor de barra de Nueva Cardones 500kV.
- Zona centro+sur: Se requiere de una reserva de **66MVar capacitivos** para afrontar la desconexión de uno de los circuitos de la línea Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500kV. Además, se requiere de una reserva de **73MVar inductivos** para afrontar la desconexión del reactor de barra de Nueva Cardones 500kV.

Se destaca que, al no disponer de los RCT asociados al proyecto de compensación reactiva de Nva. Pan de Azúcar se incrementan los requerimientos en la zona norte del norte chico, al tiempo que disminuyen en la zona centro-sur, manteniendo un total semejante en la totalidad del ACT del Norte Chico.

### Operación con menos RCT

De lo anterior, se puede notar que los RCT disponibles para el control de tensión en el ACT del Norte Chico varían considerablemente con las condiciones de operación en la misma. Es decir, en condiciones normales de operación los principales RCT resultan las plantas ERNC, las cuales a su vez varían según la disponibilidad fotovoltaica, mientras que los principales RCT para la operación post-contingencia resultan los generadores (concentrados en la CT Guacolda) y los dispositivos FACTS.

En base a lo anterior, en este apartado se analiza la sensibilidad en la disponibilidad de estos RCT, sean estos las plantas ERNC o unidades de generación, en la operación del ACT previa a la concreción del proyecto de compensación reactiva en Nva. Pan de Azúcar. Para ello, se construyen distintos casos de operación de interés:

- CT01 – CT05 – CT06: El CT01 coincide con el homónimo del análisis anterior, el cual contiene 3 unidades de Guacolda en condiciones de demanda baja de noche, sin inyección ERNC Solar. Bajo este marco, se construyen casos con un menor número de unidades de generación en la CT Guacolda, 2 unidades (CT05) y 1 unidad (CT06). A su vez, se destaca que en todos estos casos se considera un aporte ERNC eólico medio.
- CT07 – CT08: Estos casos contemplan escenarios de noche sin viento, con nula inyección ERNC. Para esto se deberán considerar RCT adicionales a los disponibles lo cual se traduce en un mayor número de unidades en la CT Guacolda (despacho forzado) o control de tensión por parte de las plantas ERNC solares en condición de noche.

### Sensibilidad con el número de unidades de Guacolda

En primera instancia se analiza la operación variando el número de unidades disponibles en la CT Guacolda, y por lo tanto, los RCT disponibles tanto en condiciones de red N como así también para el control post-contingencia. En general, se puede observar que al disminuir la capacidad de la CT Guacolda, se



incrementan las solicitudes de potencia reactiva a los demás RCT y un incremento de las tensiones en el ACT.

A pesar de esto, se observa que en todos los casos, incluso con una única unidad en la CT, los recursos disponibles resultan suficientes para el sostenimiento de las tensiones dentro de los niveles exigidos por NTSyCS para condiciones de operación normal. A su vez, se observa que sumado a la disminución de la reserva de potencia reactiva para contingencia derivada de la indisponibilidad de unidades en la CT Guacolda, esta disminuye debido a una mayor utilización de las capacidades de los dispositivos FACTS en red completa.

En la siguiente figura se muestra en formato de líneas la potencia reactiva generada (+inyectada/-absorbida) por los distintos tipos de RCT y la consumida por los elementos del sistema (+inyectada/-absorbida), mientras que en formato de barras se ilustra la máxima capacidad de absorción de los RCT, manteniendo la referencia de colores para los distintos escenarios.

Hidrología→ Escenarios→ Sub-AC T ↓ RCT↓	HÚMEDA		
	CT01 DB-NOCHE	CT05 DB-NOCHE	CT06 DB-NOCHE
	3 Guac.	2 Guac.	1 Guac.
<b>Norte</b>	<b>-71</b>	<b>-86</b>	<b>-98</b>
<b>ERNC</b>	-25	-25	-25
<b>SVC plus</b>	-26	-26	-26
<b>Reactor</b>	-20	-35	-46
<b>Centro/Sur</b>	<b>-636</b>	<b>-667</b>	<b>-665</b>
<b>Capacitor</b>	5	5	5
<b>ERNC</b>	-294	-294	-316
<b>Generador</b>	-49	-46	-29
<b>SVC</b>	-202	-204	-206
<b>Reactor</b>	-96	-128	-119
<b>Demanda</b>	<b>706</b>	<b>751</b>	<b>757</b>
<b>Carga</b>	-131	-131	-131
<b>TRF.</b>	-191	-168	-151
<b>Líneas</b>	1206	1280	1327
<b>Intercambio</b>	-178	-230	-287
<b>Transferencia</b>			
<b>LCHA-CUM</b>	-822	-657	-515
<b>PAZU-POL</b>	-525	-500	-500

\*positivo: inyecta potencia reactiva  
\*negativo: absorbe potencia reactiva

Tabla 9-11. Resumen de Escenarios de análisis

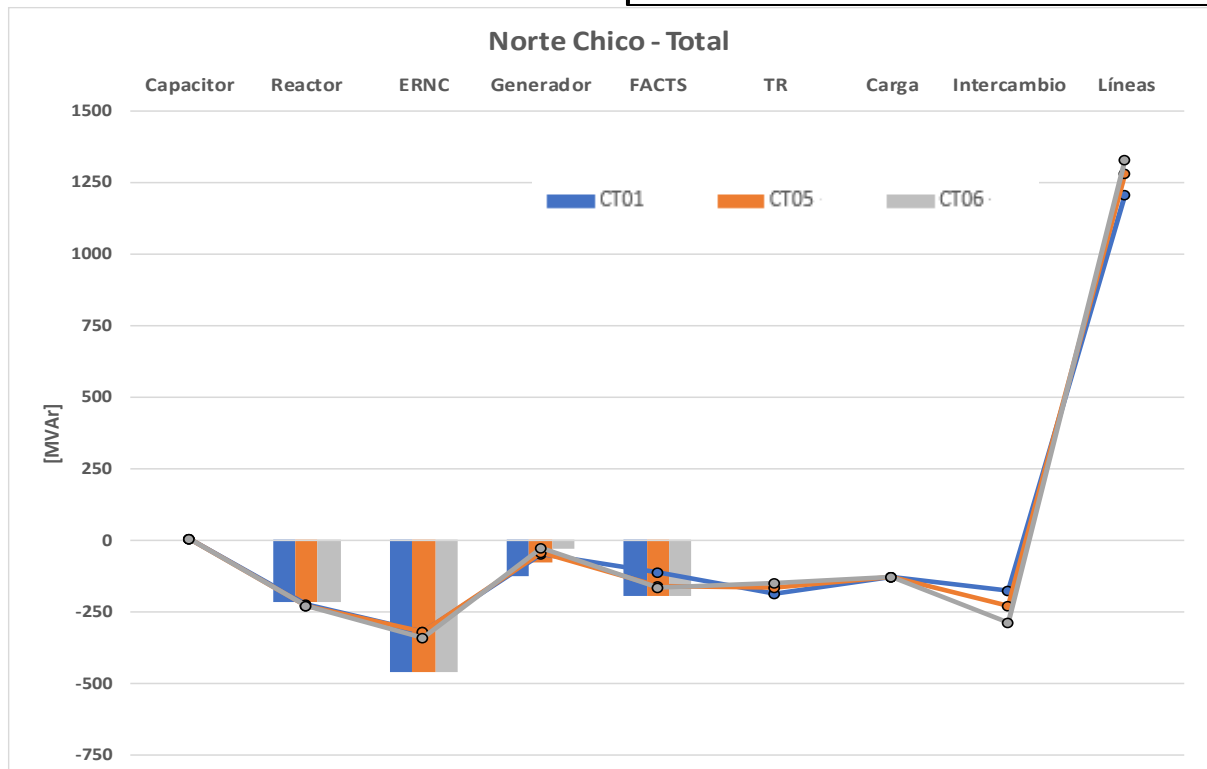


Figura 9-25. Tensiones en barras de 500kV y 220kV del Norte Chico en red N



Por otra parte, a continuación se presentan los perfiles de tensión en los principales nodos de 500kV como de 220kV del ACT, pudiéndose notar un claro incremento de la misma a medida que disminuye el control de tensión de la CT Guacolda y, por lo tanto, del ACT. A pesar de esto, en todos los casos las tensiones se mantienen dentro de los niveles normativos para condiciones de red N.

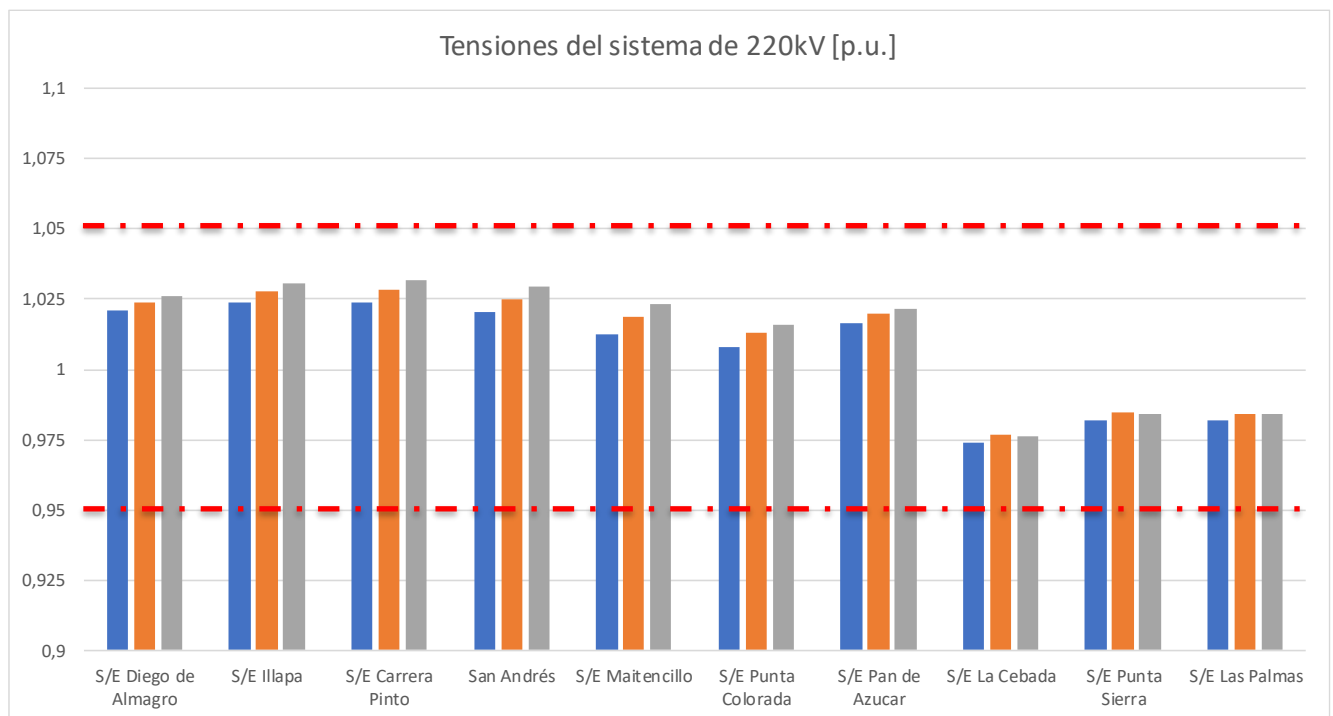
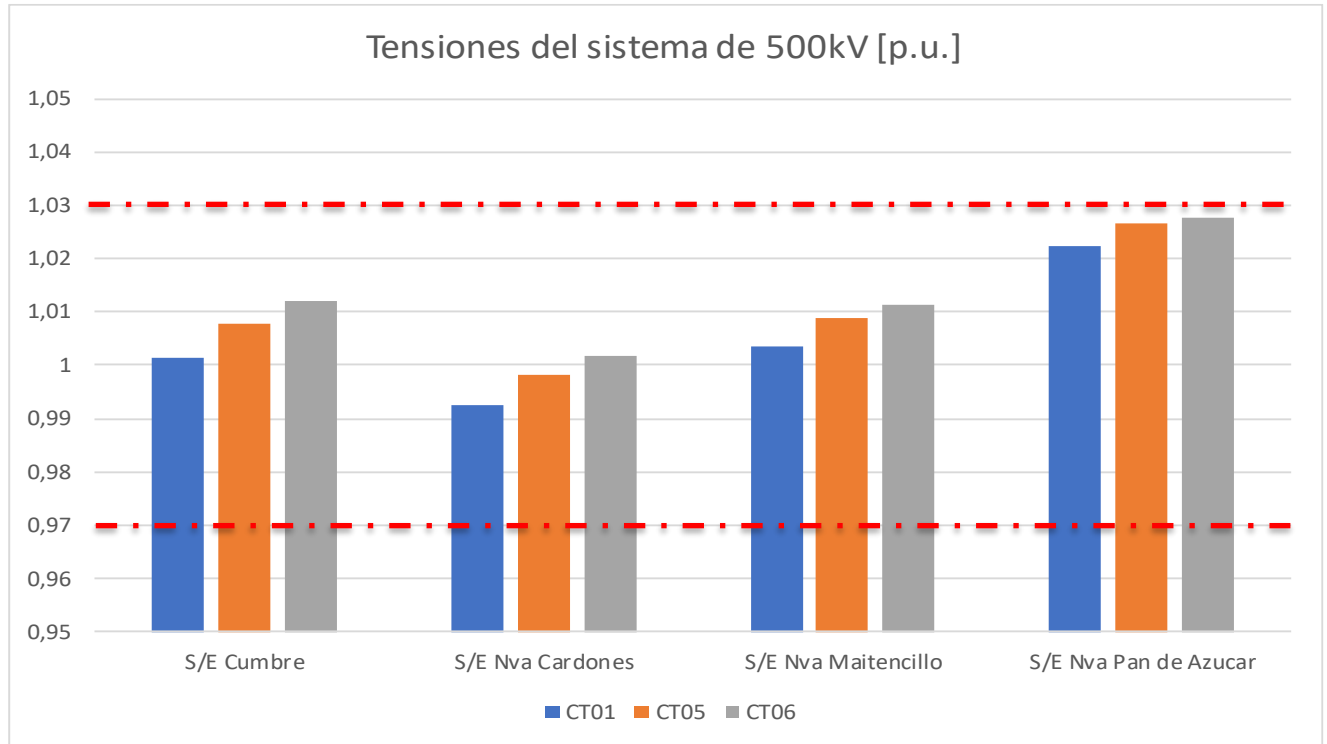


Figura 9-26. Tensiones en barras de 500kV y 220kV del Norte Chico en red N





A su vez, de la simulación del conjunto de contingencias de interés en al área, se encuentra que a pesar de los bajos niveles de reserva todas las tensiones de barras se establecen dentro del rango exigibles para condiciones de emergencia.

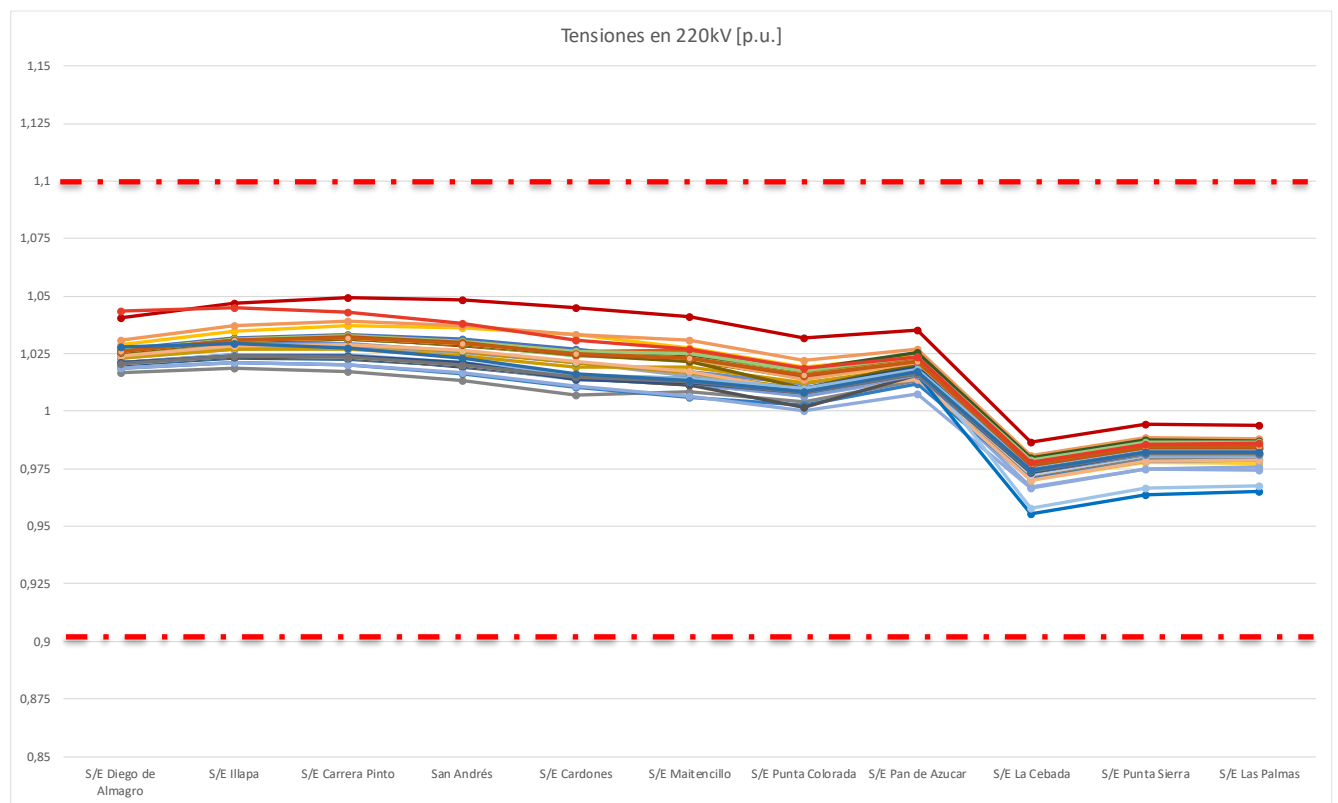
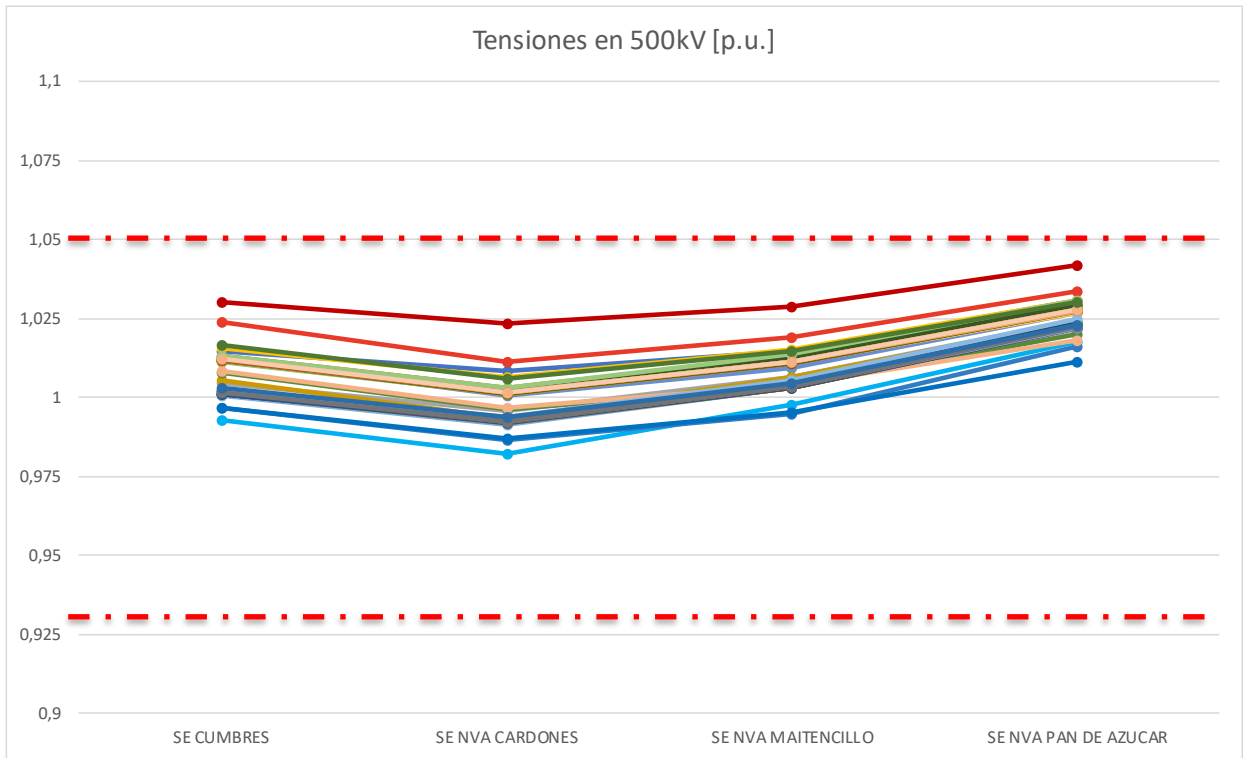


Figura 9-27. Máximas y mínimas tensiones en barras de 500kV y 220kV del Norte Chico en red N-1



### Sensibilidad con la indisponibilidad de generación ERNC

En segundo lugar se analiza la influencia de las plantas ERNC para el control de tensión en condiciones de red completa, para lo cual se desarrollan escenarios de noche con nula inyección eólica. En este contexto, previo a la concreción de la obra de compensación reactiva en Nueva Pan de Azúcar, se encuentra que con los RCT en general disponibles (FACTS y 3 unidades de Guacolda) no resulta suficiente para el control de las tensiones en condiciones normales. Para ello, se procede al análisis de dos condiciones particulares que permitan el control de tensiones del ACT:

- CT07: Despacho forzado de la CT Guacolda, operando con las 5 unidades en servicio.
- CT08: Utilización de las plantas fotovoltaicas para el control de tensión de noche mediante la absorción de potencia reactiva en un valor fijo (PQ).

De la tabla se puede notar que en el caso CT07 el ACT presenta un excedente de 512MVAR los cuales deben ser absorbidos por los RCT disponibles, los cuales se redistribuyen principalmente en las 5 unidades de Guacolda, los dispositivos FACTS y los reactores de barras, haciendo un máximo aprovechamiento de los mismos. Por otra parte, el CT08 presenta un excedente de 605MVAR (el mayor excedente respecto al CT07 se debe a un menor intercambio con las restantes ACT) el cual resulta absorbido por los FACTS, las 3 unidades de Guacolda, los reactores de barra y 160MVAR adicionales resultan compensados en plantas fotovoltaicas.

Hidrología→	HÚMEDA	
Escenarios→	CT07	CT08
Sub-ACT ↓	SIN ERNC	FV noche
RCT ↓	5 Guac.	3 Guac.
<b>Norte</b>	<b>-81</b>	<b>-105</b>
ERNC		-40
SVC plus	-26	-25
Reactor	-56	-40
<b>Centro/Sur</b>	<b>-438</b>	<b>-503</b>
Capacitor	10	10
ERNC		-120
Generador	-108	-66
SVC	-206	-205
Reactor	-135	-122
<b>Demanda</b>	<b>512</b>	<b>605</b>
Carga	-131	-131
TRF.	-154	-112
Líneas	1345	1388
Intercambio	-547	-540
<b>Transferencia</b>		
LCHA-CUM	-505	-375
PAZU-POL	-444	-593

\*positivo: inyecta potencia reactiva  
\*negativo: absorbe potencia reactiva

Tabla 9-12. Resumen de Escenarios de análisis

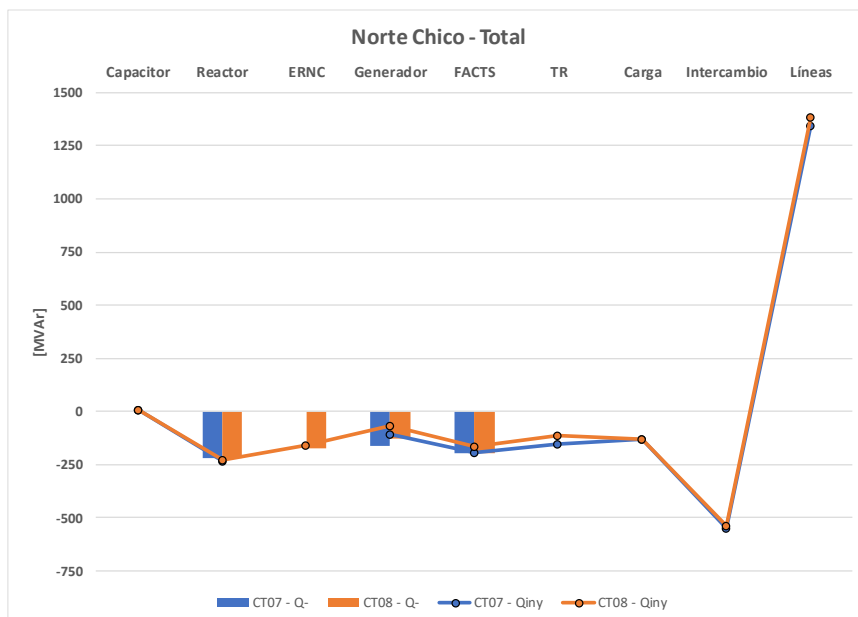


Figura 9-28. Tensiones en barras de 500kV y 220kV del Norte Chico en red N



De esta forma se observa que las tensiones se mantienen dentro de los rangos normativos, siendo las barras de la S/E Pan de Azúcar 500kV las más críticas, estableciéndose próximo al límite (1.03 p.u.). Se destaca que estos valores se encuentran normalizados a la tensión de servicio.

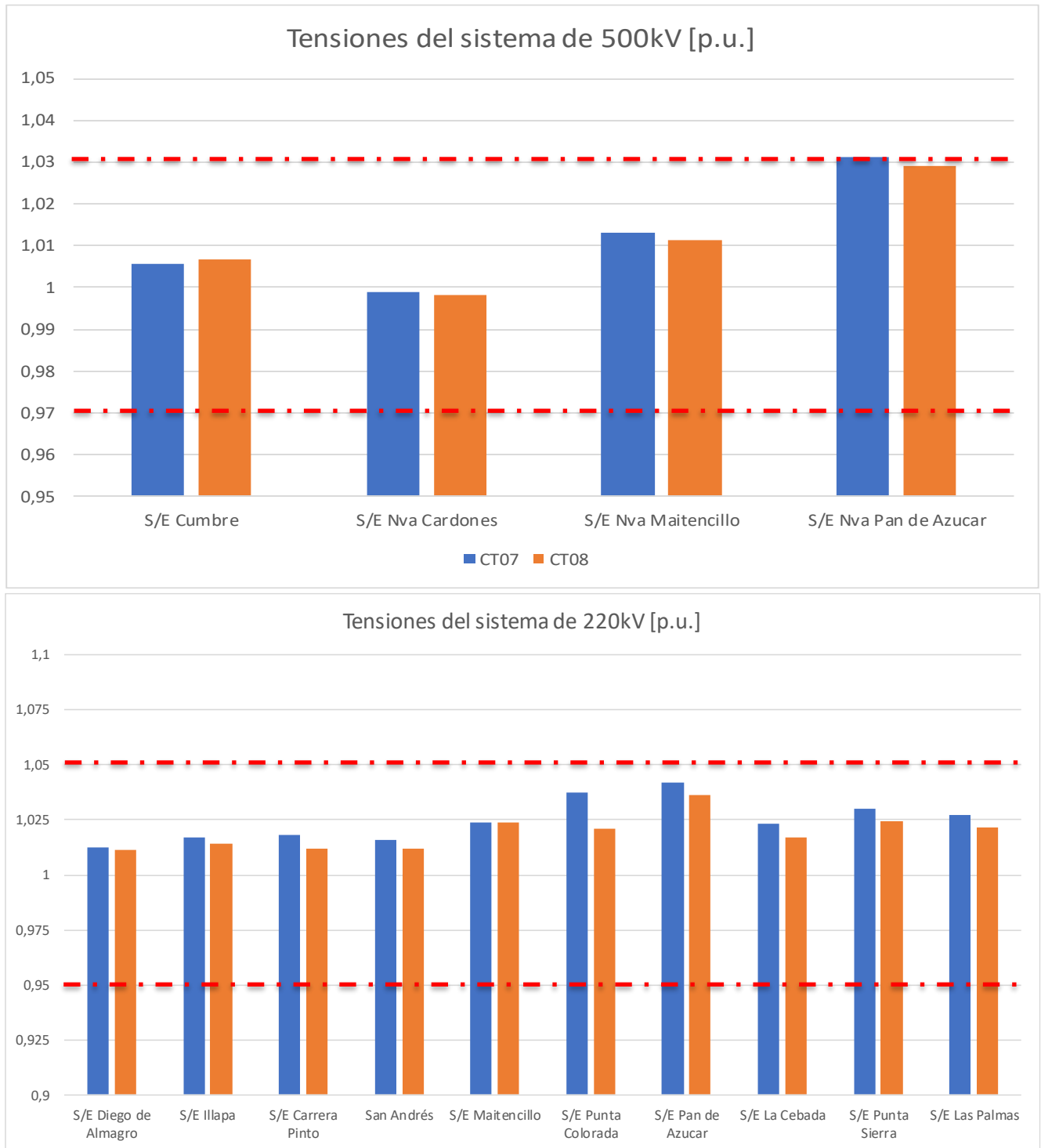


Figura 9-29. Tensiones en barras de 500kV y 220kV del Norte Chico en red N



A su vez, ante la simulación del conjunto de contingencias en estudio, se encuentra que todas las tensiones del ACT se mantienen dentro de los rangos exigibles para la operación en condiciones de emergencia.



Figura 9-30. Máximas y mínimas tensiones en barras de 500kV y 220kV del Norte Chico en red N-1



Finalmente, en las siguientes tablas se indican las mayores variaciones de potencia reactiva en los RCT (FACTS y unidades de generación) ante las principales contingencias, tanto para los escenarios que analizan la sensibilidad en las unidades de Guacolda como así también los que presentan nula generación eólica. De esta se puede observar que las solicitudes de potencia reactiva no resultan incrementadas respecto a los escenarios de operación normal, manteniéndose en el mismo orden o incluso menores.

Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB-NOCHE	CT05 DB-NOCHE	CT06 DB-NOCHE	CT07 SIN ERNC 5Guac	CT08 SIN ERNC 3Guac	Escenario → Condición   sub-ACT		CT01 DB-NOCHE	CT05 DB-NOCHE	CT06 DB-NOCHE	CT07 SIN ERNC 5Guac	CT08 SIN ERNC 3Guac
Red N	Q Cen/Sur	-145	-174	-148	-243	-189	Red N	Q Cen/Sur	-145	-174	-148	-243	-189
	Q Norte	-20	-35	-46	-56	-40		Q Norte	-20	-35	-46	-56	-40
	Q Total	-165	-209	-195	-299	-228		Q Total	-165	-209	-195	-299	-228
LCHAN- CUMB	Q Cen/Sur	-91	-146	-121	-234	NC	CARD_SR	Q Cen/Sur	-208	-207	-171	-282	-230
	Q Norte	-1	-20	-36	-51	NC		Q Norte	-50	-70	-69	-70	-70
	Q Total	-92	-167	-157	-284	NC		Q Total	-259	-277	-240	-352	-300
	ΔQ Cen/Sur	54	28	27	10	NC		ΔQ Cen/Sur	-63	-33	-23	-39	-41
	ΔQ Norte	19	15	11	5	NC		ΔQ Norte	-30	-35	-23	-14	-30
	ΔQ Total	73	43	38	14	NC		ΔQ Total	-93	-67	-46	-53	-71
CUMB- NCARD	Q Cen/Sur	NC	-147	-120	-225	-166	LCHANG_SR	Q Cen/Sur	-186	-195	-168	-264	-215
	Q Norte	NC	-19	-34	-42	-28		Q Norte	-40	-59	-70	-70	-58
	Q Total	NC	-166	-153	-267	-195		Q Total	-226	-255	-237	-334	-272
	ΔQ Cen/Sur	NC	27	28	18	22		ΔQ Cen/Sur	-41	-21	-20	-21	-26
	ΔQ Norte	NC	16	13	14	11		ΔQ Norte	-20	-24	-23	-15	-18
	ΔQ Total	NC	43	41	32	33		ΔQ Total	-60	-45	-43	-36	-44
NCar-Mai	Q Cen/Sur	-79	-124	-99	-201	-145	Polp 500kv 75 MVAR	Q Cen/Sur	-161	-185	-163	-251	-200
	Q Norte	0	-15	-31	-39	-25		Q Norte	-23	-54	-53	-52	-51
	Q Total	-79	-139	-130	-239	-170		Q Total	-184	-239	-215	-303	-251
	ΔQ Cen/Sur	66	50	49	42	43		ΔQ Cen/Sur	-16	-11	-14	-8	-12
	ΔQ Norte	20	20	16	17	15		ΔQ Norte	-2	-19	-6	4	-11
	ΔQ Total	86	70	64	59	58		ΔQ Total	-18	-30	-21	-4	-23
NMAi-NPdAz	Q Cen/Sur	-85	-125	-98	-202	-137	*NC: No converge el flujo carga *FS: Unidad fuera de servicio						
	Q Norte	-10	-23	-37	-46	-31							
	Q Total	-95	-147	-134	-248	-168							
	ΔQ Cen/Sur	60	50	51	41	51							
	ΔQ Norte	11	12	10	10	9							
	ΔQ Total	71	62	60	50	60							
NPdAz-Pol	Q Cen/Sur	-76	-118	-95	-214	-139							
	Q Norte	-10	-23	-38	-49	-33							
	Q Total	-86	-141	-133	-263	-172							
	ΔQ Cen/Sur	69	56	53	29	50							
	ΔQ Norte	10	12	9	7	7							
	ΔQ Total	79	68	62	36	57							

Tabla 9-13. Requerimientos de potencia reactiva por contingencias



## Principales resultados

A partir de los análisis del Norte Chico sin la concreción de las obras asociadas a la compensación reactiva en Nva. Pan de Azúcar se encuentra que los requerimientos de potencia reactiva inductiva en el área resultan considerablemente incrementados. El principal motivo de este excedente de potencia reactiva en el área se debe a la generada por las líneas de transmisión, la cual resulta incrementada por la indisponibilidad de los recursos asociados a este proyecto.

Las líneas de transmisión generan un monto de potencia de reactiva entre 1200-1400MVar (considerando la comprensión serie y shunt de las líneas de 500kV y sin considerar reactores de barra de 500kV). De este monto, un porcentaje resulta absorbido por las cargas (130-160MVar) y transformadores de poder (110-330MVar). Por otra parte, importantes montos (0-550MVar) resultan transferidos a las ACT adyacentes, mientras que el excedente de potencia reactiva, entre 500-860MVar, debe ser absorbido por los RCT disponibles para evitar el aumento de las tensiones. Vale aclarar que el reactor de barra de 500kV de Los Changos se considera externo al ACT en estudio, por lo que en las tablas resúmenes los 175MVar absorbidos por este se pueden visualizar a través de los intercambios con las otras ACT y no en los RCT Reactores.

En general los recursos disponibles resultan suficiente para la compensación del excedente de reactiva (reactores de barra, plantas ERNC, generadores y dispositivos FACTs), no obstante, se pueden presentar condiciones (escenarios de noche con nula inyección ERNC) en las cuales se requieran RCT adicionales para el sostenimiento de las tensiones dentro de los niveles exigidos. Para esto se analizó, de forma no simultánea, la operación con un despacho de 5 unidades en la CT Guacolda (forzado) y con plantas fotovoltaicas absorbiendo potencia reactiva en condiciones de nula generación (160MVar), encontrándose que ambos casos resultan factibles.

De este análisis resulta que las condiciones más exigentes para el control de las tensiones se encuentran en la S/E Nueva Pan de Azúcar 500kV en red completa, cuya tensión se encuentra entre 1.02 y 1.03p.u. de la tensión de servicio (512kV) en todos los escenarios de estudio, mientras que no se detectan condiciones críticas de operación post-contingencia.

Los máximos requerimientos de potencia reactiva para afrontar las contingencias son:

- Zona norte: Se requiere de una reserva de **95MVar capacitivos** para afrontar la desconexión del ATR de Cumbre 500/220kV. Además, se requiere de una reserva de **34MVar inductivos** para afrontar la desconexión del reactor de barra de Nueva Cardones 500kV.
- Zona centro+sur: Se requiere de una reserva de **66MVar capacitivos** para afrontar la desconexión de uno de los circuitos de la línea Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500kV. Además, se requiere de una reserva de **73MVar inductivos** para afrontar la desconexión del reactor de barra de Nueva Cardones 500kV.



## 10 ANÁLISIS DE DEFINICIONES DE LOS SSCC DE CONTROL DE TENSION

### 10.1 Definiciones CNE (RE) N° 801

#### **SERVICIO DE CONTROL DE TENSION (CT)**

Los servicios de Control de Tensión corresponden a aquellos servicios que permiten **mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico dentro de una banda predeterminada**, establecida en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

Al diseñar el requerimiento del servicio, el **Coordinador** podrá exigir, entre otros aspectos, el **mínimo de reserva requerido** por oferente y el **requerimiento de controladores de tensión automáticos**.

El Coordinador podrá requerir a un conjunto de instalaciones la implementación de un **controlador conjunto de tensión**, con el fin de mantener la tensión en una barra en un valor definido.

### 10.2 Propuestas y recomendaciones

A partir del análisis del desempeño sistémico se realiza una revisión de las definiciones de los SSCC con el objetivo de proponer modificaciones y/o mayores especificaciones a cada categoría para que resulten acordes a los requerimientos particulares SEN. A continuación, se presentan las propuestas presentadas. De forma general, se considera conveniente que el SSCC de control de tensión se dividido en dos categorías:

#### **Mínima Inercia**

- **Justificación del servicio**  
En determinadas áreas del sistema puede existir requerimientos de mínima inercia asociados a problemas de inestabilidad en tensión o angular ante contingencias. Este fenómeno no se encuentra asociado a problemas de inestabilidad en frecuencia que puedan solucionarse con recursos tales como control rápido de frecuencia, sino que se asocian a comportamientos dinámicos transitorios (tiempos menores a 1 segundo) en donde interactúan las inercias de las unidades sincrónicas con los controles de tensión.
- **Definición propuesta**  
Corresponde al despacho de unidades sincrónicas para que determinada área pueda sobrellevar una contingencia simple sin pérdida de estabilidad con el resto del sistema.
- **Consideraciones específicas**  
El servicio podrá ser prestado por unidades sincrónicas que cumplan con los parámetros de desempeño asociados al control de tensión acorde a los requerimientos de la NTSyCS.
- **Consideraciones complementarias**  
El control de tensión por parte de elementos que no aporten inercia (ERNC o FACT), a pesar de no poder reemplazar estrictamente el requerimiento principal, puede mejorar el desempeño transitorio post-contingencia y mitigar parcialmente los requerimientos de inercia. Los recursos que atiendan a este requerimiento pueden ser:



- Dispositivos FACTS
- Proyectos ERNC con control de tensión con tiempo de establecimiento menor al segundo.

### **Control de Tensión**

- **Definición original**

Corresponde a acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

- **Consideraciones complementarias**

Se considera evaluar la conveniencia de contemplar una categoría particular para englobar aquellas unidades que ofrezcan reservas de potencia reactiva por fuera de las exigencias asociadas a la NTSyCS, lo cual contempla:

- Unidades sincrónicas con factor de potencia disponible mayor al exigido por norma.
- Proyectos renovables disponibles para control de tensión en ausencia de recurso primario.

- **Especificación propuesta**

En lo que respecta a los parámetros de desempeño de los recursos se contempla que:

- *Unidades Sincrónicas:* Acorde a NTSyCS, excepto que se presenten requerimientos adicionales específicos y las mismas puedan prestarlos.

- *FACT:* En la actualidad no existen a nivel normativo una metodología para evaluar el desempeño de este tipo de equipamiento. Si bien en general este tipo de dispositivos se incorporan en el sistema para dar respuesta a problemas concretos, podría ser interesante plantear una definición general para hacer una evaluación de funcionamiento de los mismos a lo largo del tiempo respecto a su desempeño de diseño inicial.

- *Proyectos ERNC:*

Del análisis del desempeño del SEN sumado a las capacidades reales que pueden tener los proyectos renovables, se sugiere hacer una distinción contemplando las siguientes categorías:

- Para el control de las tensiones en red completa, se puede solicitar el aporte de potencia reactiva sin control dinámico de tensión, aun en ausencia de su recurso primario.
- Para el control de tensión permanente post-contingencia, se debe asegurar una respuesta de los proyectos en un tiempo menor a los 20 segundos, para lograr un establecimiento de la tensión dentro de las bandas acorde a las exigencias normativas. Teniendo en cuenta la capacidad real de los proyectos existentes es la actualidad, se considera conveniente proponer para tal fin un control de tensión con un tiempo de establecimiento del orden de los 5 segundos.

Para cuestiones específicas en donde se requiera atender a problemas de estabilidad transitoria post-contingencia, se requerirá tiempos de establecimiento menores al segundo. Este punto resulta similar a las consideraciones complementarias de mínima inercia, por lo que ambos puntos podrían unirse en una categoría independiente.





## 11 REFERENCIAS

---

- [1] Informe Inicial Base de Datos - <<EE-ES-2019-0324-RB>>. Estudios Eléctricos, marzo 2019.
- [2] Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC – Informe Final. ABB, diciembre de 2015.
- [3] Generation Control – Tuning Guide: Application Manual. VENTYX, abril de 2014.
- [4] Automatic Generation Control (AGC): Function Description. VENTYX, octubre de 2014.
- [5] Resolución Exenta N° 801. Informe de Definición de Servicios Complementarios versión definitiva. Comisión Nacional de Energía, diciembre 2018.
- [6] Análisis de la operación interconectada en Fase 4 Informe Final– Parte#2. Coordinador Eléctrico Nacional, agosto 2018.
- [7] Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas – Informe Final. Coordinador Eléctrico General, Gerencia de Operación, diciembre 2018.
- [8] Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados Estudio 1 - Control de Frecuencia y Distribución de Reservas para Control Primario y Secundario - Informe Final. Coordinador Eléctrico Nacional, marzo 2017.
- [9] Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo – Informe Técnico Definitivo. Comisión Nacional de Energía, julio 2018.
- [10] Informe de definición y programación de Servicios Complementarios año 2018. Marzo 2019