

---

# ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

Informe Preliminar

---

GERENCIA DE OPERACIÓN

Septiembre 2020

**Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva**  
**Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos**

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	15-09-2020	Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Nicolás Cáceres G. Flavio Serey L.	Victor Velar G.

# Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO .....	4
1.1	Área de Control de Tensión Norte Grande .....	5
1.2	Área de Control de Tensión Norte Chico .....	6
1.3	Área de Control de Tensión Centro .....	7
1.4	Área de Control de Tensión Centro - Sur .....	9
1.5	Área de Control de Tensión Sur .....	10
1.6	Resumen Requerimientos de Potencia Reactiva .....	11
2	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS .....	12
3	ANTECEDENTES.....	13
3.1	Antecedentes Normativos .....	13
3.2	Bases Técnicas .....	15
3.3	Antecedentes para el Desarrollo del Estudio .....	18
3.4	Metodología.....	22
4	DESARROLLO DEL ESTUDIO .....	25
4.1	Áreas de Control de Tensión.....	25
4.2	Área de CT 1: Norte Grande.....	26
4.3	Área de CT 2: Norte Chico.....	59
4.4	Área de CT 3: Centro.....	109
4.5	Área de CT 4: Centro-Sur .....	154
4.6	Área de CT 5: Sur.....	209
5	CONCLUSIONES.....	224
5.1	Área Norte Grande.....	224
5.2	Área Norte Chico.....	224
5.3	Área Centro.....	226
5.4	Área Centro-Sur .....	228
5.5	Área Sur .....	232
5.6	Consideraciones Generales.....	232
6	ANEXOS.....	234

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

La Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC) establece que el Coordinador deberá realizar un “Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva” del sistema de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, al menos con una periodicidad anual, con el objeto de verificar el cumplimiento de las Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de servicio establecidas en el Capítulo 5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS) y de conformidad con los requisitos y criterios dispuestos en el Título 3-6 de la NT SSCC.

El principal objetivo del estudio es determinar las reservas de potencia reactiva necesarias en el sistema y la adecuada distribución de estos recursos, que permitan afrontar las contingencias simples más probables en escenarios desfavorables, sin compromiso de la estabilidad de la tensión del sistema y que cumplan con los estándares correspondientes al control de tensión (CT) y despacho de potencia reactiva, dispuestos en la NT.

Las particulares características del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), tales como una topología longitudinal muy extendida, líneas de interconexión de gran longitud, una distribución concentrada y no uniforme de los consumos y la generación, y también, con recursos de potencia reactiva muy disímiles, hizo necesario que para el análisis de requerimientos de potencia reactiva se definiera un conjunto de Áreas de Control de Tensión (ACT), las cuales se indican a continuación:

- Área Norte Grande: comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos hacia el norte. Se distinguen dos subáreas de CT, una subárea Sur correspondiente a Domeyko que se compone principalmente por las SSEE Andes, Nueva Zaldívar, Domeyko y Puri 220 kV, y una subárea Norte/Centro que se compone por las SSEE al norte de la subárea de Domeyko.
- Área Norte Chico: comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos 500 kV, por el norte, hasta las SS/EE Polpaico 500 kV y Los Vilos 220 kV, por el sur. Se distingue una subárea de CT, correspondiente al subsistema de 220 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre 220 kV.
- Área Centro: comprende las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500, 220 kV. Se distinguen dos subáreas de CT, una subárea correspondiente a la Región Metropolitana 220 y 110 kV, y una subárea correspondiente a la Quinta región Costa 220 y 110 kV.
- Área Centro-Sur: comprende las instalaciones entre las subestaciones Alto Jahuel 500, 220, y 154 kV y Cautín 220 kV. Se distinguen dos subáreas de CT, la zona de 154 kV que corresponde al subsistema de 154 y 66 kV entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue 154kV, y la zona de Concepción.
- Área Sur: comprende las instalaciones desde la S/E Cautín 220 kV hacia el sur.

Por otra parte, considerando el desarrollo de las instalaciones de 500 kV del Norte Chico, el patrón de distribución de la demanda y a las características del despacho de generación que presenta el sistema en distintos periodos, comprendidos entre diciembre 2020 y diciembre 2021, el estudio considera escenarios de operación representativos de los subperiodos estacionales indicados en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Escenarios de Operación Base

	Dic 20 (E1)	Ene 21 (E2)	Mar 21 (E3)	Jul 21 (E4)	Dic 21 (E5)	Sep 21 (E7)
<b>Demanda Alta/Baja Escenario Día/Noche</b>	DA/NOCHE	DA/DÍA	DA/DÍA	DA/NOCHE	DA/DÍA	DB/DÍA
<b>Demanda SEN (MW)</b>	<b>10268</b>	<b>10310</b>	<b>10656</b>	<b>10292</b>	<b>10596</b>	<b>6267</b>

Para el suministro de las demandas en cada periodo se utilizaron despachos de generación acordes con la programación de generación esperada, tomando como referencia los despachos correspondientes a una condición hidrológica media y los mantenimientos de centrales programados para el período simulado. En efecto, en cada caso se modificó el perfil de demanda de cada ACT buscando la condición más desfavorable desde el punto de vista del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva.

En la metodología para la evaluación del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva del sistema, aplicada a cada área de control de tensión y en cada uno de los escenarios específicos, se pueden distinguir las siguientes etapas:

- Asignación de los recursos de potencia reactiva y ajustes de variables de control de tensión.
- Determinación de la barra más débil (mayor sensibilidad  $dV/dQ$ ).
- Verificación del cumplimiento de los estándares de tensión y despacho de reactivos de régimen permanente.
- Determinación de la efectividad de las distintas unidades generadoras y compensadores estáticos de reactivos en el control de tensión de las zonas, para operación normal y ante contingencia.
- Estimación de la reserva de potencia reactiva necesaria para afrontar las distintas contingencias analizadas.
- Determinación de las tensiones de colapso en la barra más débil y para la contingencia con mayor requerimiento de potencia reactiva.
- Verificación de las exigencias de recuperación dinámica de la tensión, establecidas en la NT.

De acuerdo con la aplicación de las condiciones y el método de evaluación ya mencionados, el análisis de los resultados obtenidos para cada ACT permite concluir lo siguiente:

### 1.1 Área de Control de Tensión Norte Grande

En esta ACT se distingue dos subáreas de control de tensión, la subárea Norte-Centro, que se compone por las SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV al norte y la subárea Sur, que se compone principalmente por las SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV y Puri 220 kV. Ambas subáreas se estudiaron por separado.

### **Subárea Norte-Centro**

Para la subárea Norte-Centro la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la S/E Parinacota 220 kV, ubicada en el extremo norte del sistema. La falla con mayor sensibilidad  $dV/dQ$  se produce por la desconexión de un circuito de la línea Los Changos – Kimal 500 kV. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 180 MVAR para inyectar y 103 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea 500 kV Los Changos – Kimal y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión del Reactor Los Changos. Los recursos más eficaces para el control de tensión corresponden a las unidades de las centrales Tocopilla, Norgener, Cochrane, Angamos, el complejo Chacaya y la unidad IEM, los cuales tienen mayor influencia sobre las barras más cercanas a ellos, pero que comparten la labor de control de tensión de las barras de S/E Changos hacia el norte.

### **Subárea Sur (Domeyko)**

Para la subárea Sur la barra más débil pre y post contingencia corresponde a Andes 220 kV, ubicada más hacia la cordillera en la parte sur del ACT. La falla con mayor sensibilidad  $dV/dQ$  se produce por la desconexión del SVC Domeyko. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 33 MVAR para inyectar y 63 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea 220 kV Laberinto – Nueva Zaldívar y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión de la línea 220 kV Domeyko – Laguna Seca. El único recurso que permite el control dinámico de tensión corresponde al SVC Domeyko.

Los requerimientos de potencia reactiva para red N se muestran en el anexo 6, mientras que para cada escenario en estudio, las tablas resumen de determinación de reserva de potencia reactiva se encuentran en las páginas 31, 36 y 41.

## **1.2 Área de Control de Tensión Norte Chico**

En esta ACT se distinguen dos subárea de control de tensión, la subárea Norte, correspondiente al subsistema de 220 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre, y la subárea Centro-Sur, que incluye los sistemas de 500, 220 y 110 kV comprendidos entre las barras de 500 kV de S/E Los Changos, por el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico y de 220 kV de S/E Los Vilos, por el sur. Ambas subáreas se estudiaron por separado.

### **Subárea Norte**

Para la subárea Norte la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la barra de 220 kV de la S/E Paposo. La falla con mayor sensibilidad  $dV/dQ$  se produce por la desconexión del SVC de Diego de Almagro. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 26 MVAR para inyectar y 42 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión del Transformador Cumbre 500/220 kV y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión de los Transformadores T3 y

T4 Diego de Almagro 220/110kV. El único recurso que permite el control dinámico de tensión corresponde al SVC de Diego de Almagro.

En relación con el escenario de demanda mínima, es posible que en algunos escenarios particulares sea necesario tomar medidas operacionales especiales (desconexión de líneas) para controlar eventuales sobretensiones en la zona, originadas por un sistema de transmisión con baja carga.

Los requerimientos de potencia reactiva para red N se muestran en el anexo 6, mientras que para cada escenario en estudio, las tablas resumen de determinación de reserva de potencia reactiva se encuentran en las páginas 63, 67, 71 y 76.

### **Subárea Centro-Sur**

Para la subárea Centro-Sur la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la S/E Punta Colorada 220 kV (sistema de 220 kV de la subárea) y S/E Cumbre 500 kV (sistema de 500 kV de la subárea). La falla con mayor sensibilidad  $dV/dQ$  se produce por la desconexión de un circuito de la línea Pan de Azúcar - Punta Colorada 220kV. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 135 MVAR para inyectar y 103 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea N. Maitencillo - N. P. de Azúcar 500 kV y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión del Reactor de Nueva Cardones 500 kV. Los recursos más eficaces para el control de tensión corresponden al SVCP Nueva Pan de Azúcar, los CER de Pan de Azúcar y el CER de Cardones.

Los requerimientos de potencia reactiva para red N se muestran en el anexo 6, mientras que para cada escenario en estudio, las tablas resumen de determinación de reserva de potencia reactiva se encuentran en las páginas 85, 91, 97 y 103.

Para las contingencias más críticas desde el punto de vista del CT del área se cumple con las exigencias de la NT relativas al comportamiento dinámico de la tensión y la frecuencia, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

De los escenarios examinados para el ACT Norte Chico, tanto para la subárea Centro-Sur como para la subárea Norte, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta. Para las barras más débiles del ACT se verificó mediante análisis de curvas Q-V que en todos los escenarios se cuenta con suficiente margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

### **1.3 Área de Control de Tensión Centro**

Esta área de control de tensión está conformada por los sistemas de 500, 220 y 110 kV de la zona centro del SEN, comprendidos, desde el norte, entre las barras de Los Vilos 220 kV y las barras de Polpaico 500 kV, y desde el sur, por las barras de Alto Jahuel 500, 220, 110 kV. Esta área de control de tensión considera además una subárea correspondiente a la Región Metropolitana 220 y 110 kV, y una subárea correspondiente a la Quinta región Costa 220 y 110 kV.

### **Subárea 500/220 kV**

Para la subárea 500/220 la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la S/E Quillota 220 kV. La falla con mayor sensibilidad  $dV/dQ$  se produce por la desconexión del CER de Polpaico. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 183 MVAR para inyectar y 17 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión de carga de I. Maitenes 220 kV. Para el control de tensión en la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia, los aportes más eficaces corresponden al STATCOM en Cerro Navia y el CER de Polpaico.

### **Subárea Región Metropolitana**

Para la subárea 500/220 la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la S/E El Salto 220 kV. La falla con mayor sensibilidad  $dV/dQ$  se produce por la desconexión del Transformador de Los Almendros 220/110 kV. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 17 MVAR para inyectar y 28 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea Alto Jahuel – Los Almendros 220 kV y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión del Transformador de Los Almendros 220/110 kV. Para el control de tensión en la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia, los aportes internos más eficaces corresponden a las unidades despachadas en la zona, como son las centrales de Alfalfal y Alfalfal 2.

### **Subárea V Región**

Para la subárea V Región la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la S/E Agua Santa 110 kV. La falla con mayor sensibilidad  $dV/dQ$  se produce por la desconexión del Transformador de Agua Santa 220/110 kV. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 20 MVAR para inyectar y 10 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de la Central Campiche y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión del Transformador de Ventanas 220/110 kV. Para el control de tensión en la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia, los aportes internos más eficaces corresponden a las unidades térmicas despachadas en la zona, como son las centrales Campiche y Nueva Ventanas.

De los escenarios examinados para el ACT Centro, se observa que todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta. Para las barras más débiles del ACT se verificó, mediante análisis de curvas Q-V, que en todos los escenarios se cuenta con suficiente margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Para las contingencias más críticas desde el punto de vista del CT del área se cumple con las exigencias de la NT relativas al comportamiento dinámico de la tensión y la frecuencia, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

Los requerimientos de potencia reactiva para red N se muestran en el anexo 6, mientras que para cada escenario en estudio, las tablas resumen de determinación de reserva de potencia reactiva se encuentran en las páginas 114, 119, 123, 131, 134, 137, 143, 147 y 150.

#### **1.4 Área de Control de Tensión Centro - Sur**

En esta ACT el análisis se subdivide en tres subáreas, la de 500/220 kV, la Centro-Sur 154 kV y la de Concepción, las cuales se estudiaron por separado.

##### **Subárea 500/220 kV**

Para el sistema de 500 y 220 kV las barras más sensibles corresponden a la S/E Entre Ríos 500 kV y la S/E Cautín 220 kV, ante las fallas de un circuito de la línea 2x500 kV Ancoa-Entre Ríos y de un circuito de la línea 2x220 kV Malleco-Cautín, respectivamente. La contingencia que implica mayor requerimiento interno de inyección de potencia reactiva corresponde a la desconexión de la central Pehuenche, requiriendo 149 MVAR para el escenario E4. La falla que se traduce en el mayor requerimiento de absorción es la desconexión del consumo I. Minero 110 kV, requiriendo 103 MVAR.

En esta subárea, para las SS/EE Alto Jahuel y Ancoa 500 kV, se destaca la efectividad en el CT de las centrales Colbún, Santa María, Pehuenche y Los Cóndores. Para las SS/EE Entre Ríos y Charrúa 500 kV, se destaca la efectividad en el CT de las centrales Santa María, Angostura, Pacífico y Rucúe.

Por otra parte, en las SS/EE de 220 kV hacia el norte de Ancoa, se destacan las efectividades de Colbún, Los Cóndores, Machicura y Pehuenche. Para las SS/EE desde Entre Ríos 220 kV hacia el sur de la ACT las mayores efectividades las presentan las centrales Santa María, Angostura, Rucúe y Pacífico.

##### **Subárea Centro-Sur 154 kV**

Para la subárea de 154 kV se analizaron escenarios de demanda alta que reflejan las condiciones operativas de apertura en Punta Cortés. Para el caso con apertura (E3) la barra más sensible en operación normal corresponde a la barra de 154 kV de la S/E Rancagua. Considerando que la subárea se encuentra separado, la barra más sensible pre y post contingencia entre las barras de Punta Cortés e Itahue es la S/E Tinguiririca 154 kV, ante la desconexión intempestiva de una unidad de la central La Higuera. Por otro lado, para el caso sin apertura en Punta Cortés (E5), la barra más sensible la S/E Rancagua 154 kV.

El monto de requerimientos de inyección reactivos para afrontar la contingencia más severa, que corresponde a la falla del transformador Alto Jahuel 200/154 kV, alcanza los 81 MVAR, para el escenario E5. Mientras que los requerimientos de absorción son del orden de 10 MVAR ante la falla de un circuito de la línea Pta. Cortés - Tinguiririca 154 kV.

Para esta subárea los elementos que entregan mayores efectividades en todas las subestaciones son la central La Higuera, Confluencia, San Ignacio, Curillinque e Isla.

## Subárea Concepción

En la subárea Concepción los principales recursos de control de tensión para el horizonte del Estudio corresponden a la unidad 2 de la central Bocamina, Petropower y al proyecto de generación MAPA. Cabe destacar que para los escenarios analizados no se considera en servicio la unidad 1 de la Central Bocamina, en estas condiciones el control de tensión sobre la S/E Coronel 154 kV disminuye, por lo que es la barra más sensible pre y post contingencia para todos los escenarios

El monto de requerimientos de reactivos internos para afrontar la contingencia más severa de inyección, que corresponde a la desconexión de línea Charrúa – Lagunillas 220 kV, asciende a 22 MVAR, en un escenario sin la unidad 2 de la Central Bocamina en servicio. Mientras que para absorción se requieren 23 MVAR ante la falla de la línea Concepción – Alonso de Ribera 154 kV.

Los requerimientos de potencia reactiva para red N se muestran en el anexo, mientras que para cada escenario en estudio, las tablas resumen de determinación de reserva de potencia reactiva se encuentran en las páginas 159, 165, 176, 186, 191, 200, 203 y 205.

### 1.5 Área de Control de Tensión Sur

Para un escenario de demanda máxima en estado de pre y post contingencia, las barras más débiles del ACT Sur corresponden a las barras de las S/E Valdivia 220kV, S/E Puerto Montt 220kV y S/E Chiloé 220kV, donde el requerimiento interno de potencia reactiva para afrontar la contingencia más severa, la que corresponde a la salida de servicio del circuito N°2 de la línea Nueva Pichirropulli – Rahue 220 kV (con pérdida de la central Rucatayo), asciende a monto total de 36 MVAR. Mientras que los requerimientos de absorción son del orden de 9 MVAR ante la falla del CER de Puerto Montt, siendo los recursos más efectivos para el control de tensión en el área, el CER de Puerto Montt, la Central Planta Valdivia y las unidades U1 y U2 de la Central Canutillar.

Los requerimientos de potencia reactiva para red N se muestran en el anexo 6, mientras que para cada escenario en estudio, las tablas resumen de determinación de reserva de potencia reactiva se encuentran en las páginas 212 y 219.

Por último, y como comentario general para todas las ACT, cabe señalar que la estimación de las reservas de reactivos necesarias para afrontar contingencias, indicadas en el presente informe, está supeditada a las características de la demanda, al tipo de despacho y a la disponibilidad de los recursos definidos en cada uno de los escenarios de operación analizados. En consecuencia, las reservas determinadas en el estudio y su asignación tienen carácter referencial.

## 1.6 Resumen Requerimientos de Potencia Reactiva

ACT	Sub-ACT	Requerimiento para Operación Normal [MVar]		Reservas para Contingencia [MVar]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
<b>Norte Grande</b>	Norte-Centro	-412.5	-81.1	181	-104
	Sur (Domeyko)	-6.3	7	33	-63
<b>Norte Chico</b>	Norte	-52	0	27	-43
	Centro-Sur	-196.4	74.6	136	-103
<b>Centro</b>	500/220 kV	-76.4	276.6	183	-17
	RM 110 kV	-23.3	130.6	17	-28
	V Región	-10.5	106.0	20	-10
<b>Centro Sur</b>	Centro-Sur 154 kV	-50.2	36.4	81	-11
	500/220 kV	-89.4	343.2	149	-103
	Concepción	0.0	83.3	22	-23
<b>Sur</b>	Sur	-111.1	88.1	36	-9

## **2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS**

En el Título 3-6 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios se establece que el Coordinador deberá realizar un Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva del sistema de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), al menos con una periodicidad anual, con el objeto de realizar una verificación del cumplimiento de los estándares establecidos en el Capítulo 5 de la NTSyCS. Además, en dicho Título se establecen un conjunto de disposiciones requisitos y criterios que se deben considerar en la realización del estudio en comento. De conformidad con lo señalado, en el presente informe se resumen los resultados de tal estudio.

En el capítulo 3 de este informe se proporcionan los antecedentes relacionados con las exigencias para estándares de SyCS y los requisitos del estudio. Asimismo, se establecen las bases técnicas y la metodología que se aplica en el estudio. Dichas bases y metodología se adecuan de la mejor manera posible a lo dispuesto en la NT SSCC, pero bajo un conjunto de supuestos y consideraciones que son propias de la realidad actual del sistema.

En el capítulo 4 se presenta el desarrollo del estudio, definiendo las áreas de control de tensión en el sistema. Para cada una de ellas se describen los escenarios de operación estudiados (demandas, despachos de generación, contingencias a simular, etc.) junto con la presentación y análisis de los resultados de las simulaciones.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones y comentarios de los análisis realizados por área de control de tensión.

Por último, en el capítulo 6 de Anexos, se presentan los resultados correspondientes a los despachos de potencia activa y reactiva considerados para cada ACT, los resultados de las simulaciones dinámicas de las contingencias más críticas, y las tablas correspondientes a los resultados de las Prioridades de Uso de los Recursos para el Control de Tensión.

### 3 ANTECEDENTES

#### 3.1 Antecedentes Normativos

Los antecedentes disponibles son los establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y en la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC), que se resumen de la siguiente forma:

- En los artículos 3-31 al 3-37 del Título 3-6 “Estudio de Control de Tensión y Requerimiento de Potencia Reactiva” de la NT SSCC, se establecen los objetivos, criterios, requisitos mínimos de cumplimiento, tipos de recursos a emplear, criterios de asignación de recursos y mínimo contenido del informe técnico que documente los resultados del estudio.
- En los artículos del Capítulo 5 de la NTSyCS se establecen los estándares de exigencias que se deberán cumplir para preservar la Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados, los cuales deberán ser tomados en consideración en la realización del estudio.

El objetivo principal del estudio “Control de Tensión y Requerimiento de Potencia Reactiva”, en adelante CTyRPR, está establecido en el artículo 3-31 de la NT SSCC: “dimensionar las reservas de potencia reactiva requeridas para verificar el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la NTSyCS, a través de:

- a) Determinar las reservas de potencia reactiva necesarias para hacer frente a las contingencias más probables, así como también las contingencias más críticas del SEN.
- b) Evaluar la eficacia y cantidad de recursos para el Control de Tensión.
- c) Identificar barras de control entendidas como barras relevantes del SEN para efectuar control de tensión.
- d) Cuantificar la sensibilidad de la tensión en las barras ante variaciones en la potencia reactiva.
- e) Determinar el margen de reactivos requeridos para evitar un eventual colapso de tensión
- f) Verificar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica establecidos en la NTSyCS.
- g) Identificar eventuales problemáticas asociadas al control de tensión del SEN, en el caso que se verifique un incumplimiento a lo establecido en la NTSyCS. Establecer las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la normativa, entendiéndose por tal, el establecimiento de nuevas restricciones de transmisión, el incremento de los niveles de generación forzada y/o el racionamiento forzado en el suministro de la demanda.

Los requisitos mínimos bajo los cuales se deberá efectuar la verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS, según lo establecido en el artículo 3-33 de la NT SSCC, son:

- a) Para la demanda, se utilizará la previsión de demanda usada en la programación de la operación para el horizonte de evaluación.

- b) Para el sistema de transmisión, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en la resolución que actualiza y declara las obras en construcción vigente, a que se refiere el artículo 72°-17 de la Ley.
- c) Para la operación del SEN, el Coordinador definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS. Entre éstos, se deberán considerar escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.
- d) Para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el Artículo 5-32 de la NTSyCS que no califiquen como contingencia extrema.

Se considerarán como instalaciones y sus recursos técnicos asociados que pueden participar en la prestación de Control de Tensión, según el Artículo 3-34, al menos las siguientes:

- a. Unidades generadoras sincrónicas.
- b. Condensadores sincrónicos.
- c. Condensadores y reactores conectados en derivación, y equipos de compensación de energía reactiva.
- d. Cambiadores de taps bajo carga para transformadores.
- e. Equipamiento con convertidores de potencia equipados para proveer potencia reactiva.
- f. Generación eólica y solar fotovoltaica equipada para proveer tal control.
- g. Sistemas de Almacenamiento de Energía, configurados para proveer el SC de CT.

Los criterios que se deberán emplear en el estudio de CTyRPR, para la determinación de los recursos requeridos y márgenes de control de potencia reactiva, según lo establecido en el artículo 3-35, son:

- a) La determinación de los recursos de potencia reactiva requeridos por zona deberá realizarse en forma óptima, de forma tal de reducir en cuanto sea posible el tránsito de potencia reactiva por el sistema de transmisión.
- b) Para el SEN en Estado Normal, deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en la NTSyCS, con las unidades generadoras sincrónicas operando dentro de su diagrama P-Q, y los parques eólicos y fotovoltaicos, en presencia del recurso primario de generación, operando dentro de los rangos de potencia reactiva que puedan aportar en su Punto de Conexión, con reservas de potencia reactiva que permita cumplir con los criterios definidos en los literales siguientes.
- c) Ante condiciones de Contingencia Simple deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en la NTSyCS, con las unidades generadoras operando dentro del 100% de la capacidad definida en su Diagrama P-Q y en el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, en presencia del recurso primario de generación, hasta un factor de potencia 0,95 inductivo o capacitivo, en su Punto de Conexión.

- d) En aquellos puntos del SEN donde exista un mayor riesgo de inestabilidad de tensión, aún ante Contingencias Simples, se deberá conservar un margen suficiente de potencia reactiva respecto del nivel de colapso de tensión, haciendo pleno uso de los recursos disponibles.
- e) El perfil de tensiones posterior a una Contingencia Simple deberá ser tal que cumpla los estándares y exigencias correspondientes al Estado de Alerta. Cuando los recursos disponibles de potencia reactiva no sean suficientes para cumplir con las exigencias de SyCS establecidos en la NTSyCS, se entenderá que nuevos recursos técnicos deberán ser incorporados en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo con lo señalado en el literal a) del Artículo 2-3 de la NT SSCC. En el intertanto se podrán contemplar medidas operacionales que permitan reducir los déficits de potencia reactiva o reducir los excedentes de potencia reactiva. En el caso que lo anterior no sea suficiente se podrán definir como último recurso programas de reducción o desconexión de consumos para la prestación de servicios de Control de Contingencias.

De acuerdo con el Artículo 3-36:

En caso de que se requiera establecer el orden de prelación de las instalaciones que deban prestar el servicio de Control de Tensión a través de una instrucción directa y obligatoria del Coordinador, éste deberá definir el orden de prioridades de uso de los recursos en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva considerando las alternativas que resulten en la operación segura y más económica del sistema o subsistema eléctrico correspondiente en conformidad a lo señalado en el Artículo 2-26 de la NT SSCC.

## **3.2 Bases Técnicas**

En este punto se plantean las definiciones técnicas y metodológicas que permiten establecer las condiciones bajo las cuales se realiza el estudio.

### **3.2.1 Control de Tensión**

El control de tensión (CT) consiste en la realización de un conjunto de acciones sobre equipos que están capacitados para inyectar y/o absorber potencia reactiva y otros elementos de control de tensión, tales como transformadores con cambiador de tap bajo carga, destinados a mantener las tensiones en los nudos del sistema de transmisión dentro de los márgenes especificados por la norma técnica para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de servicio.

Los principales recursos disponibles en el Sistema Eléctrico Nacional para el CT corresponden a los siguientes:

- a) Unidades generadoras sincrónicas con despacho normal.
- b) Unidades generadoras sincrónicas con despacho forzado producto de exigencias de SyCS.
- c) Condensadores sincrónicos.
- d) Condensadores y reactores conectados en derivación, y Equipos de Compensación de Energía Reactiva.
- e) Controladores Estáticos de Reactivos (CER, SVC, STATCOM).

- f) Cambiadores de taps bajo carga para transformadores.
- g) Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva, que se consideran en modo PQ para efectos del Estudio.

Las estrategias aplicadas tanto en la asignación de los recursos de CT como el ajuste de los parámetros de controladores de tensión en el Sistema eléctrico Nacional dependen de varios factores, tales como:

- La capacidad de potencia reactiva y la respuesta característica de la regulación automática de tensión que presenten los generadores y compensadores estáticos de reactivos que contribuyen al control de tensión del sistema, tanto en su comportamiento dinámico como en régimen estacionario.
- La disponibilidad de transformadores con cambiadores de tap bajo carga y del rango de control de tensión de estos.
- La capacidad y ubicación de las centrales generadoras disponibles para suministrar potencia activa y reactiva.
- La magnitud y ubicación de los consumos potencia activa y reactiva existentes, junto con el comportamiento de estos consumos con las variaciones de la tensión.
- Las variaciones en los requerimientos de potencia reactiva de acuerdo con la evolución de la carga (horaria, por tipo de día, estacional) y a la característica del despacho de generación (hidráulico - térmico).
- El grado de severidad de las fallas que ocurran en el sistema, en términos de las variaciones en los requerimientos de potencia reactiva que se presentan durante la evolución de la falla y en el estado de post-falla.
- La cercanía, de acuerdo con el concepto de distancia eléctrica, que tienen los recursos de CT con respecto a los puntos donde estos efectivamente se necesitan, etc.

De acuerdo con los factores mencionados y considerando que el Sistema Eléctrico Nacional posee una estructura topológica muy extendida con una distribución no uniforme de generación y consumo, sumado a que el control de tensión se debe realizar principalmente de manera local, se aborda el problema de CT por áreas de control de tensión (ACT) específicas, de forma que los recursos en esa área sean los más efectivos.

Por otra parte, la asignación de los recursos en cada ACT debe propender a la reducción de flujos reactivos (minimización de pérdidas de potencia) y particularmente a una adecuada distribución de la reserva de potencia reactiva que permita afrontar las contingencias más críticas con mayor eficiencia.

### **3.2.2 Reserva de Potencia Reactiva**

La determinación de la reserva de potencia reactiva necesaria para afrontar contingencias, en un área de CT definida, corresponde a la diferencia de los reactivos generados por los elementos que participan en el CT (CER, Generadores PV), entre los estados de pre y post contingencia, resultantes de simulaciones de flujos de potencia estáticos (régimen permanente). En otras palabras, es el requerimiento adicional de potencia reactiva en el ACT para alcanzar un estado de post contingencia

estable, a partir de un escenario de operación normal con un despacho específico (activo y reactivo) y sujeto a una contingencia en particular.

Para efectos del presente estudio, en los escenarios de operación normal se adecuaron los recursos de potencia reactiva (magnitud y distribución), de manera que la aplicación de la reserva dinámica de reactivos en el área de CT sea más eficiente en afrontar la contingencia simple más crítica en esa área, y además las tensiones de operación resultantes cumplan con las exigencias operativas de tensión y despacho de reactivos, tanto para operación normal como en estado de alerta (post contingencia).

La verificación de las exigencias operativas de tensión en los nudos más críticos, respecto del colapso de tensión, se puede ilustrar con el ejemplo del gráfico siguiente:

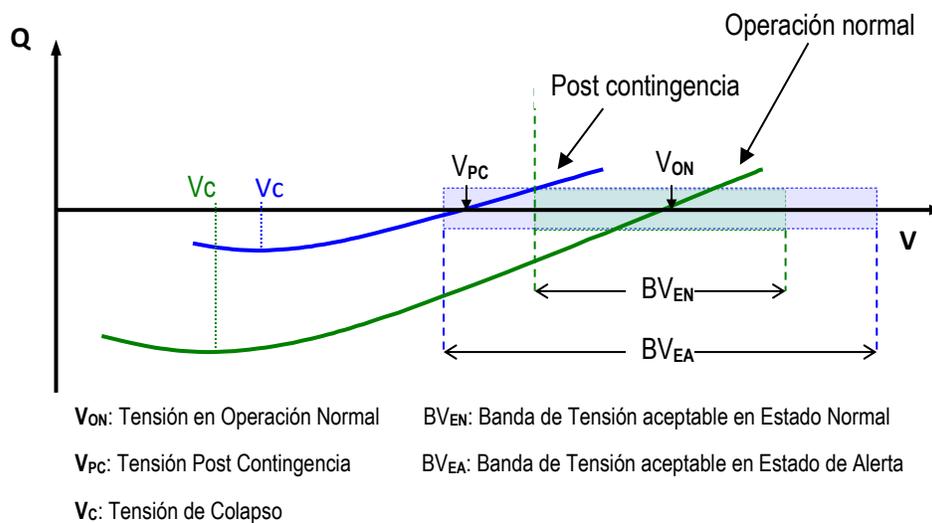


Figura 3.1. Curvas QV en barra más débil.

En el ejemplo, se puede apreciar que las tensiones de operación de régimen permanente, tanto en condición normal como post contingencia, están comprendidas dentro de las respectivas bandas de tensión aceptables, según su estado operativo.

### 3.2.3 Exigencias Operativas

De conformidad con los estándares de la NT de SyCS relacionados con el control de tensión y reservas de potencia reactiva, las simulaciones de los escenarios en estudio, para estado normal y estado de alerta, están supeditadas a las siguientes exigencias operativas, donde se han considerado las restricciones operacionales que se estima estarán presentes en el Sistema de Transmisión durante el periodo de evaluación:

### **Estado Normal (EN)**

Las barras del SEN se deben operar con tensiones comprendidas en los siguientes rangos:

- a) 0,97 y 1,03 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 kV.
- b) 0,95 y 1,05 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 kV e inferior a 500 kV.
- c) 0,93 y 1,07 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV.

La compensación de potencia reactiva que realicen los generadores para el control de tensión deberá estar dentro de lo establecido en su diagrama PQ, de manera permanente.

### **Estado de Alerta (EA)**

Las barras del SEN se deben operar con tensiones comprendidas en los siguientes rangos:

- a) 0,95 y 1,05 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 kV.
- b) 0,93 y 1,07 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 kV e inferior a 500 kV.
- c) 0,90 y 1,10 p.u. de la Tensión de Servicio, para instalaciones de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV.

La compensación de potencia reactiva que realicen los generadores para el control de tensión podrá alcanzar el 100% de la capacidad máxima definida por el diagrama PQ. En caso de parques eólicos, la potencia reactiva aportada deberá cumplirse en el Punto de Conexión.

Por último, las exigencias para el comportamiento dinámico de la tensión se pueden resumir como sigue:

- Luego de ocurrida una contingencia, la excursión transitoria de tensión no deberá descender por debajo de 70% luego de 50 ms, en ninguna barra del sistema de transmisión, excepto durante el periodo en que la falla esté presente.
- La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 80%, por un periodo superior a 1 segundo.
- La tensión deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de  $\pm 10\%$ , en un periodo no superior a 20 segundos desde ocurrida la falla.

## **3.3 Antecedentes para el Desarrollo del Estudio**

### **3.3.1 Topología y Horizonte de Estudio**

La topología considerada para el análisis corresponde a la que se estima operará el Sistema de Transmisión en el horizonte de evaluación del Estudio, comprendido entre diciembre de 2020 y diciembre de 2021.

### 3.3.2 Proyectos incluidos en Estudio

Para la elaboración del Estudio se incluyeron obras relevantes de generación, transmisión y consumo, de acuerdo con el Plan de Obras señalado en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de diciembre 2019, aquellas presentes en el Catastro de Nuevos Proyectos elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los propietarios respectivos, para el período de evaluación del Estudio.

Tabla 3.1. Proyectos de Generación considerados en el Estudio.

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada De Interconexión	Tipo De Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación	Punto De Conexión
Granja Solar	María Elena Solar S.A.	feb-20	Solar Fotovoltaico	105	Región de Tarapacá	S/E Lagunas 220 kV
Andes Solar IIA	ANDES SOLAR SpA	feb-20	Solar Fotovoltaico	80	Región de Antofagasta	S/E Andes 220 kV
Usya	USYA SpA	feb-20	Solar Fotovoltaico	52.4	Región de Antofagasta	S/E Calama 110 kV
Parque Solar Fotovoltaico Nuevo Quillagua	Parque Eólico Quillagua SpA	may-20	Solar Fotovoltaico	100	Región de Tarapacá	Tap Off Quillagua 220 kV
Tolpán Sur	Tolpán Sur SpA	jun-20	Eólico	84	Región de la Araucanía	S/E Mulchén 220 kV
Cabo Leones II	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	jul-20	Eólico	204	Región de Atacama	S/E Maitencillo 220 kV
Parque Solar Capricornio	Engie Energía Chile S.A.	ago-20	Solar Fotovoltaico	87.9	Región de Antofagasta	S/E Capricornio 110 kV
Atacama Solar II	Atacama Solar S.A.	sep-20	Solar Fotovoltaico	150	Región de Tarapacá	S/E Lagunas 220 kV
Parque Fotovoltaico San Pedro	GPG Solar Chile 2017 SpA	sep-20	Solar Fotovoltaico	106	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Lasana, Línea 1x220 kV Calama - Solar Jama
Parque Eólico Calama	Engie Energía Chile S.A.	sep-20	Eólico	150	Región de Antofagasta	Tap Off en Línea Calama – Solar Jama 1x220 kV
Parque Eólico Malleco – Fase I	Wpd Malleco SpA	oct-20	Eólico	135.1	Región de la Araucanía	S/E Río Malleco 220 kV
Parque Eólico Alena	AR Alena SpA	oct-20	Eólico	84	Región del Biobío	Tap Off Coyanco en Línea 1x154 kV Los Ángeles - Santa Fe
Santa Isabel Etapa I	TSGF SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	158.7	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Línea Encuentro – Lagunas 220 kV
Cerro Pabellón Unidad 3	Geotérmica del Norte S.A.	oct-20	Geotérmica	33	Región de Antofagasta	S/E Cerro Pabellón 220 kV
Parque Fotovoltaico La Huella	Austrian Solar Chile Seis SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	84	Región de Coquimbo	S/E Don Héctor 220 kV
Parque Eólico Tchamma	AR Tchamma SpA	oct-20	Eólico	155.4	Región de Antofagasta	S/E Seccionadora Pallata 220 kV, Línea Encuentro – SGO 1x220 kV
Río Escondido	AR Escondido SpA	oct-20	Solar Fotovoltaico	145	Región de Atacama	S/E Cardones 220 kV
Parque FV Azabache	Parque Eólico Valle de los Vientos SpA	nov-20	Solar Fotovoltaico	59.8	Región de Antofagasta	S/E Calama 110 kV

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada De Interconexión	Tipo De Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación	Punto De Conexión
Parque Eólico Mesamávida	Energía Eólica Mesamávida SpA	nov-20	Eólico	60	Región del Biobío	S/E Santa Luisa 154 kV
Parque Eólico Cerro Tigre	AR Cerro Tigre SpA	nov-20	Eólico	184.8	Región de Antofagasta	S/E Farellón 220 kV
Campos del Sol	Enel Green Power del Sur SpA	nov-20	Solar Fotovoltaico	381	Región de Atacama	S/E Carrera Pinto 220 kV
Trupán	Asociación de Canalistas del Canal Zañartu	dic-20	Hidro-Pasada	20	Región del Biobío	Torre 121 Línea Abanico - Charrúa 154 kV
Los Cóndores	Enel Generación Chile S.A.	dic-20	Hidro-Pasada	150	Región del Maule	S/E Ancoa 220 kV
Las Lajas	Alto Maipo SpA	dic-20	Hidro-Pasada	267	Región Metropolitana de Santiago	S/E Florida 110 kV
Alfalfa II	Alto Maipo SpA	dic-20	Hidro-Pasada	264	Región Metropolitana de Santiago	S/E Los Almendros 220 kV
MAPA	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	dic-20	Biomasa	166	Región del Biobío	S/E Planta Arauco 220 kV
Parque Eólico La Estrella	Eólica La Estrella SpA	dic-20	Eólico	50	Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	Línea Quelentaro - Portezuelo 110 kV
Planta FV Sol del Desierto Fase I	Parque Solar Fotovoltaico Sol del Desierto SpA	dic-20	Solar Fotovoltaico	175	Región de Antofagasta	S/E María Elena 220 kV
Cabo Leones III Fase 1	Ibereólica Cabo Leones III S.A.	ene-21	Eólico	78.1	Región de Atacama	S/E Maitencillo 220 kV
Parque Eólico Negrete - Etapa I	Wpd Negrete SpA	ene-21	Eólico	36	Región de Biobío	S/E Negrete 66 kV
Parque Eólico Malleco - Fase II	Wpd Malleco SpA	feb-21	Eólico	137.9	Región de la Araucanía	S/E Río Malleco 220 kV
Los Olmos	Energía Eólica Los Olmos SpA	feb-21	Eólico	100	Región del Biobío	Nueva S/E Seccionadora Los Olmos 220 kV en Línea 1x220 kV Tolpán - Mulchén
Parque FV Malgarida I	Acciona Energía Chile SpA	mar-21	Solar Fotovoltaico	28	Región de Atacama	S/E Cumbre 220 kV
Parque FV Malgarida II	Acciona Energía Chile SpA	mar-21	Solar Fotovoltaico	162.7	Región de Atacama	S/E Cumbre 220 kV
Cardones	Renovalia	oct-21	Solar Fotovoltaico	35	Región de Atacama	Línea 110 kV Maitencillo - Cardones

Tabla 3.2. Proyectos de Transmisión considerados en el Estudio (Líneas).

Proyecto	Fecha
Seccionamiento de la línea 2x220 kV Cardones–Carrera Pinto– Diego de Almagro y Cambio de configuración en SE San Andrés 220 kV	ene-20
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV en SE Don Goyo	ene-20
Nueva Subestación Seccionadora Frontera	ene-20
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	feb-20
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Pan de Azúcar, Nueva Maitencillo y Nueva Cardones	feb-20
Nueva Compensación Serie en SE Puente Negro 220 kV	mar-20
Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	jun-20
Seccionamiento en Línea 2X154 kV Alto Jahuel – Tinguiririca en S/E Punta de Cortés	jul-20
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	ago-20
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV	ago-20
Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	nov-20
S/E Seccionadora EL Rosal 220 kV	nov-20
S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	nov-20
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	may-21
S/E Nueva Ancud 220 kV	may-21
Reemplazo de Transformador 220/110 kV de 75 MVA por 150 MVA en S/E Pan de Azúcar	jun-20
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	nov-20
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	nov-20
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde SE Crucero a SE Nueva Crucero Encuentro	feb-20
Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	mar-20
S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	nov-20
S/E Seccionadora Puerto Patache 220kV	jun-20
S/E Seccionadora Geoglifos 220kV	ago-20
Línea de Transmisión 220 kV Lagunas - Puquios, S/E Challacollo, S/E Paguana, S/E Tiquima 220kV	nov-20
S/E Patillos 220 kV	ago-20
S/E Pallata 220 kV	ago-20
S/E Seccionadora Lasana	sep-20

### 3.3.3 Escenarios de Operación

En atención al comportamiento particular de la distribución de la demanda y a las características del despacho de generación que presenta el sistema en distintos periodos del año, el estudio contempla escenarios base de operación representativos de periodos estacionales con similares características de la demanda y del tipo de despacho de generación.

Los escenarios base de operación consideran una demanda estimada para la hora de mayor demanda de cada área de control de tensión, para cada uno de los periodos estacionales, y un escenario particular para la hora de menor demanda anual. En efecto, en cada caso se modificó el perfil de demanda de cada ACT buscando la condición más desfavorable desde el punto de vista del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva.

Para el suministro de las demandas estacionales en los distintos escenarios base de operación, se utilizan despachos de generación acordes con la programación de la generación para una condición hidrológica media y las indisponibilidades de generación por mantenimientos según el Programa de Mantenimiento Mayor, y la variabilidad del recurso eólico y fotovoltaico. Estos despachos fueron desarrollados por el Departamento de Programación de la Gerencia de Operación. Los escenarios resultantes se indican en la siguiente tabla.

Tabla 3.3. Demanda por Escenario.

	Dic 20 (E1)	Ene 21 (E2)	Mar 21 (E3)	Jul 21 (E4)	Dic 21 (E5)	Sep 21 (E7)
<b>Demanda Alta/Baja Escenario Día/Noche</b>	<b>DA/NOCHE</b>	<b>DA/DÍA</b>	<b>DA/DÍA</b>	<b>DA/NOCHE</b>	<b>DA/DÍA</b>	<b>DB/DÍA</b>
<b>Demanda SEN (MW)</b>	<b>10268</b>	<b>10310</b>	<b>10656</b>	<b>10292</b>	<b>10596</b>	<b>6267</b>

### 3.3.4 Supuestos operativos

La modelación de los escenarios base contempla los siguientes supuestos:

- El modelo de diagrama PQ de las unidades de generación se asume rectangular, esto es, que la potencia reactiva no es función de la potencia activa y cuyos valores límites están referidos a la potencia nominal de las unidades o de acuerdo con las restricciones observadas en la operación real.
- En las simulaciones estáticas (flujos de potencia), se asume el modelo de consumo de potencia constante. El factor de potencia utilizado corresponde al obtenido de las mediciones de facturación.
- Las capacidades de transmisión en el sistema nacional quedan determinadas por las restricciones operacionales vigentes, con excepción de aquellas determinadas por estabilidad de tensión las cuales se obtienen del análisis del presente estudio.
- La modelación estática de los CER considera la incorporación del estatismo propio de cada uno de éstos, de manera que permita el aporte del resto de las unidades que inyectan en su barra de control.
- La operación de los parques ERV se considera del modo PQ dentro de los límites definidos en la NT.
- El rango aceptable de tensión en p.u. se considerará en base a la tensión de servicio.

## 3.4 Metodología

En el desarrollo de la metodología del estudio se pueden distinguir tres etapas, las cuales son aplicadas en cada ACT. La primera, basada en simulaciones de flujos estáticos, permite determinar los recursos de potencia reactiva que deben estar sincronizados al sistema en estado normal, las contingencias simples más críticas en términos de requerimientos de potencia reactiva y las barras más débiles en operación normal y post contingencia, respecto del control de tensión. Además, se estiman las reservas de potencia reactiva necesarias para afrontar la contingencia más crítica en

cada ACT y, por último, verificar el margen de potencia reactiva disponible para evitar un eventual colapso de tensión (curvas QV).

La segunda etapa, contempla la realización de simulaciones dinámicas de la evolución en el tiempo que experimenta la tensión en las barras más débiles de cada área de CT, ante la aplicación de la contingencia simple más exigente en requerimientos de potencia reactiva, de manera que se verifiquen las exigencias del comportamiento dinámico de la tensión.

Para la tercera etapa se realiza un análisis para establecer las prioridades de los recursos de control de tensión en cada una de las áreas de CT, en base a:

- Estimación de la Efectividad de Control de Tensión de los recursos disponibles para las principales barras en cada Área de CT.
- Reserva de Potencia reactiva para afrontar la contingencia más crítica en cada Área de CT.

Se entregan rankings de efectividad de los recursos en el CT de las correspondientes barras, para cada una de las ACT consideradas (Ver Anexo 6.4).

Se proporcionan criterios generales de prioridad para los recursos de CT de acuerdo con los atributos de cada uno de los recursos de CT (Ver Anexo 6.5).

Los atributos de los recursos de control de tensión existentes en cada área de control de tensión son identificados y caracterizados, de forma de determinar el aporte de dichos recursos al control de tensión (Ver Anexo 6.6).

En la figura siguiente, se presenta un diagrama de flujo de la metodología aplicada en el desarrollo del estudio.

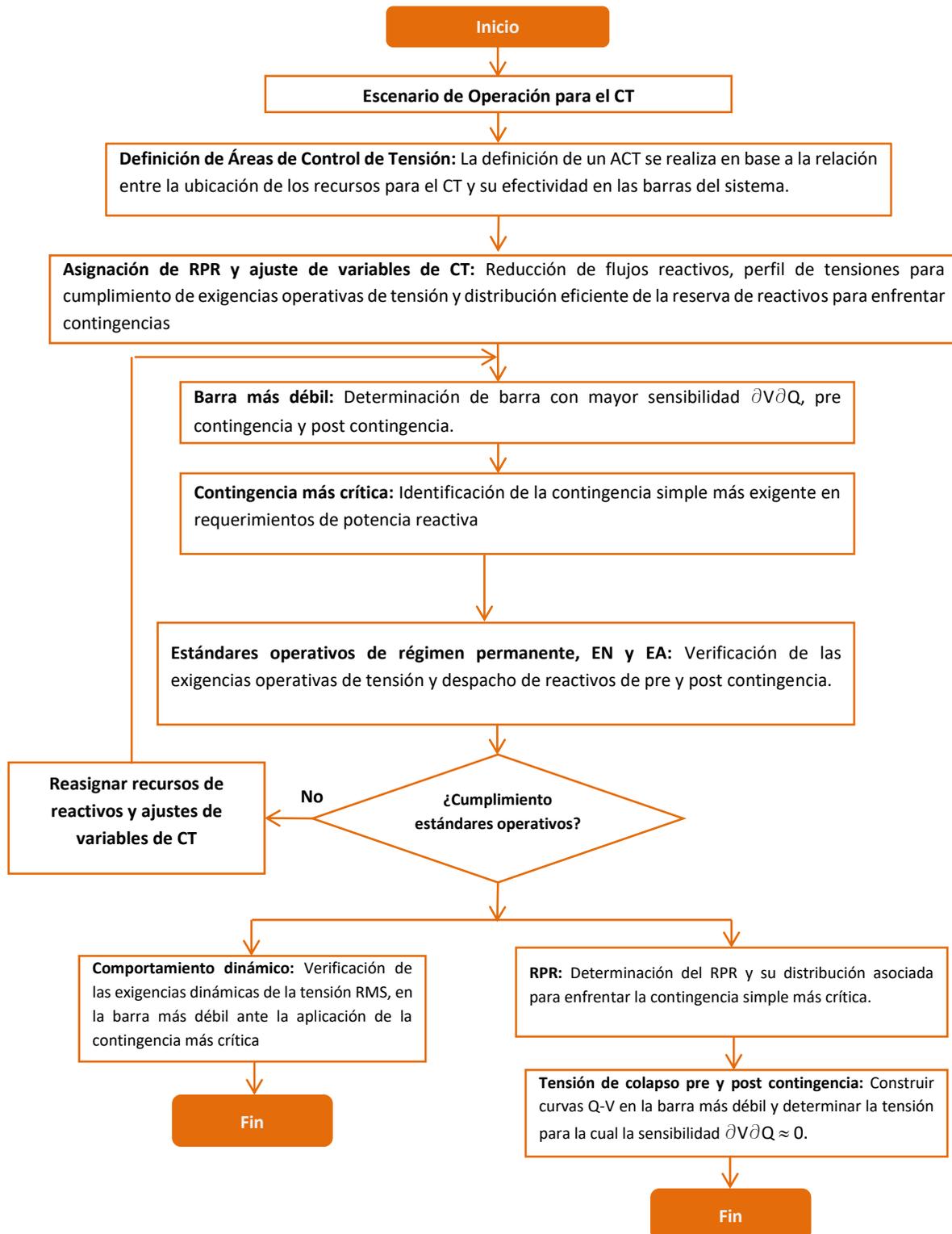


Figura 3.2. Metodología para el desarrollo del ECT y RPR.

## 4 DESARROLLO DEL ESTUDIO

En este capítulo, se describen las áreas de control de tensión y características de los escenarios de operación simulados, y además se muestran los principales resultados obtenidos a partir de la metodología especificada en la sección 3.4.

### 4.1 Áreas de Control de Tensión

Las particulares características del Sistema Eléctrico Nacional, tales como su topología longitudinal muy extendida, líneas de transmisión de gran longitud, una distribución concentrada y no uniforme de los consumos y generación, junto con la existencia de recursos de potencia reactiva de características muy disímiles, sumado a que el control de tensión se debe realizar principalmente de manera local, hacen que se aborde el problema de CT por áreas de control de tensión específicas, de forma que los recursos en esa área sean los más efectivos. Estas ACT se definen como se indica a continuación:

- Área Norte Grande: comprendida por las instalaciones desde la S/E Los Changos hacia el norte.
- Área Norte Chico: comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos 500 kV, por el norte, hasta las SS/EE Polpaico 500 kV y Los Vilos 220 kV, por el sur.
- Área Centro: comprende a las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500 y 220 kV.
- Área Centro-Sur: Comprende a las instalaciones entre las subestaciones Alto Jahuel 500, 220, y 154 kV hasta Cautín 220 kV.
- Área Sur: Comprende las instalaciones desde la S/E Cautín 220 kV hacia el sur.

## 4.2 Área de CT 1: Norte Grande

### 4.2.1 Escenarios analizados

El ACT Norte Grande, que se encuentra desde la SE Los Changos hacia el extremo norte del país, principalmente se caracteriza por presentar consumos de tipo industrial, y se distinguen dos subáreas de CT: la subárea sur, que se compone principalmente por las SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV y Puri 220 kV, y la subárea Norte-Centro, que se compone por las SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV al norte.

El subconjunto de casos que serán analizados para el ACT 1 se especifican en las tablas a continuación.

Tabla 4.1. Escenarios de operación para el análisis del ACT Norte Grande subárea Norte-Centro

Escenario	Consumo ACT (MW)	Generación ACT (MW)	Generación ERV ACT (MW)
E4	2038	2749	163
E5	2098	2547	1471
E7	1759	1825	126

Tabla 4.2. Escenarios de operación para el análisis del ACT Norte Grande subárea Sur

Escenario	Consumo ACT (MW)	Generación ACT (MW)	Generación ERV ACT (MW)
E4	592	0	0
E5	475	93	93
E7	440	0	0

Debido a la característica enmallada de la Zona Norte Grande del sistema, no existe un recurso principal de control de tensión, sino que la labor de control de tensión es ejercida por las unidades sincrónicas y el SVC Domeyko, con el apoyo para dar margen de reserva de reactivos de los elementos shunt (reactores y condensadores) y la absorción e inyección en el punto de conexión de los parques ERV de acuerdo con lo requerido en la normativa.

Esta ACT posee una alta capacidad instalada de ERV, por ello se crearon tres escenarios E4, E5 y E7, en los que se estudiarán operaciones tanto de día como de noche, con el objetivo de analizar una operación con y sin los parques solares.

Se consideró la indisponibilidad de la Unidad CTTAR, debido al programa de descarbonización que contempla dicha unidad fuera de servicio a mayo de 2020, siendo esta relevante para el control de tensión del área donde está ubicada.

La relevancia de la unidad CTTAR radica en que la zona que abarca las regiones de Arica y Parinacota e Iquique consiste en un sistema de transmisión radial que cuenta solo con barra de 220 kV de la S/E Tarapacá como nodo PV. Por ello, se considera adelantar la indisponibilidad de la unidad CTTAR para todos los escenarios y así determinar la peor condición de sensibilidad para las barras de tal zona.

#### 4.2.2 Subárea Norte-Centro

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de control de tensión:

- Central Tocopilla (U14 y U16)
- Central Norgener (NTO1 y NTO2)
- Central Cochrane (CCH1 y CCH2)
- Complejo Chacaya (CTA y CTH)
- Central Angamos (ANG1 y ANG2)
- CTM3 (TG + TV)
- Central IEM

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Parques ERV inyectando/absorbiendo reactivos en su punto de conexión de acuerdo con lo exigido en la NT.
- 0 de 1 banco de CCEE de S/E Parinacota 2x10 MVAR
- Reactor de S/E Cóndores 30 MVAR
- Banco de CCEE de S/E Cóndores 2x15 MVAR
- Reactor de S/E Lagunas 30 MVAR
- 0 de 1 banco de CCEE de S/E Lagunas 40 MVAR
- 0 de 1 banco de CCEE de S/E Lagunas 60 MVAR
- Reactor de S/E Arica 3 MVAR
- Reactor de S/E Pozo Almonte 24 MVAR
- Reactor de S/E Crucero 24 MVAR
- Reactores de S/E Laberinto 25 MVAR y 20 MVAR
- Central Chapiquiña y Central Geotérmica Cerro Pabellón
- Reactor de S/E Los Changos 175 MVAR

Otros elementos de compensación de control de tensión que no fueron considerados en el análisis por no estar presentes en los escenarios bases analizados, pero que podrían aportar al control de tensión son los siguientes:

- Central Atacama CC1
- Central Atacama CC2
- Central Kelar
- Unidad Tocopilla U15

En la medida de que los parques ERV demuestren mediante ensayos que disponen de sistemas de control de tensión con tiempos de establecimiento comparables con los reguladores automáticos de tensión (RAT) de las máquinas sincrónicas, estos podrán ser incorporados a los análisis como nodos PV. Lo mismo es aplicable para máquinas sincrónicas de menor tamaño que no cuentan con ensayos que validen el funcionamiento de su control de tensión.

#### **4.2.2.1 Contingencias Simuladas**

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Falla de la línea Cóndores-Parinacota 220 kV
- Falla de la línea Encuentro-Collahuasi C1 220 kV
- Falla de la línea Ana María-Lagunas 220 kV
- Falla de la línea Kimal-Laberinto C1 220 kV
- Falla de la línea O'Higgins-Kapatur C1 220 kV
- Falla de la línea María Elena-Frontera 220 kV
- Falla de la línea Kimal - Los Changos C1 500kV
- Desconexión U16
- Desconexión CCH1
- Desconexión ANG1
- Desconexión CTA
- Desconexión IEM
- Desconexión Reactor Los Changos 500 kV

#### **4.2.2.2 Análisis de resultados Escenario E4**

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras del ACT 1, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

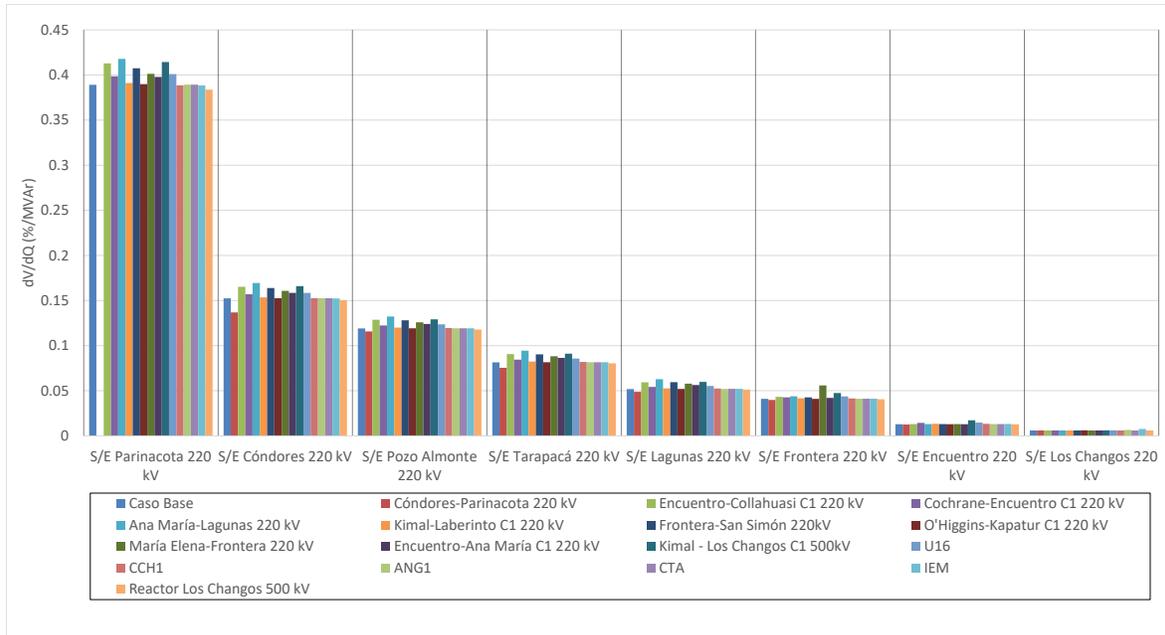


Figura 4.1. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E4.

En el gráfico anterior se puede observar que en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Parinacota 220 kV. La barra más débil en condiciones post contingencia sigue siendo la S/E Parinacota 220 kV para la falla en la línea Ana María-Lagunas 220 kV. Se puede apreciar que, para la mayor parte de las fallas, las barras en análisis no cambian su sensibilidad. Esto se puede explicar por la característica enmallada del sistema y porque existe más de un elemento de control de tensión en cada nodo PV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.], de un conjunto de barras de la subárea Norte-Centro de la ACT Norte Grande, son seleccionadas de acuerdo con la variación porcentual de la tensión, y se presentan a continuación.

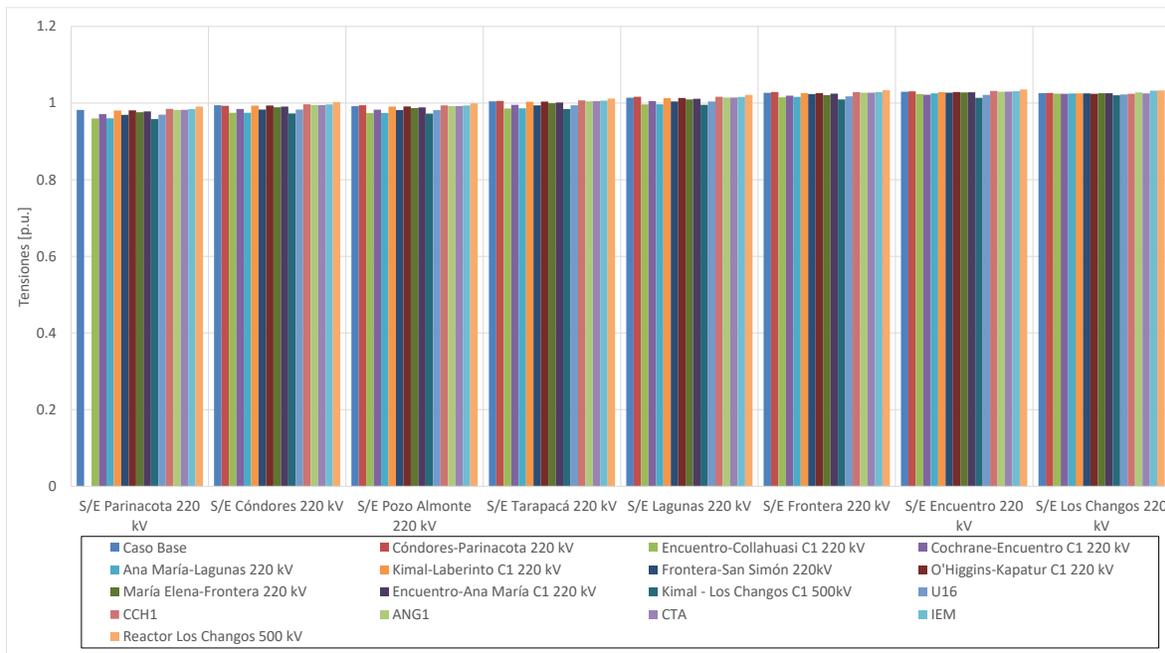


Figura 4.2. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E4.

En el gráfico anterior se puede observar que existen barras en esta subárea con variaciones de tensión de hasta un  $\sim 3\%$  con respecto al valor pre-falla. Se puede apreciar que las fallas que provocan mayores cambios en la tensión son las fallas de la línea Ana María-Lagunas 220 kV y de la línea Kimal - Los Chagos C1 500kV.

#### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión de la Subárea Norte-Centro del ACT Zona Norte Grande. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea sur y ACT adyacente.

Tabla 4.3: Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E4 para diversas contingencias.

Elemento Falla		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																															
		Cóndores-Parinacota 220 kV		Encuentro-Collahuasi C1 220 kV		Cochrane-Encuentro C1 220 kV		Ana María-Lagunas 220 kV		Kimal-Laberinto C1 220 kV		Frontera-San Simón 220kV		O'Higgins-Kapatur C1 220 kV		María Elena-Frontera 220 kV		Encuentro-Ana María C1 220 kV		Kimal - Los Changos C1 500kV		U16		CCH1		ANG1		CTA		IEM		Reactor Los Changos 500 kV	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
ANG1	-1.0	9%	2.5	6%	3.1	3%	1.7	6%	1.0	8%	1.0	6%	3.7	18%	0.8	6%	0.6	6%	11.7	8%	6.6	9%	3.0	-32%			1.1	92%	-12.9	20%	-14.4	14%	
ANG2	-1.0	9%	2.5	6%	3.1	3%	1.7	6%	1.0	8%	1.0	6%	3.7	18%	0.8	6%	0.6	6%	11.7	8%	6.6	9%	2.9	-32%	-7.9	41%	1.1	92%	-12.9	20%	-14.3	14%	
CCH1	-0.8	8%	4.7	11%	34.8	31%	3.2	11%	0.7	6%	2.0	11%	0.5	3%	1.5	11%	1.1	11%	12.2	8%	6.3	9%			-0.1	1%	-0.2	19%	-1.2	2%	-4.6	4%	
CCH2	-0.8	8%	4.7	11%	34.6	31%	3.2	11%	0.7	6%	2.0	11%	0.5	3%	1.5	10%	1.1	11%	12.1	8%	6.3	9%	-18.5	199%	-0.1	1%	-0.2	19%	-1.2	2%	-4.6	4%	
CTA	-0.5	4%	2.2	5%	2.7	2%	1.5	5%	1.3	11%	0.9	5%	0.8	4%	0.7	5%	0.5	5%	7.5	5%	3.7	5%	0.0	0%	-0.7	4%			-2.4	4%	-4.1	4%	
CTH	-0.5	5%	2.2	5%	2.7	2%	1.5	5%	1.3	11%	0.9	5%	0.8	4%	0.7	5%	0.5	5%	7.5	5%	3.7	5%	0.0	0%	-0.7	4%	-2.9	242%	-2.4	4%	-4.1	4%	
CTM2	-0.3	3%	1.4	3%	1.7	2%	1.0	3%	0.9	7%	0.6	3%	0.5	2%	0.5	3%	0.3	3%	4.9	3%	2.4	3%	0.0	0%	-0.4	2%	-1.9	157%	-1.6	2%	-2.7	3%	
CTM3-TG	-0.6	6%	1.5	3%	1.8	2%	1.0	3%	0.5	5%	0.6	3%	2.1	10%	0.5	3%	0.3	3%	6.9	5%	4.0	5%	1.8	-20%	-2.2	12%	0.7	59%	-11.8	18%	-8.9	9%	
CTM3-TV	-0.5	5%	1.3	3%	1.7	2%	0.9	3%	0.5	4%	0.6	3%	1.9	9%	0.4	3%	0.3	3%	6.3	4%	3.6	5%	1.7	-18%	-2.0	11%	0.7	54%	-12.7	20%	-8.1	8%	
Cerro Pabellón TG1	-0.1	1%	0.8	2%	1.0	1%	0.6	2%	0.1	1%	0.3	2%	0.1	0%	0.3	2%	0.2	2%	2.4	2%	1.3	2%	-0.2	2%	0.0	0%	-0.1	5%	-0.2	0%	-0.9	1%	
Cerro Pabellón TG2	-0.1	1%	0.8	2%	1.0	1%	0.6	2%	0.1	1%	0.3	2%	0.1	0%	0.3	2%	0.2	2%	2.4	2%	1.3	2%	-0.2	2%	0.0	0%	-0.1	5%	-0.2	0%	-0.9	1%	
Cerro Pabellón TG3	-0.1	1%	0.8	2%	1.0	1%	0.6	2%	0.1	1%	0.3	2%	0.1	0%	0.3	2%	0.2	2%	2.4	2%	1.3	2%	-0.2	2%	0.0	0%	-0.1	5%	-0.2	0%	-0.9	1%	
IEM	-1.2	12%	3.0	7%	3.8	3%	2.1	7%	1.1	9%	1.3	7%	4.3	21%	1.0	7%	0.7	7%	14.5	10%	8.3	11%	3.8	-41%	-4.7	24%	1.5	24%			-18.6	18%	
NTO1	-0.6	5%	3.0	7%	3.6	3%	2.1	7%	0.5	4%	1.2	7%	0.4	2%	1.0	7%	0.7	7%	9.1	6%	4.8	7%	-0.7	7%	-0.1	0%	-0.2	19%	-0.8	1%	-3.4	3%	
NTO2	-0.6	5%	3.0	7%	3.6	3%	2.1	7%	0.5	4%	1.2	7%	0.4	2%	1.0	7%	0.7	7%	9.1	6%	4.8	7%	-0.7	7%	-0.1	0%	-0.2	19%	-0.8	1%	-3.4	3%	
TG3	-0.2	2%	0.9	2%	1.1	1%	0.7	2%	0.2	1%	0.4	2%	0.1	1%	0.3	2%	0.2	2%	2.8	2%	7.7	11%	-0.2	2%	0.0	0%	0.0	3%	-0.3	0%	-1.1	1%	
U16	-1.4	14%	7.7	18%	9.4	8%	5.5	18%	1.3	11%	3.2	18%	1.0	5%	2.5	18%	1.8	18%	23.2	16%			-1.9	20%	-0.1	1%	-0.3	28%	-2.1	3%	-8.8	8%	
T_INTERNO	-10.3	100%	42.9	100%	110.7	100%	30.1	100%	11.9	100%	18.0	100%	20.7	100%	13.9	100%	10.3	100%	146.6	100%	72.5	100%	-9.3	100%	-19.1	100%	-1.2	100%	-63.8	100%	-103.8	100%	

Tabla 4.4. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E4 para diversas contingencias

Gen Falla		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas															
		Cóndores-Parinacota 220 kV	Encuentro-Collahuasi C1 220 kV	Cochrane-Encuentro C1 220 kV	Ana María-Lagunas 220 kV	Kimal-Laberinto C1 220 kV	Frontera-San Simón 220kV	O'Higgins-Kapatur C1 220 kV	María Elena-Frontera	Encuentro-Ana María C1 220 kV	Kimal - Los Changos C1 500kV	U16	CCH1	ANG1	CTA	IEM	Reactor Los Changos 500 kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	-10.3	42.9	110.7	30.1	11.9	18.0	20.7	13.9	10.3	146.6	72.5	-9.3	-19.1	-1.2	-63.8	-103.8	
NGN-NGS	-2.2	10.0	12.5	7.0	7.4	4.2	9.8	3.2	2.4	33.4	17.2	0.4	-4.5	-3.9	-15.4	-23.2	
NGN-NCHS	5.3	7.1	8.0	5.0	1.9	2.9	5.5	2.3	1.7	39.8	-19.9	-41.1	-52.2	-26.7	-89.6	-62.5	
TOTAL	-7.2	60.0	131.3	42.1	21.2	25.2	36.1	19.4	14.3	219.8	69.8	-50.0	-75.8	-31.8	-168.8	-189.6	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del Subárea Norte-Centro del ACT corresponde a la falla de un circuito de la línea Kimal - Los Changos C1 500kV, el que precisa de una reserva interna de 146 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (11%), la unidad ANG1 y ANG2 (16%) y la unidad U16 (16%). En la segunda tabla se puede apreciar que la falla anteriormente señalada es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes, tales como la del ACT Norte Chico y de la Subárea Sur (219 MVAR).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del Reactor Los Changos, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Norte-Centro de la ACT de 103 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (18%), por las unidades ANG1 y ANG2 (28%) y por la unidad CTM3 (17%). Sumados los aportes externos adyacentes, tales como la del ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 189 MVAR.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil

Para la barra Parinacota 220 kV (barra más débil pre y post contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

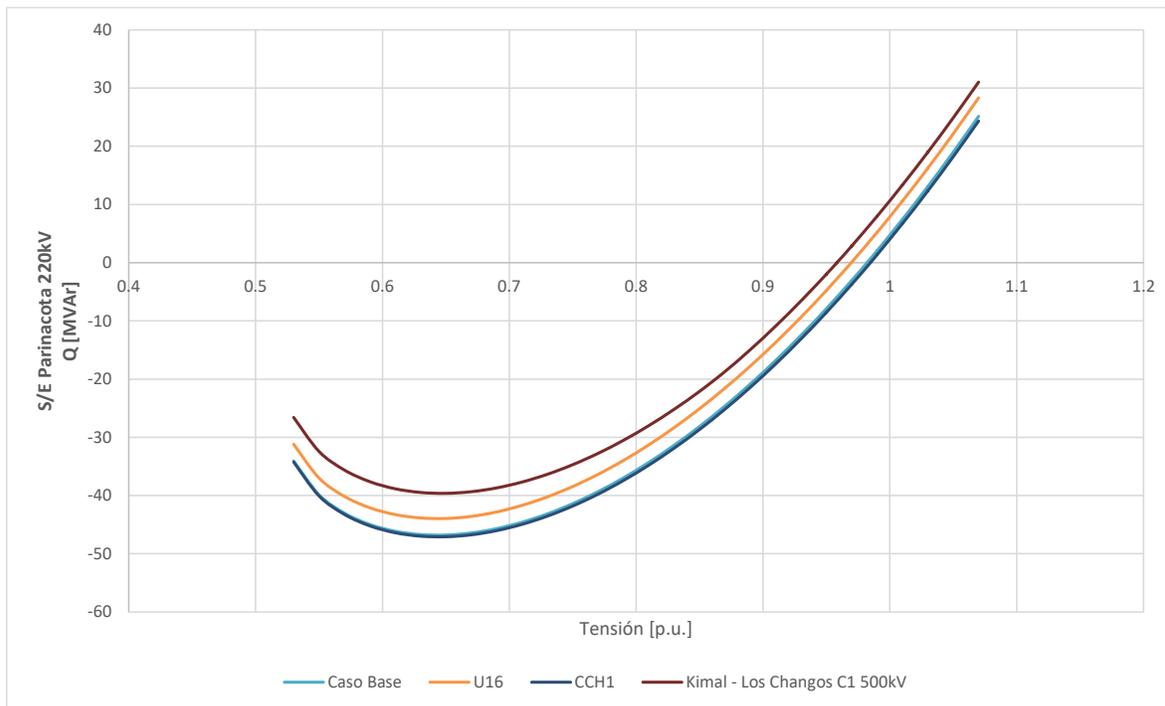


Figura 4.3. Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E4.

Tabla 4.5. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	0.982	0.95-1.05	0.65
U16	0.970	0.95-1.05	0.65
CCH1	0.985	0.95-1.05	0.65
Kimal - Los Changos C1 500kV	0.958	0.95-1.05	0.65

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que las tensiones en la barra Parinacota 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Sin embargo, debido a que en post contingencia la tensión disminuye, leves aumentos de requerimientos de reactivos podrían implicar que la tensión de la barra quede fuera de los rangos aceptables.

#### 4.2.2.3 Análisis de resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras del ACT 1, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

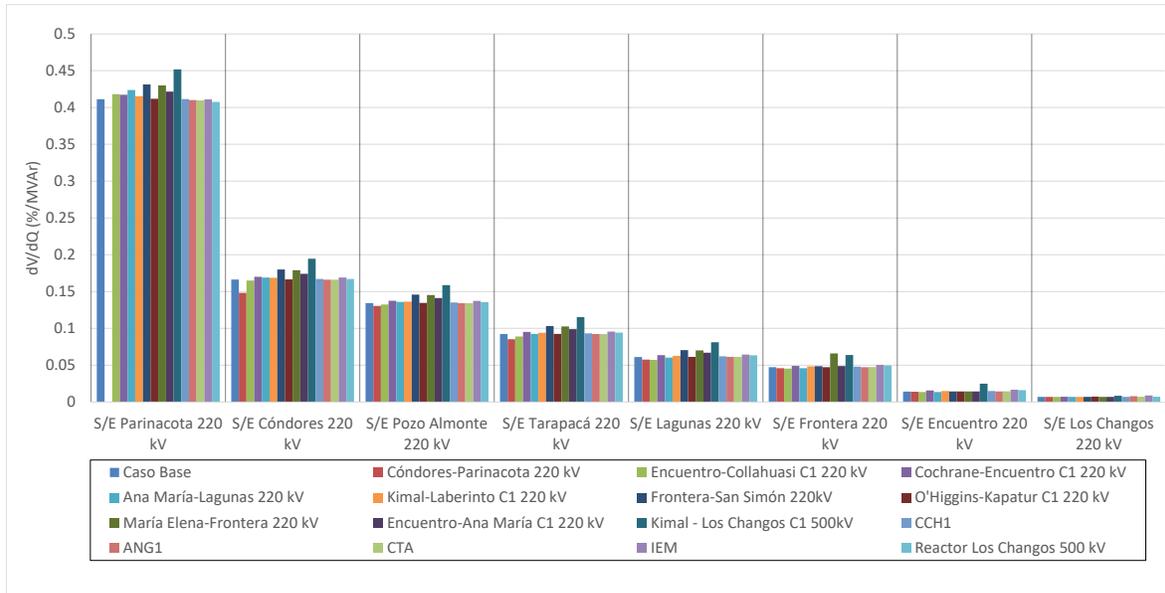


Figura 4.4. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E5.

En el gráfico anterior se puede observar que en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Parinacota 220 kV. La barra más débil en condiciones post contingencia sigue siendo la S/E Parinacota 220 kV para la falla en la línea Kimal - Los Changos C1 500 kV. Se puede apreciar que, para la mayor parte de las fallas, las barras en análisis no cambian su sensibilidad. Esto se puede explicar por la característica enmallada del sistema y porque existe más de un elemento de control de tensión en cada nodo PV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.], de un conjunto de barras de la subárea Norte-Centro de la ACT Norte Grande, son seleccionadas de acuerdo con la variación porcentual de la tensión, y se presentan a continuación.

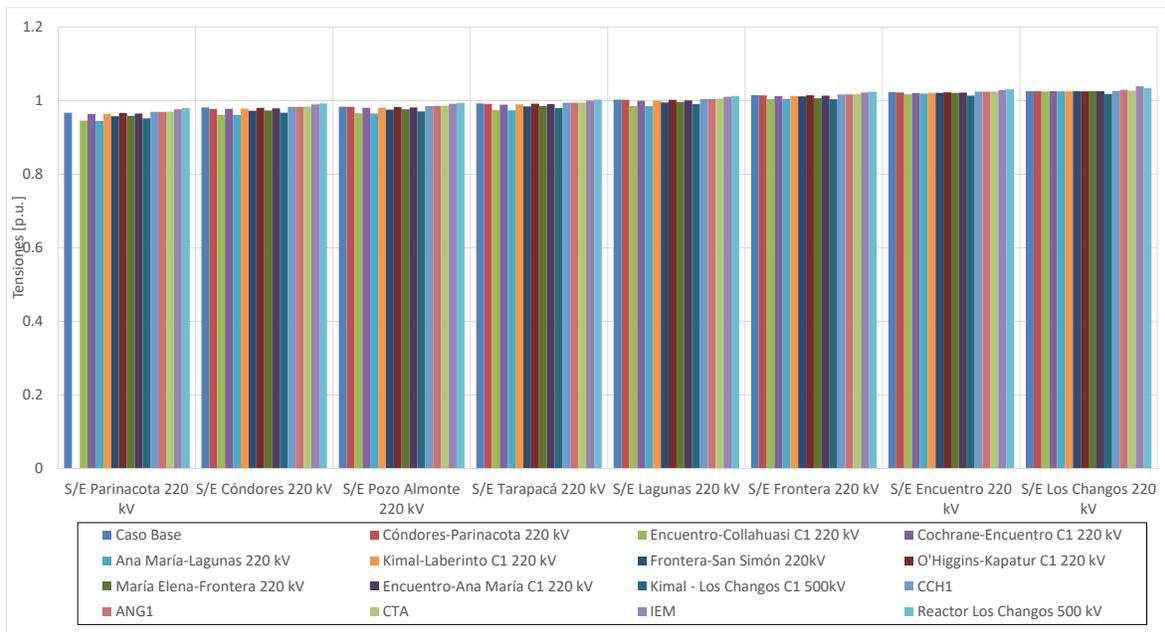


Figura 4.5. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E5.

En el gráfico anterior se puede observar que existen barras en la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande con variaciones de tensión de hasta un  $\sim 2,4\%$  con respecto al valor pre-falla. Se puede apreciar que las fallas que provocan mayores cambios en la tensión son las fallas de la línea Ana María-Lagunas 220 kV, de la línea Kimal - Los Chagos C1 500kV y el reactor de Los Chagos.

#### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el en el ACT inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión de la Subárea Norte-Centro del ACT Zona Norte Grande. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea sur y ACT adyacente.

Tabla 4.6: Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E5 para diversas contingencias.

Falla Elemento		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																													
		Cóndores-Parinacota 220 kV		Encuentro-Collahuasi C1 220 kV		Cochrane-Encuentro C1 220 kV		Ana María-Lagunas 220 kV		Kimal-Laberinto C1 220 kV		Frontera-San Simón 220kV		O'Higgins-Kapatur C1 220 kV		María Elena-Frontera 220 kV		Encuentro-Ana María C1 220 kV		Kimal - Los Changos C1 500kV		CCH1		ANG1		CTA		IEM		Reactor Los Changos 500 kV	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
ANG1	0.6	11%	2.6	8%	1.1	3%	1.9	8%	1.4	9%	0.9	8%	1.8	20%	0.9	8%	0.5	8%	16.2	16%	-1.0	7%			-2.3	10%	-25.3	30%	-17.4	18%	
ANG2	0.6	11%	2.6	8%	1.1	3%	1.9	8%	1.4	9%	0.9	8%	1.8	19%	0.9	8%	0.5	8%	16.2	16%	-1.0	7%	-10.8	38%	-2.2	10%	-25.2	30%	-17.3	18%	
CCH1	0.5	10%	4.2	13%	11.7	35%	2.9	13%	1.5	10%	1.5	13%	0.4	4%	1.4	13%	0.8	13%	7.0	7%			-1.2	4%	-1.4	6%	-4.5	5%	-5.9	6%	
CCH2	0.5	10%	4.2	13%	11.6	35%	2.9	12%	1.5	10%	1.5	13%	0.3	4%	1.4	13%	0.8	13%	7.0	7%	-6.4	44%	-1.2	4%	-1.4	6%	-4.5	5%	-5.9	6%	
CTA	0.5	9%	2.3	7%	1.0	3%	1.7	7%	1.8	11%	0.8	7%	0.9	10%	0.8	7%	0.4	7%	8.1	8%	-0.9	6%	-1.7	6%			-6.3	8%	-5.8	6%	
CTH	0.5	9%	2.3	7%	1.0	3%	1.7	7%	1.8	11%	0.8	7%	0.9	10%	0.8	7%	0.4	7%	8.1	8%	-0.9	6%	-1.7	6%	-8.2	37%	-6.3	8%	-5.8	6%	
Cerro Dominador CSP	0.4	7%	3.0	9%	1.3	4%	2.1	9%	1.1	7%	1.1	9%	0.3	3%	1.0	9%	0.6	9%	5.1	5%	-0.8	6%	-0.8	3%	-1.0	4%	-3.3	4%	-4.3	5%	
Cerro Pabellón TG1	0.1	2%	0.8	2%	0.3	1%	0.6	2%	0.3	2%	0.3	2%	0.1	1%	0.3	2%	0.1	2%	1.4	1%	-0.2	1%	-0.2	1%	-0.3	1%	-0.9	1%	-1.3	1%	
Cerro Pabellón TG2	0.1	2%	0.8	2%	0.3	1%	0.6	2%	0.3	2%	0.3	2%	0.1	1%	0.3	2%	0.1	2%	1.4	1%	-0.2	1%	-0.2	1%	-0.3	1%	-0.9	1%	-1.3	1%	
Cerro Pabellón TG3	0.1	2%	0.8	2%	0.3	1%	0.6	2%	0.3	2%	0.3	2%	0.1	1%	0.3	2%	0.1	2%	1.4	1%	-0.2	1%	-0.2	1%	-0.3	1%	-0.9	1%	-1.3	1%	
IEM	0.8	14%	3.5	11%	1.5	4%	2.5	11%	1.8	12%	1.2	11%	2.2	24%	1.2	11%	0.6	11%	21.9	21%	-1.3	9%	-8.8	31%	-2.9	13%			-23.9	25%	
NTO1	0.4	7%	2.8	8%	1.2	3%	2.0	9%	1.1	7%	1.0	8%	0.2	3%	0.9	8%	0.5	8%	5.2	5%	-0.7	5%	-0.9	3%	-1.1	5%	-2.5	3%	-2.5	3%	
NTO2	0.4	7%	2.8	8%	1.2	3%	2.0	9%	1.1	7%	1.0	8%	0.2	3%	0.9	9%	0.5	8%	5.3	5%	-0.8	5%	-0.9	3%	-1.1	5%	-2.5	3%	-2.5	3%	
T_INTERNO	5.3	100%	32.7	100%	33.6	100%	23.3	100%	15.4	100%	11.7	100%	9.1	100%	10.9	100%	6.1	100%	104.4	100%	-14.4	100%	-28.5	100%	-22.4	100%	-83.2	100%	-95.2	100%	

Tabla 4.7. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E5 para diversas contingencias

Falla Gen		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas														
		Cóndores-Parinacota 220 kV	Encuentro-Collahuasi C1 220 kV	Cochrane-Encuentro C1 220 kV	Ana María-Lagunas 220 kV	Kimal-Laberinto C1 220 kV	Frontera-San Simón 220kV	O'Higgins-Kapatur C1 220 kV	María Elena-Frontera 220 kV	Encuentro-Ana María C1 220 kV	Kimal - Los Changos C1 500kV	CCH1	ANG1	CTA	IEM	Reactor Los Changos 500 kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	5.3	32.7	33.6	23.3	15.4	11.7	9.1	10.9	6.1	104.4	-14.4	-28.5	-22.4	-83.2	-95.2	
NGN-NGS	2.2	9.9	4.2	7.0	7.0	3.5	6.8	3.3	1.8	16.9	-4.3	-9.2	-11.6	-34.7	-29.3	
NGN-NCH	3.2	7.6	3.2	5.5	3.8	2.7	2.4	2.5	1.4	52.8	-7.1	-15.1	-9.6	-47.4	-67.7	
TOTAL	10.6	50.1	41.0	35.9	26.1	17.9	18.3	16.7	9.3	174.1	-25.8	-52.9	-43.6	-165.3	-192.2	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del Subárea Norte-Centro del ACT corresponde a la falla de la línea Kimal - Los Changos C1 500 kV el que precisa de una reserva interna de  $\sim 104$  MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la unidad IEM (21%) y la central Angamos (32%). En la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes del ACT Norte Chico y de la Subárea Sur del ACT Norte Grande ( $\sim 174$  MVAR).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del Reactor Los Changos, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Norte-Centro del ACT de 95 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la central Angamos (36%) y la central IEM (25%). Sumado los aportes externos adyacentes, tales como la del ACT Norte Chico y de la Subárea Sur del ACT Norte Grande el requerimiento total de esta contingencia es de 192 MVAR.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil

Para la barra Parinacota 220 kV (barra más débil pre y post contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

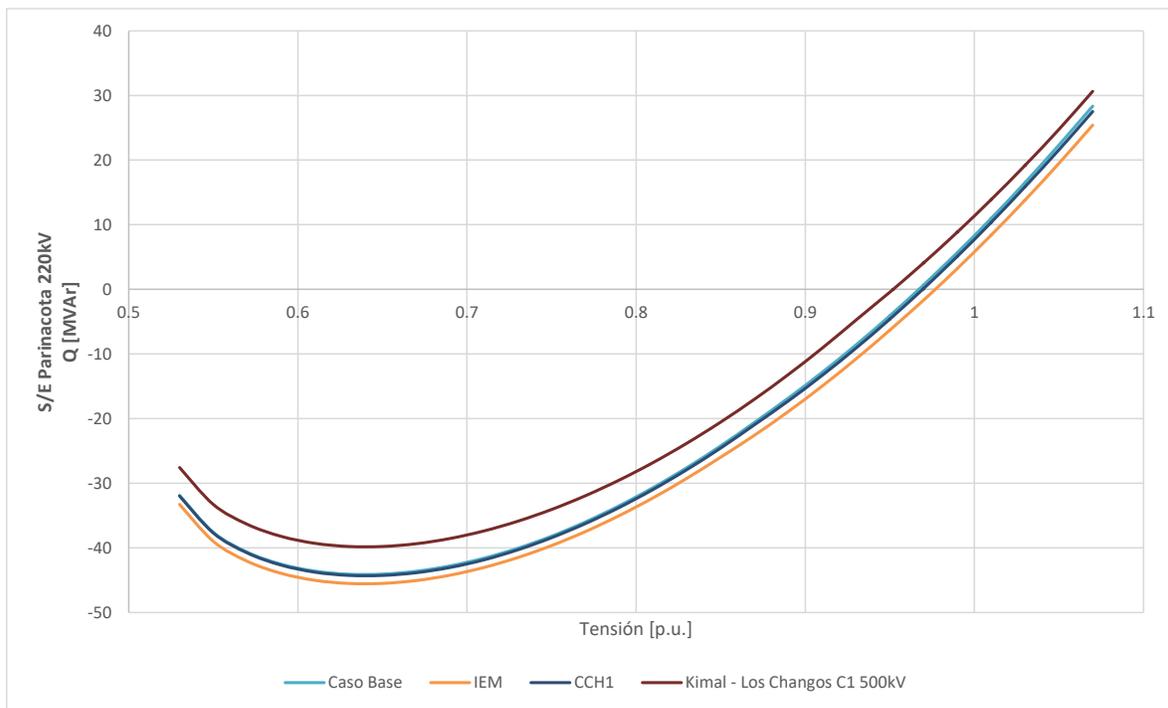


Figura 4.6. Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E5.

Tabla 4.8. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	0.967	0.95-1.05	0.63
IEM	0.977	0.95-1.05	0.63
CCH1	0.970	0.95-1.05	0.65
Kimal - Los Changos C1 500kV	0.952	0.95-1.05	0.63

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que las tensiones en la barra Parinacota 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Sin embargo, debido a que en post contingencia la tensión disminuye, leves aumentos de requerimientos de reactivos podrían implicar que la tensión de la barra quede fuera de los rangos aceptables.

#### 4.2.2.4 Análisis de resultados Escenario E7

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras del ACT 1, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

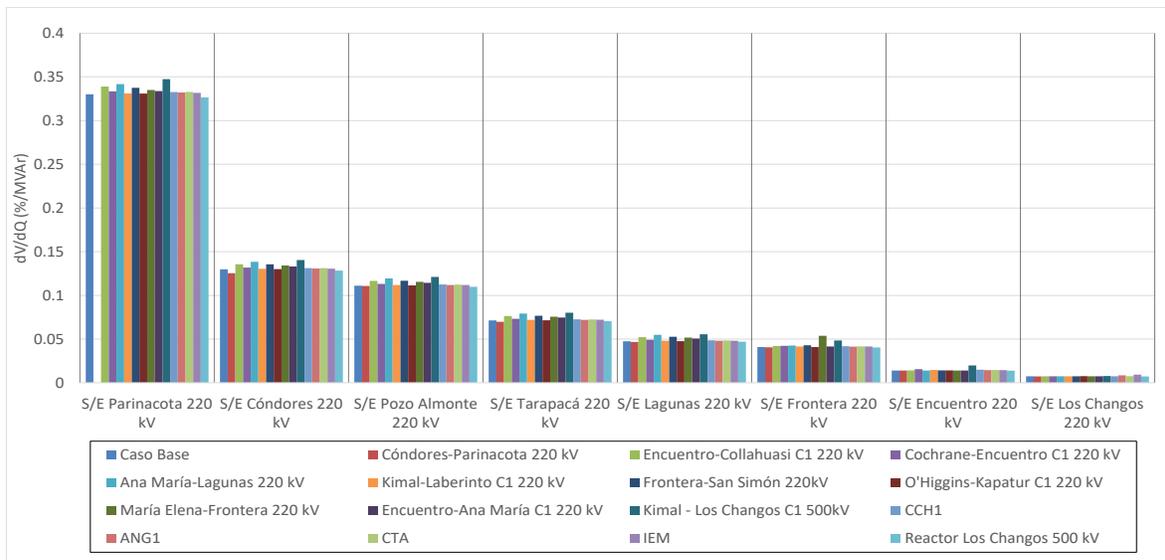


Figura 4.7. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E7.

En el gráfico anterior se puede observar que en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Parinacota 220 kV. La barra más débil en condiciones post contingencia sigue siendo la S/E Parinacota 220 kV para la falla en la línea Kimal - Los Changos C1 500 kV. Se puede apreciar que, para la mayor parte de las fallas, las barras en análisis no cambian su sensibilidad. Esto se puede explicar por la característica enmallada del sistema y porque existe más de un elemento de control de tensión en cada nodo PV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.], de un conjunto de barras del Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, son seleccionadas de acuerdo con la variación porcentual de la tensión, y se presentan a continuación.

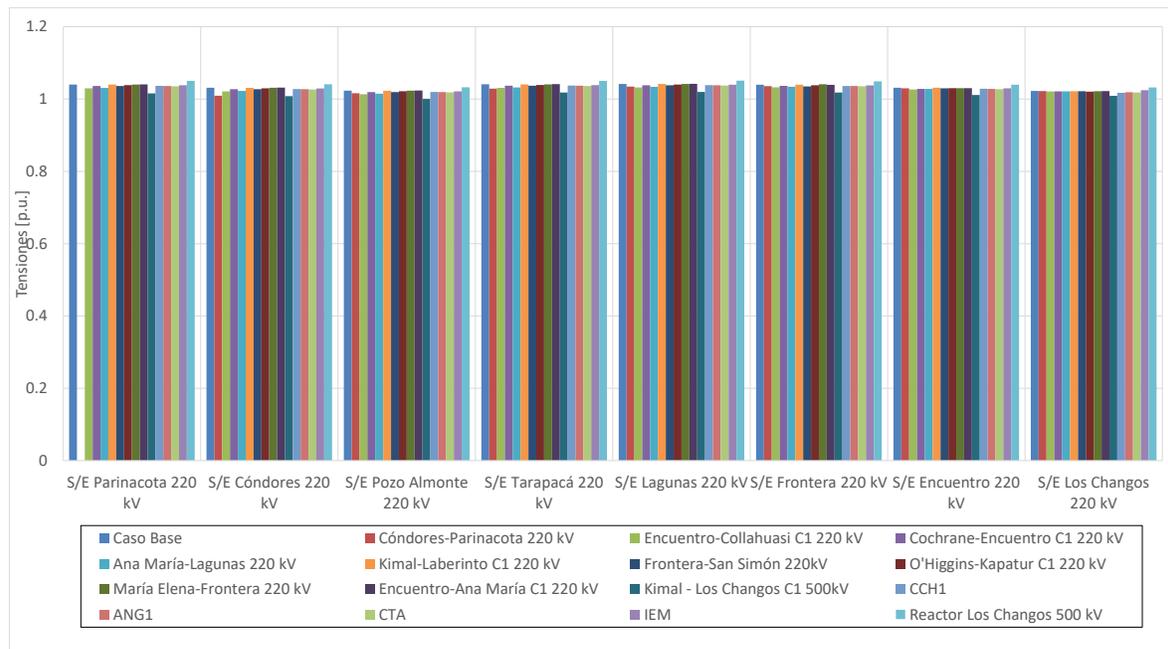


Figura 4.8. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E7.

En el gráfico anterior se puede observar que existen barras en el Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande con variaciones de tensión de hasta aproximadamente 2,4% con respecto al valor pre-falla. Se puede apreciar que las fallas que provocan mayores cambios en la tensión son las desconexiones de la línea Kimal - Los Changos C1 500 kV.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión de la Subárea Norte-Centro del ACT Zona Norte Grande. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea sur y el ACT adyacente.

Tabla 4.9: Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E7 para diversas contingencias.

Falla Elemento		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																													
		Córdoros-Parinacota 220 kV		Encuentro-Collahuasi C1 220 kV		Cochrane-Encuentro C1 220 kV		Ana María-Lagunas 220 kV		Kimal-Laberinto C1 220 kV		Frontera-San Simón 220kV		O'Higgins-Kapatur C1 220 kV		María Elena-Frontera 220 kV		Encuentro-Ana María C1 220 kV		Kimal - Los Changos C1 500kV		CCH1		ANG1		CTA		IEM		Reactor Los Changos 500 kV	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
ANG1	0.1	1%	2.7	10%	1.9	3%	1.8	10%	1.3	18%	1.0	10%	4.3	20%	0.8	10%	0.6	9%	28.1	16%	9.8	31%			8.8	20%	-4.1	194%	-19.7	19%	
ANG2	0.1	1%	2.7	10%	1.9	3%	1.8	10%	1.3	18%	1.0	10%	4.3	20%	0.8	10%	0.6	9%	28.0	15%	9.8	31%	5.6	19%	8.7	20%	-4.1	193%	-19.6	19%	
CCH1	1.3	20%	3.9	14%	23.9	39%	2.6	14%	0.2	2%	1.4	13%	1.1	5%	1.0	12%	0.9	14%	15.4	9%			2.5	9%	3.1	7%	1.4	64%	-6.2	6%	
CCH2	1.3	20%	3.9	14%	23.8	39%	2.6	14%	0.2	2%	1.4	13%	1.1	5%	1.0	12%	0.9	14%	15.3	8%	-1.6	-37%	2.5	9%	3.1	7%	1.3	64%	-6.2	6%	
CTA	0.8	12%	2.8	10%	1.9	3%	1.9	10%	2.5	33%	1.1	10%	2.3	11%	0.9	11%	0.6	10%	19.8	11%	4.0	13%	3.0	10%			0.0	0%	-8.4	8%	
Cerro Dominador CSP	1.1	17%	3.4	12%	2.3	4%	2.2	12%	0.2	2%	1.2	11%	1.0	5%	0.9	11%	0.8	12%	13.4	7%	1.9	6%	2.2	8%	2.7	6%	1.2	55%	-5.4	5%	
IEM	0.1	1%	3.6	13%	2.5	4%	2.4	13%	1.6	22%	1.4	13%	5.5	26%	1.1	13%	0.8	12%	37.2	21%	13.4	43%	9.0	31%	11.7	27%			-27.1	26%	
NT01	0.9	13%	2.6	9%	1.7	3%	1.7	9%	0.1	1%	1.0	10%	0.8	4%	0.9	10%	0.6	9%	11.8	7%	2.1	7%	2.0	7%	2.4	6%	1.1	52%	-4.9	5%	
NT02	0.9	13%	2.6	9%	1.7	3%	1.7	9%	0.1	1%	1.0	10%	0.8	4%	0.9	10%	0.6	9%	11.8	7%	2.1	7%	2.0	7%	2.4	6%	1.1	52%	-4.9	5%	
T_INTERNO	6.4	100%	28.1	100%	61.7	100%	18.7	100%	7.5	100%	10.5	100%	21.3	100%	8.4	100%	6.3	100%	180.8	100%	31.5	100%	28.8	100%	43.1	100%	-2.1	100%	-102.4	100%	

Tabla 4.10. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E7 para diversas contingencias

Falla Gen		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas														
		Córdoros-Parinacota 220 kV	Encuentro-Collahuasi C1 220 kV	Cochrane-Encuentro C1 220 kV	Ana María-Lagunas 220 kV	Kimal-Laberinto C1 220 kV	Frontera-San Simón 220kV	O'Higgins-Kapatur C1 220 kV	María Elena-Frontera 220 kV	Encuentro-Ana María C1 220 kV	Kimal - Los Changos C1 500kV	CCH1	ANG1	CTA	IEM	Reactor Los Changos 500 kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	6.4	28.1	61.7	18.7	7.5	10.5	21.3	8.4	6.3	180.8	31.5	28.8	43.1	-2.1	-102.4	
NGN-NGS	2.3	9.6	6.6	6.4	10.8	3.6	15.6	2.9	2.1	68.7	15.6	11.6	22.6	-1.7	-33.2	
NGN-NCH	8.4	5.7	3.2	3.8	1.4	2.2	5.9	1.8	1.2	57.2	-54.2	-71.7	-34.1	-125.5	-58.3	
TOTAL	17.2	43.4	71.5	28.8	19.7	16.4	42.8	13.1	9.6	306.7	-7.1	-31.2	31.6	-129.3	-193.8	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión de la Subárea Norte-Centro del ACT corresponde a la falla de la línea Kimal - Los Changos C1 500 kV, el que precisa de una reserva interna de 180 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (21%) y la central Angamos (31%). En la segunda tabla se puede apreciar que la falla anteriormente señalada es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes, tales como la del ACT Norte Chico y de la Subárea Sur del ACT Norte Grande (306 MVAR).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del Reactor Los Changos, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Norte del ACT de 102 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (26%) y la central Angamos (38%). Sumado los aportes externos adyacentes, tales como la del ACT Norte Chico y de la Subárea Sur del ACT Norte, el requerimiento total de esta contingencia es de 193 MVAR.

#### 4.2.2.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para la contingencia más crítica de la subárea se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona. Además, se verificaron el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para la contingencia, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
	Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \geq 5\%$ ?	$\angle \text{Dif. Ang.} \leq 120^\circ$ ?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.7$ p.u. ?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\angle f \geq 48.3$ Hz?
Kimal - Los Changos C1 500kV	Cochrane-Encuentro C1 220 kV	140.9	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.11. Resumen verificación comportamiento dinámico escenario E7 Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande.

De las tablas anteriores se puede concluir que para la contingencia más crítica de la ACT se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

#### 4.2.2.6 Prioridades de Uso de los Recursos

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.12. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
<b>Escenario más exigente</b>	E7	E4
<b>Demanda de la zona (MW)</b>	1759	2038
<b>Generación de la zona (MW)</b>	1825	2749
<b>Contingencia más crítica en la zona</b>	Kimal - Los Changos C1 500kV	Reactor Los Changos 500 kV
<b>Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVA<sub>r</sub>)</b>	180.8	-103.8
<b>Distribución</b>	IEM:21% ANG1 y 2: 31%	IEM: 27% ANG1 y 2: 40%

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades  $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$  para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal.

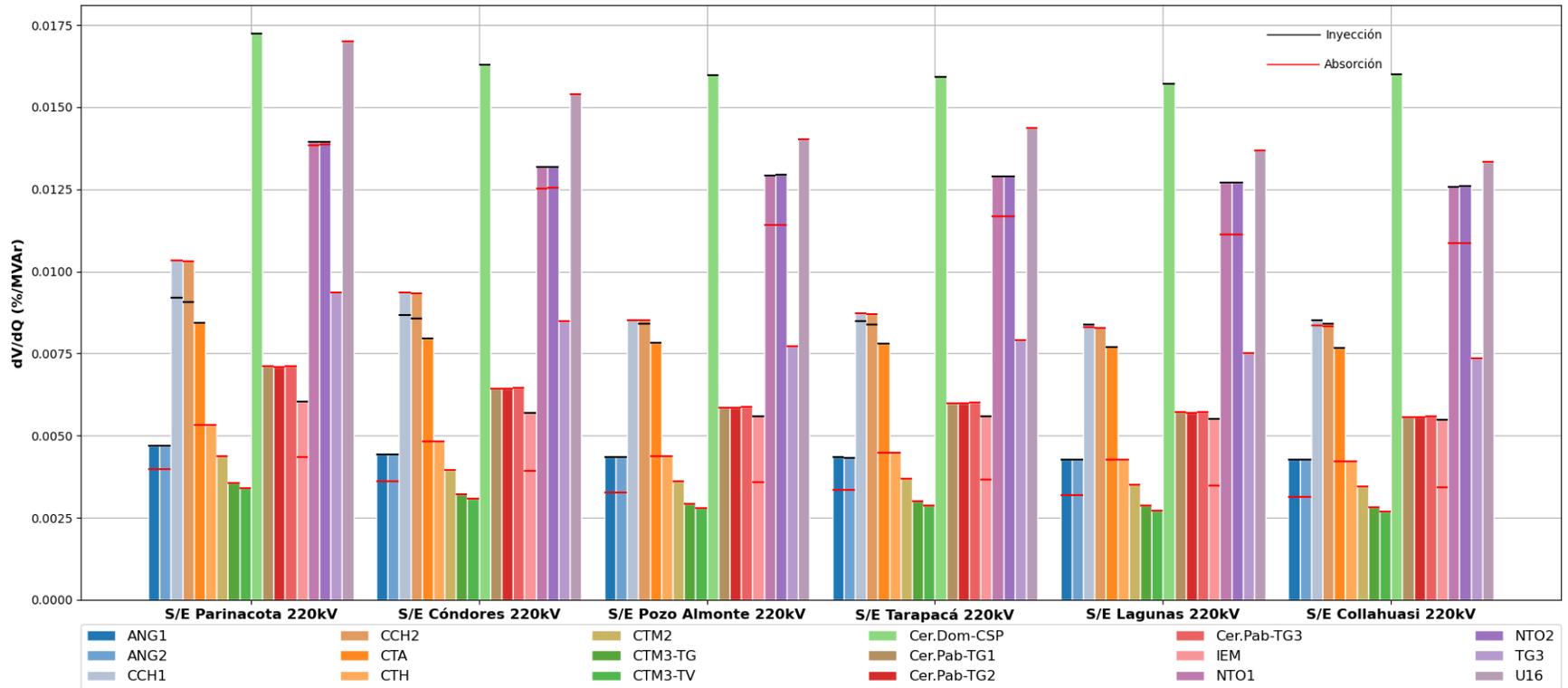


Figura 4.9. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande.

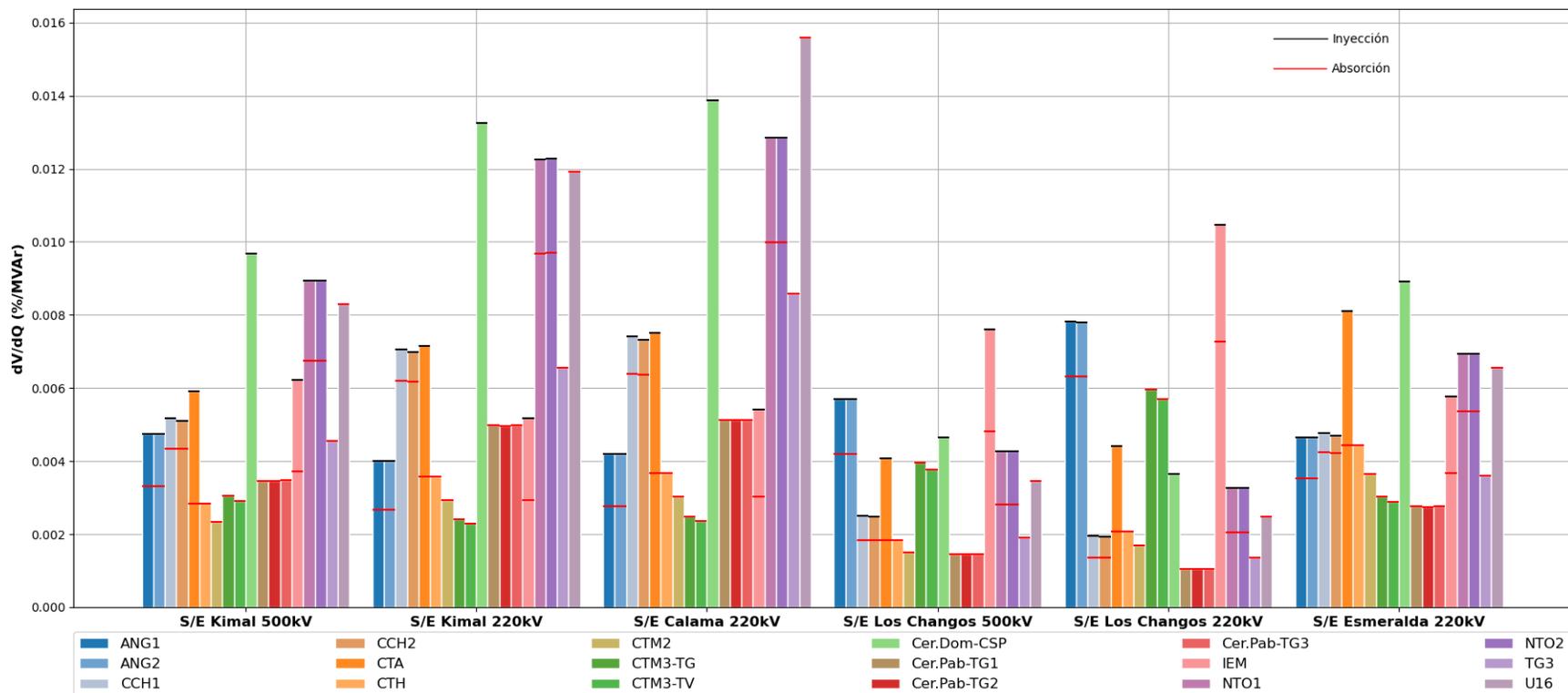


Figura 4.10. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande (continuación).

De las figuras anterior se observa que para la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E7) y absorción (E4) de potencia reactiva, la Central Norgener (NTO1 y NTO2), la Central Tocopilla (U16) y la Central Cerro Dominador (Cerro Dom.-CSP) son en general, las más eficaces en el CT de las SS/EE de la Sub ACT Norte-Centro Grande-Norte. Una salvedad al comportamiento antes señalado se da en la S/E Los Changos 500kV y especialmente en Los Changos 220kV, en donde las Centrales Angamos (ANG1 y ANG2) e IEM aumentan significativamente su efectividad en el control de tensión.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

#### **4.2.3 Subárea Sur**

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de control de tensión:

- SVC Domeyko +120/ -80 MVAR

Para el análisis se considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Parques ERV inyectando/absorbiendo reactivos en su punto de conexión de acuerdo con lo exigido en la NT.

##### **4.2.3.1 Contingencias Simuladas**

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Falla de la línea Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV
- Falla de la línea Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV
- Falla de la línea Zaldívar-Escondida 220 kV
- Falla de la línea Domeyko-Planta Óxidos 220 kV
- Desconexión SVC Domeyko

##### **4.2.3.2 Análisis de resultados Escenario E4**

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

- a) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVAR], para las distintas barras del ACT 1, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias. Las principales barras del sistema enmallado poseen una baja sensibilidad en comparación con las barras aquí mostradas.

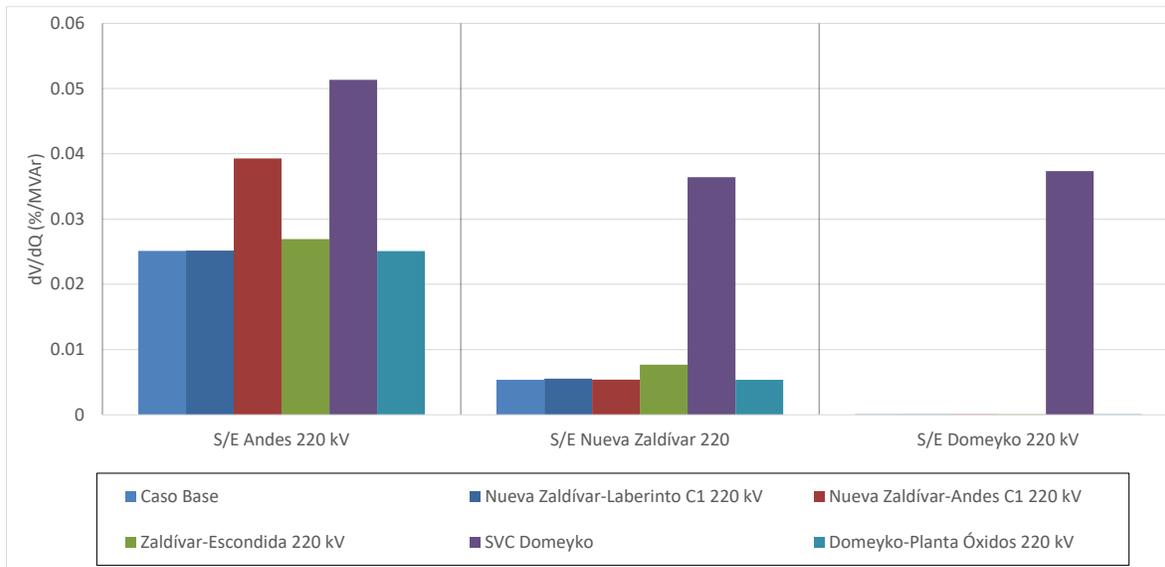


Figura 4.11. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E4.

En el gráfico anterior se puede observar que en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Andes 220 kV. La barra más débil en condiciones post contingencia sigue siendo la S/E Andes 220 kV para la falla del SVC Domeyko. Se puede apreciar que, para todas las barras de la subárea, la mayor sensibilidad se produce ante la falla del SVC Domeyko debido a que es el único elemento de control de tensión de dicha subárea. Con respecto a la S/E Domeyko, se observa la fortaleza de esta barra ante contingencias (de ahí que no se visualice la sensibilidad en esos casos) excepto ante la pérdida del SVC Domeyko. Hay que destacar que la insensibilidad de esta barra está directamente relacionada al margen de reactivos que posea el SVC de Domeyko en contingencias.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.], de un conjunto de barras del Subárea Sur del ACT Norte Grande, son seleccionadas de acuerdo con la variación porcentual de la tensión, y se presentan a continuación.

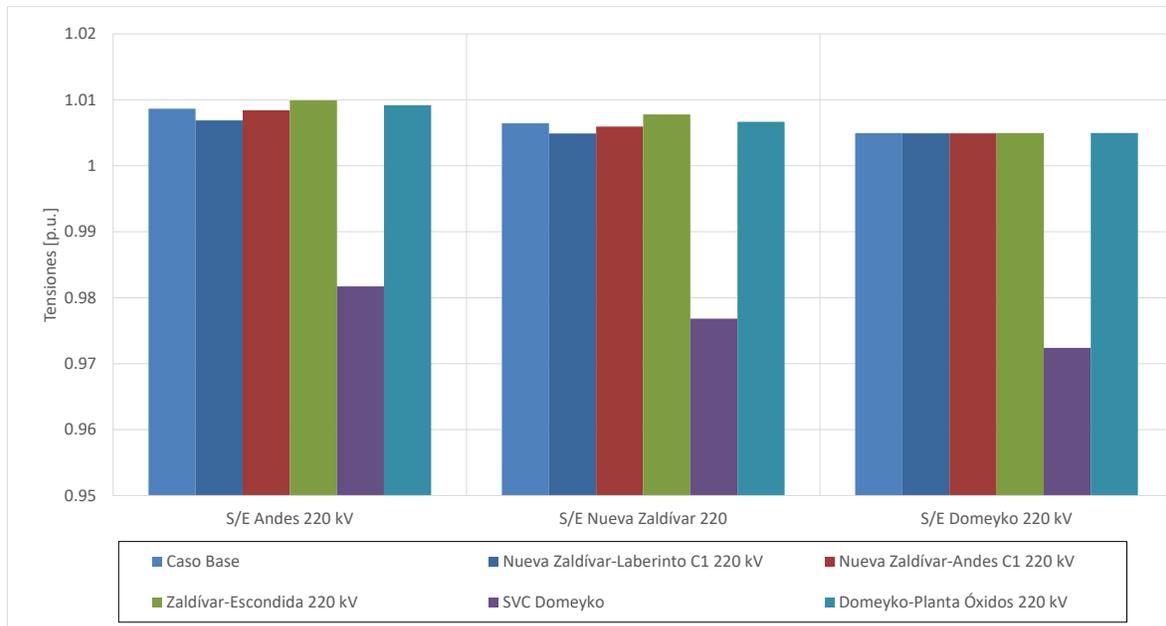


Figura 4.12. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E4.

En el gráfico anterior se puede observar que las barras en el Subárea Sur del ACT Norte Grande poseen variaciones de tensión entre 2,8% y 3,4% con respecto al valor pre-falla. Se puede apreciar que la falla que provoca mayor cambio en la tensión es la falla del SVC Domeyko.

#### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Las siguientes tablas presentan los requerimientos de las contingencias analizadas sobre el único elemento de control existente en la subárea sur, el SVC Domeyko. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea norte.

Tabla 4.13: Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E4 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas									
Elemento	Falla	Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV		Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV		Zaldívar-Escondida 220 kV		Domeyko-Planta Óxidos 220 kV	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Domeyko		32.4	100%	8.8	100%	5.3	100%	-63.2	100%
T_INTERNO		32.4	100%	8.8	100%	5.3	100%	-63.2	100%

Tabla 4.14. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E4 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen	Falla	Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV	Zaldívar-Escondida 220 kV	SVC Domeyko	Domeyko-Planta Óxidos 220 kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		32.4	8.8	5.3		-63.2
NGN-NGS		-25.7	1.0	-2.1	101.3	17.3
TOTAL		6.7	9.8	3.2	101.3	-45.9

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil

Para la barra Andes 220 kV (barra más débil pre y post contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

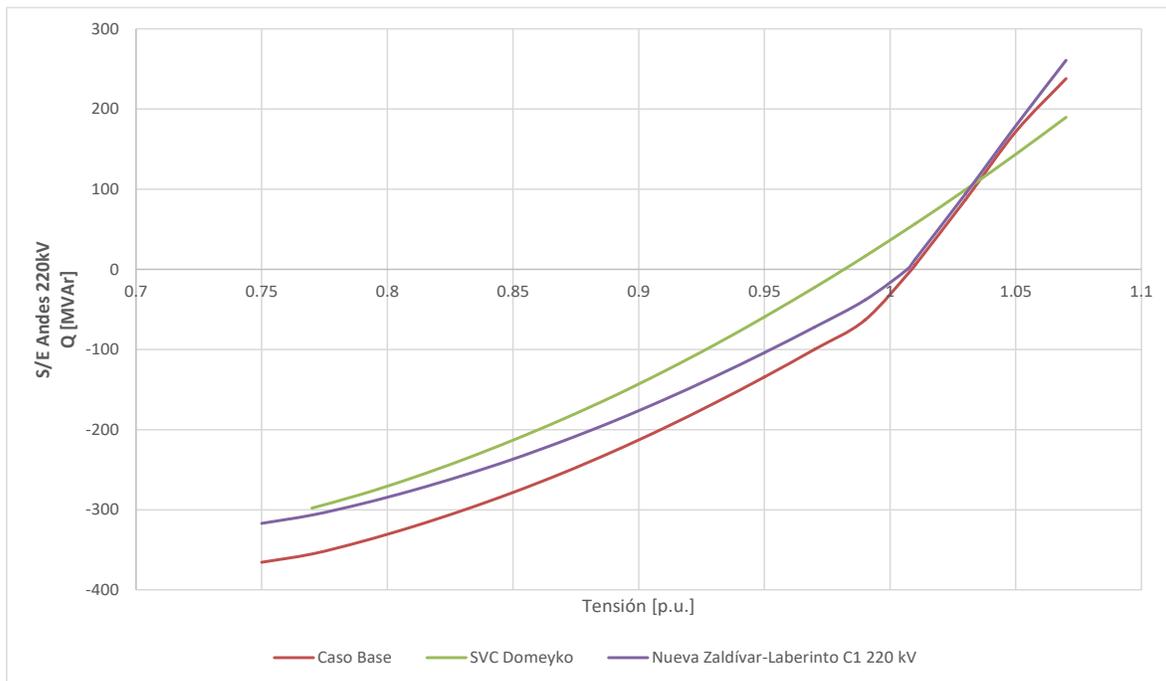


Figura 4.13. Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E4.

Tabla 4.15. Descripción resultados Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.009	0.95-1.05	0.75
SVC Domeyko	0.982	0.95-1.05	0.77
Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	1.007	0.95-1.05	0.75

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Andes 220kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.2.3.3 Análisis de resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVAR], para las distintas barras del ACT 1, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias. Las principales barras del sistema enmallado poseen una baja sensibilidad en comparación con las barras aquí mostradas.

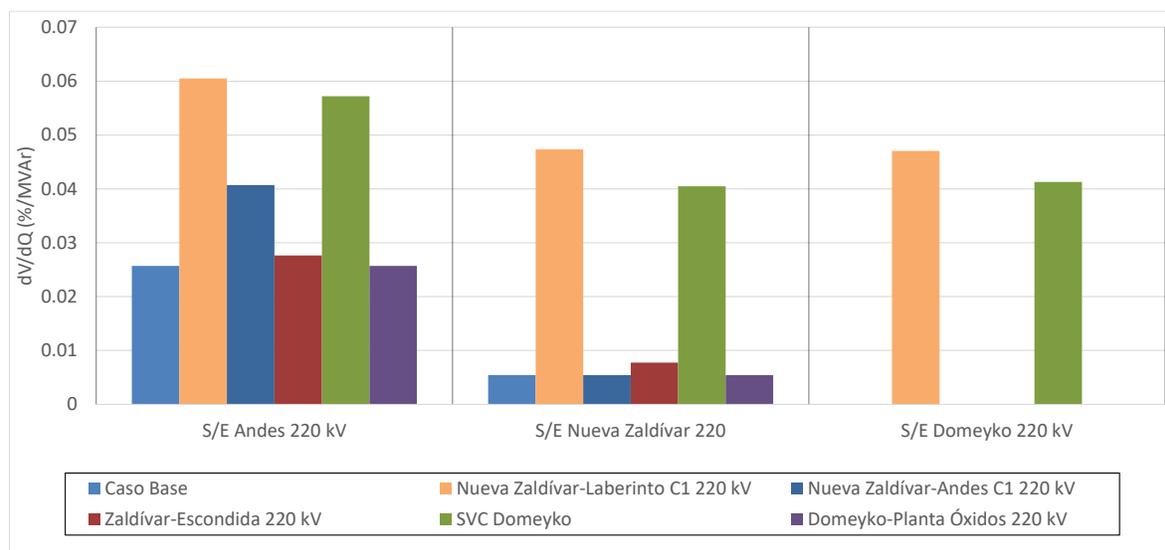


Figura 4.14. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E5.

En el gráfico anterior se puede observar que en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Andes 220 kV. La barra más débil en condiciones post contingencia sigue siendo la S/E Andes 220 kV para la falla de la línea Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV. Se puede apreciar que, para todas las barras de la subárea, la mayor sensibilidad se produce ante la falla de la línea Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV y del SVC Domeyko debido a que es el único elemento de control de tensión de dicha subárea. Con respecto a la S/E Domeyko, se observa la fortaleza de esta barra ante contingencias (de ahí que no se visualice la sensibilidad en esos casos) excepto ante la pérdida del SVC Domeyko o ante la falla en línea Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV. Hay que destacar que la insensibilidad de esta barra está directamente relacionada al margen de reactivos que posea el SVC de Domeyko en contingencias, en particular en el caso de la falla en línea Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV, el SVC de Domeyko presenta margen de reactivos nulo, luego su sensibilidad aumenta considerablemente.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.], de un conjunto de barras del Subárea Sur del ACT Norte Grande, son seleccionadas de acuerdo con la variación porcentual de la tensión, y se presentan a continuación.

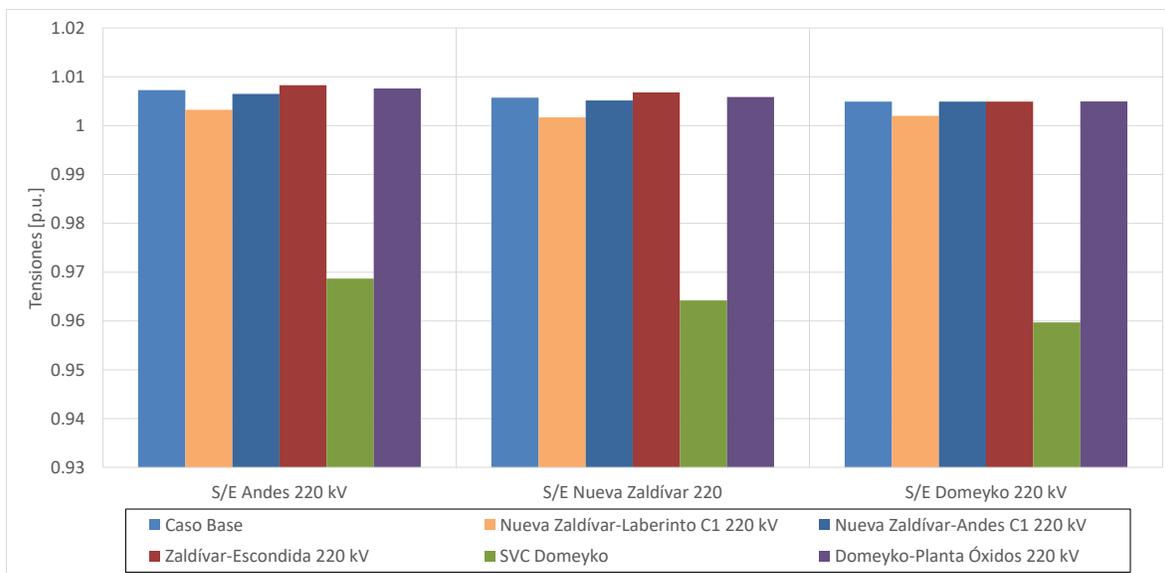


Figura 4.15. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E5.

En el gráfico anterior se puede observar que las barras en el Subárea Sur del ACT Norte Grande experimentan variaciones de tensión de hasta un  $\sim 4,7\%$  con respecto al valor pre-falla. Se puede apreciar que la falla que provoca mayor cambio en la tensión es la falla del SVC Domeyko.

#### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y

estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el norte grande inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Las tablas presentan los requerimientos de las contingencias analizadas sobre el único elemento de control existente en la subárea sur, el SVC Domeyko. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea norte.

Tabla 4.16: Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E5 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas									
Elemento	Falla	Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV		Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV		Zaldívar-Escondida 220 kV		Domeyko-Planta Óxidos 220 kV	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Domeyko		19.2	100%	10.5	100%	5.0	100%	-59.6	100%
T_INTERNO		19.2	100%	10.5	100%	5.0	100%	-59.6	100%

Tabla 4.17. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E5 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen	Falla	Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV	Zaldívar-Escondida 220 kV	SVC Domeyko	Domeyko-Planta Óxidos 220 kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		19.2	10.5	5.0		-59.6
NGN-NGS		-12.4	0.9	-1.5	134.2	13.7
TOTAL		6.8	11.4	3.5	134.2	-45.8

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil

Para la barra Andes 220 kV (barra más débil pre y post contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

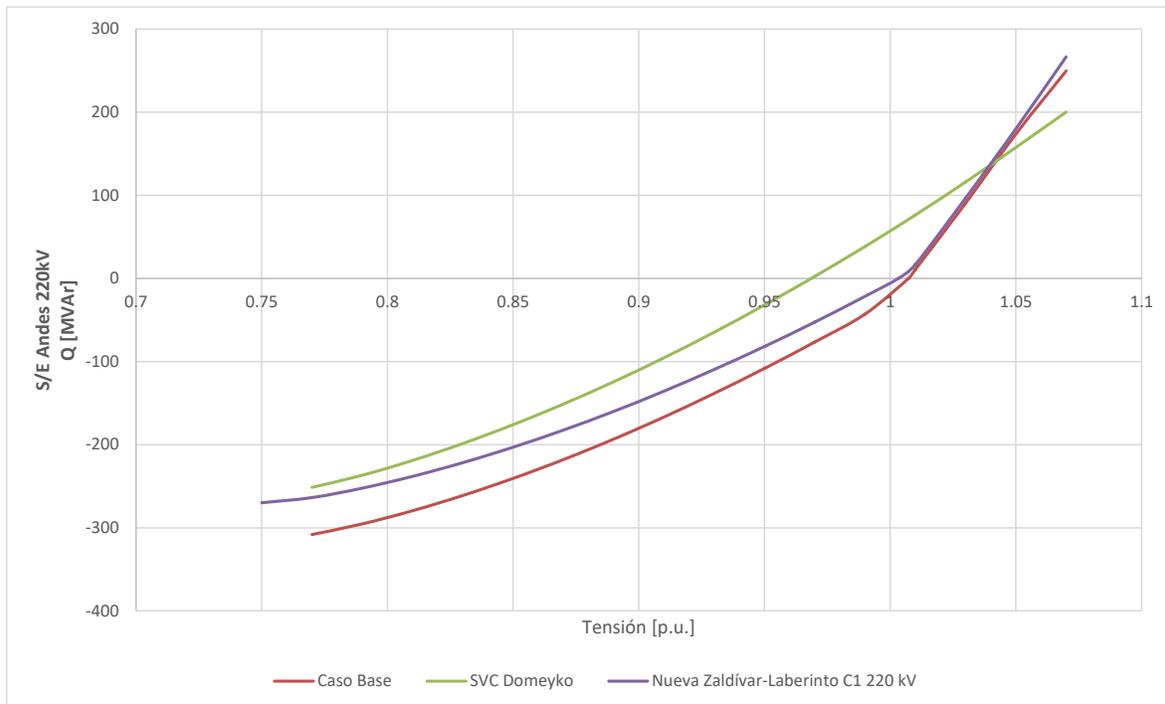


Figura 4.16. Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E5.

Tabla 4.18. Descripción resultados Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.007	0.95-1.05	0.77
SVC Domeyko	0.969	0.95-1.05	0.77
Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	1.003	0.95-1.05	0.75

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Andes 220 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.2.3.4 Análisis de resultados Escenario E7

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad de Flujo de Potencia.

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras del ACT 1, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias. Las principales barras del sistema enmallado poseen una baja sensibilidad en comparación con las barras aquí mostradas.

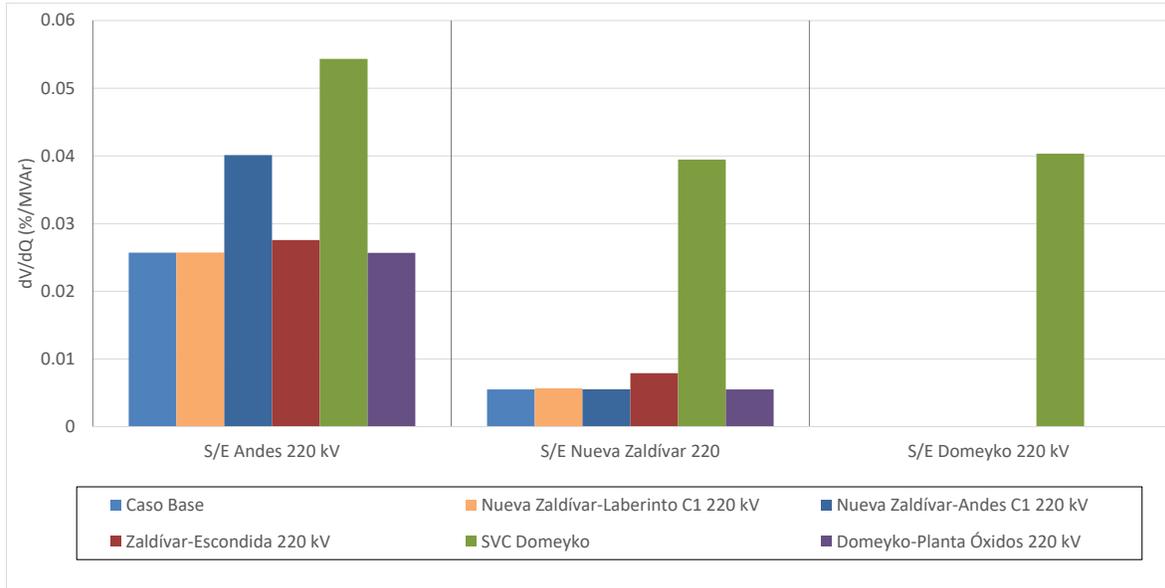


Figura 4.17. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E7.

En el gráfico anterior se puede observar que en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Andes 220 kV. La barra más débil en condiciones post contingencia sigue siendo la S/E Andes 220 kV para la falla de la línea Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV. Con respecto a la S/E Domeyko, se observa la fortaleza de esta barra ante contingencias (de ahí que no se visualice la sensibilidad en esos casos) excepto ante la pérdida del SVC Domeyko. Hay que destacar que la insensibilidad de esta barra está directamente relacionada al margen de reactivos que posea el SVC de Domeyko en contingencias.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.], de un conjunto de barras del Subárea Sur del ACT Norte Grande, son seleccionadas de acuerdo con la variación porcentual de la tensión, y se presentan a continuación.

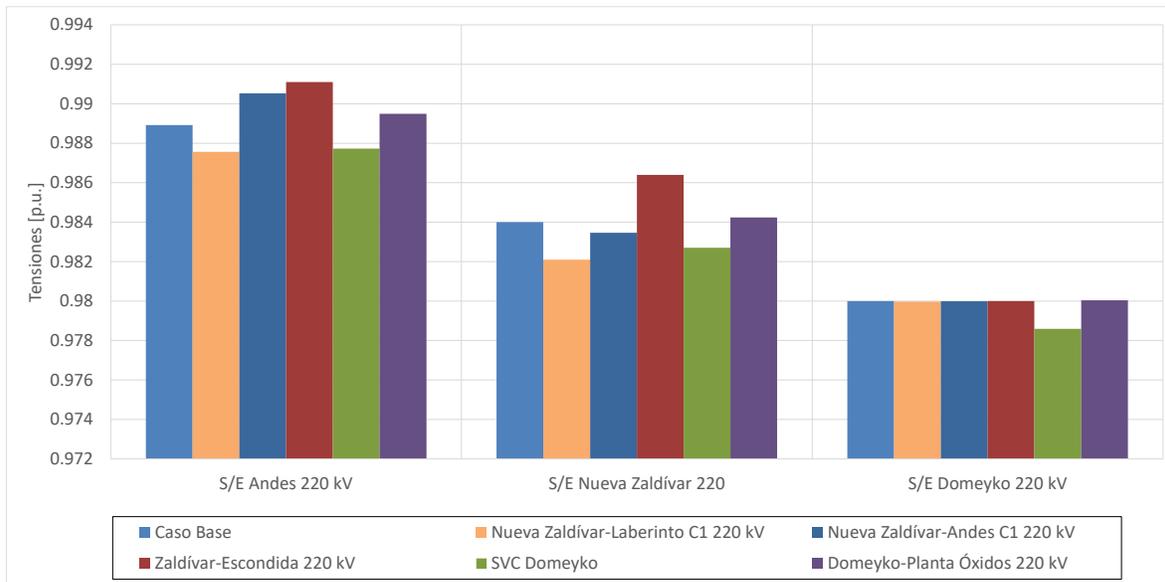


Figura 4.18. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E7.

En el gráfico anterior se puede observar que las barras en el Subárea Sur del ACT Norte Grande experimentan variaciones de tensión de hasta un  $\sim 0,2\%$  con respecto al valor pre-falla. Se puede apreciar que la falla que provoca mayor cambio en la tensión es la salida de la línea Zaldívar-Escondida 220 kV.

#### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destacan en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el norte grande inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Las siguientes tablas presentan los requerimientos de las contingencias analizadas sobre el único elemento de control existente en la subárea sur, el SVC Domeyko. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde la subárea norte.

Tabla 4.19: Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E7 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Elemento	Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV		Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV		Zaldívar-Escondida 220 kV		Domeyko-Planta Óxidos 220 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Domeyko	33.3	100%	9.0	100%	5.9	100%	-60.1	100%
T_INTERNO	33.3	100%	9.0	100%	5.9	100%	-60.1	100%

Tabla 4.20. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E7 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas					
Falla Gen	Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV	Zaldívar-Escondida 220 kV	SVC Domeyko	Domeyko-Planta Óxidos 220 kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	33.3	9.0	5.9		-60.1
NGN-NGS	-28.7	0.1	-3.4	3.9	17.9
TOTAL	4.5	9.1	2.5	3.9	-42.2

#### 4.2.3.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para la contingencia más crítica de la subárea se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona. Además, se verificaron el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona. Para la contingencia, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
	Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \geq 5\%$ ?	$\zeta$ Dif. Ang. $\leq 120^\circ$ ?	$\zeta V_{\min.} > 0.7$ p.u. ?	$\zeta V_{\min.} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\zeta V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\zeta f \geq 48.3$ Hz?
Domeyko-Planta Óxidos 220 kV	Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	96	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.21. Resumen verificación comportamiento dinámico escenario E7 Subárea Sur del ACT Norte Grande.

De la tabla anterior se puede concluir que para la contingencia más crítica de la ACT se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

#### 4.2.3.6 Prioridades de Uso de los Recursos

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Sur del ACT Norte Grande, respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

*Tabla 4.22. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Sur del ACT Norte Grande.*

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
<b>Escenario más exigente</b>	E7	E4
<b>Demanda de la zona (MW)</b>	440	592
<b>Generación de la zona (MW)</b>	0	0
<b>Contingencia más crítica en la zona</b>	Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	Domeyko-Planta Óxidos 220 kV
<b>Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVA<sub>r</sub>)</b>	33.3	-63.2
<b>Distribución</b>	SVC Dom.: 100%	SVC Dom.: 100%

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades  $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$  para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal.

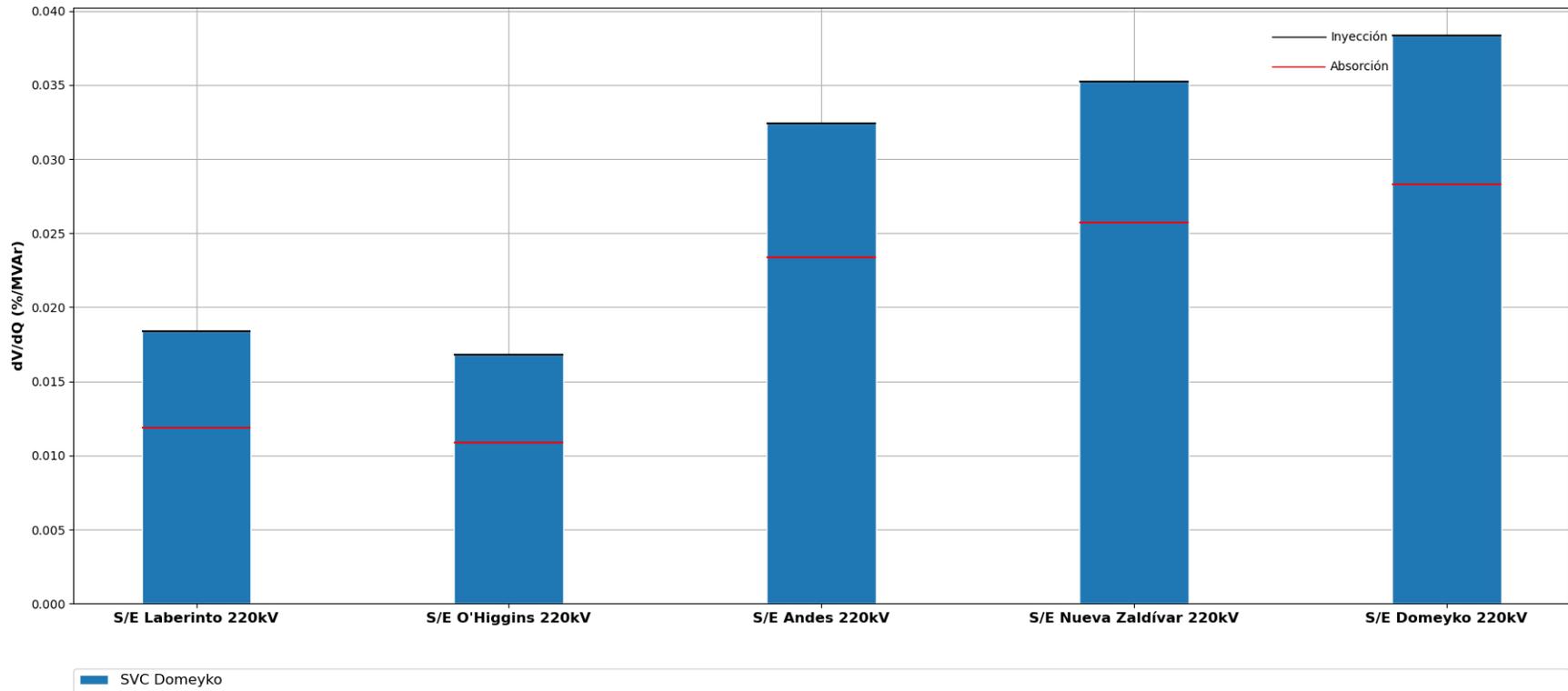


Figura 4.19. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Subárea Sur del ACT Norte Grande.

De las figura anterior se observa que para la Subárea Norte del ACT Norte Grande y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E7) y absorción (E4) de potencia reactiva, se aprecia que el SVC de Domeyko, que corresponde al único elemento de control existente en el ACT, disminuye su efectividad de control de tensión de S/E Domeyko al norte, presentando la menor efectividad en el CT de las barras de las SS/EE Laberinto 220kV y O’Higgins 220 kV.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

### 4.3 Área de CT 2: Norte Chico

#### 4.3.1 Escenarios analizados

Esta ACT incluye los sistemas de 500, 220 y 110 kV comprendidos entre las barras de 500 kV de S/E Los Changos, por el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico y de 220 kV de S/E Los Vilos, por el sur, pero sin incluir ninguna de dichas barras, las cuales corresponden a las ACT adyacentes.

En esta ACT se distingue una subárea de control de tensión, correspondiente al subsistema de 220 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre 220 kV. En consecuencia, el análisis de esta ACT se subdivide en dos subáreas, la subárea Norte y la Centro-Sur y, los cuales se estudiaron por separado.

Los escenarios de operación utilizados para las simulaciones de las subáreas del Norte Chico se resumen en la Tabla 4.23 y la Tabla 4.24

Tabla 4.23. Escenarios de operación para el análisis del ACT Norte Chico subárea Norte

Escenario	Consumo ACT (MW)	Generación ACT (MW)	Generación ERV ACT (MW)
E3	132.5	397.4	397.4
E4	120.3	8.5	8.5
E5	129.1	458.8	458.8
E7	109.3	85.0	85.0

Tabla 4.24. Escenarios de operación para el análisis del ACT Norte Chico subárea Centro-Sur

Escenario	Consumo ACT (MW)	Generación ACT (MW)	Generación ERV ACT (MW)
E3	863.7	1652.1	1111.4
E4	714.4	762.2	101.4
E5	781.5	2367.3	1912.9
E7	490.5	487.1	155.1

Esta ACT se caracteriza por presentar elevados niveles de tensión producto de la potencia reactiva inyectada por las líneas del sistema de transmisión de 500 kV Los Changos – Polpaico. Esta potencia reactiva debe ser absorbida principalmente por los elementos de CT existentes en el sistema de 220 kV (Central Guacolda, los SVC y los CER).

Otra característica importante de esta ACT es la diferencia en la operación en condiciones de día y de noche, producto de la gran capacidad instalada de parques fotovoltaicos. De día se alcanzan valores de inyección del orden de 1100 MW provenientes de estos parques, los que además aportan en la absorción de potencia reactiva constante de acuerdo con los supuestos operativos (Parques ERV modo PQ), entregando un mayor margen de potencia reactiva a los elementos de CT antes mencionados con respecto a la situación de noche. En el caso particular del Parque Fotovoltaico El Romero, también se consideró la absorción de potencia reactiva de noche, con montos de hasta 12 MVAR, replicando lo que se ha observado en la operación real.

#### **4.3.2 Subárea Norte**

Por las razones mencionadas anteriormente, todos los escenarios analizados consideran el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- SVC Plus Diego de Almagro +140/ -100 MVAR
- 0 de 4 bancos de CCEE S/E Diego de Almagro (4x5.4 MVAR)
- 1 reactor S/E Diego de Almagro 1x30 MVAR

##### **4.3.2.1 Contingencias simuladas**

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Falla Línea Francisco – Conejo 220kV (Pérdida PFV Conejo)
- Falla Línea Cachiyuyal – Pampa Solar Norte 220kV (Pérdida PFV Pampa Solar Norte)
- Desconexión Transformadores Diego de Almagro 220/110 kV
- Falla Línea Diego de Almagro – Illapa C1 220kV
- Falla Línea Diego de Almagro – Illapa C3 220kV
- Desconexión Transformadores Cumbre 500/220 kV
- Falla Línea Illapa – Cumbre C1 220kV

La desconexión de los transformadores de 220/110 kV de S/E Diego de Almagro, que comparten el interruptor de 220 kV, en horas sin sol equivale a la desconexión de un consumo de aproximadamente 120 MW.

##### **4.3.2.2 Análisis de resultados Escenario E3**

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E3.

Este escenario corresponde a una condición de demanda máxima de día con una alta inyección de fuentes renovables en el ACT.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E3

En los gráficos siguientes se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

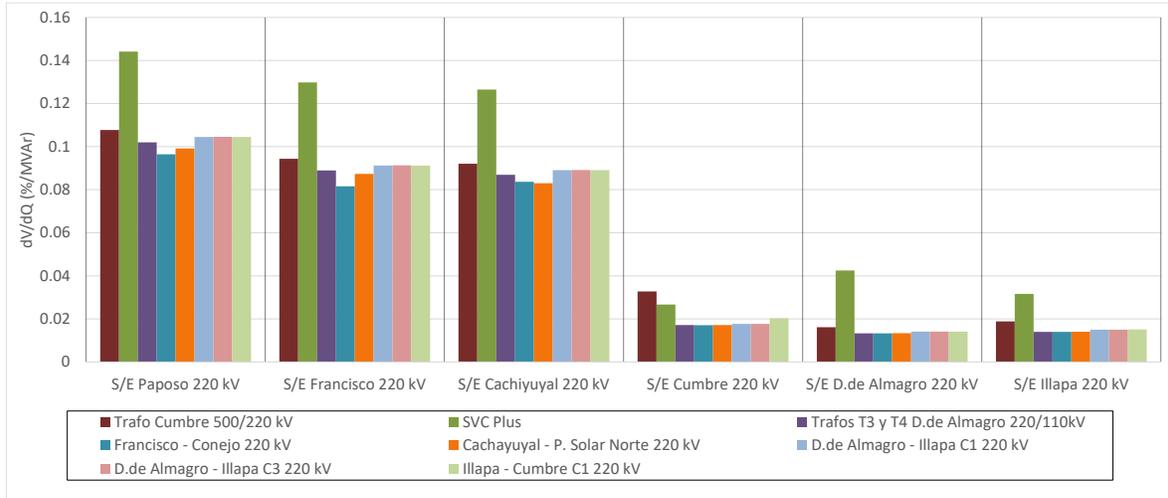


Figura 4.20. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E3.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Paposo 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde también a la S/E Paposo 220 kV para la falla del SVC de D. de Almagro.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220 kV en condiciones normales y post contingencia.

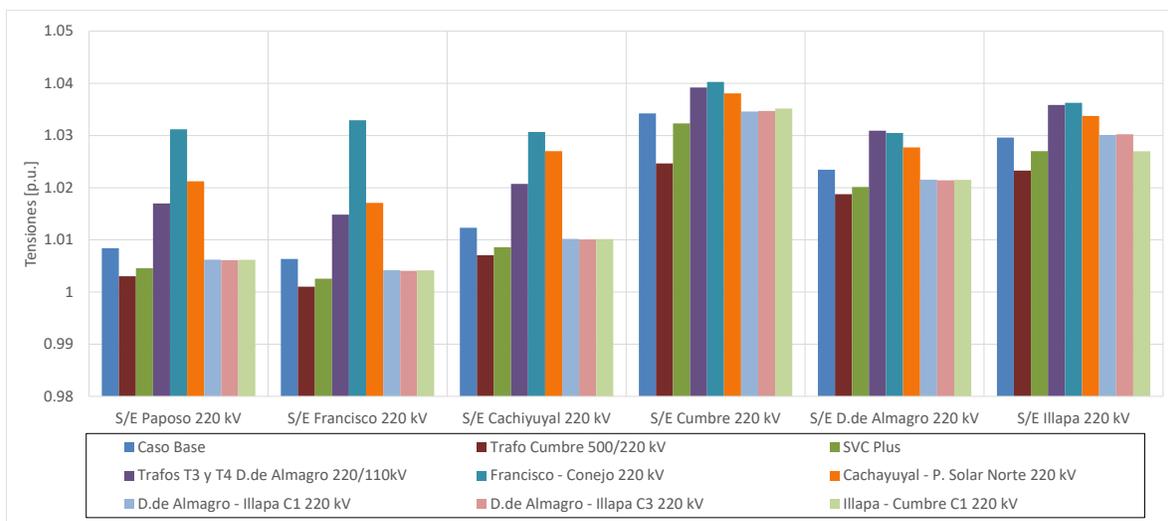


Figura 4.21. Tensiones en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E3.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E3

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico - Norte inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.25. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E3 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas														
Elemento \ Falla	Trafo Cumbre 500/220 kV		Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV		Francisco - Conejo 220 kV		Cachayuyal - P. Solar Norte 220 kV		D.de Almagro - Illapa C1 220 kV		D.de Almagro - Illapa C3 220 kV		Illapa - Cumbre C1 220 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Plus	23.4	100%	-37.5	100%	-35.2	100%	-21.4	100%	9.5	100%	10.0	100%	9.7	100%
T_INTERNO	23.4	100%	-37.5	100%	-35.2	100%	-21.4	100%	9.5	100%	10.0	100%	9.7	100%

Tabla 4.26. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E3 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Gen \ Falla	Trafo Cumbre 500/220 kV	SVC Plus	Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV	Francisco - Conejo 220 kV	Cachayuyal - P. Solar Norte 220 kV	D.de Almagro - Illapa C1 220 kV	D.de Almagro - Illapa C3 220 kV	Illapa - Cumbre C1 220 kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	23.4		-37.5	-35.2	-21.4	9.5	10.0	9.7
NCHS-NCHN	-29.0	9.5	-22.7	-24.1	-14.7	-1.8	-2.3	4.4
TOTAL	-5.6	9.5	-60.2	-59.3	-36.1	7.7	7.7	14.0

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la salida del transformador Cumbre 500/220 kV, el que precisa de una reserva interna de 23 MVAR, que en su totalidad es aportado por el SVC de D. de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la falla de la línea Illapa - Cumbre C1 220 kV es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (14 MVAR).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión de los transformadores T3 y T4 D. de Almagro 220/110kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 35 MVAR que en su totalidad es aportado por el SVC de D. de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la ya señalada contingencia es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (60 MVAR).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E3

Para la barra Paposo 220 kV (barra de 220 kV más débil pre-contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

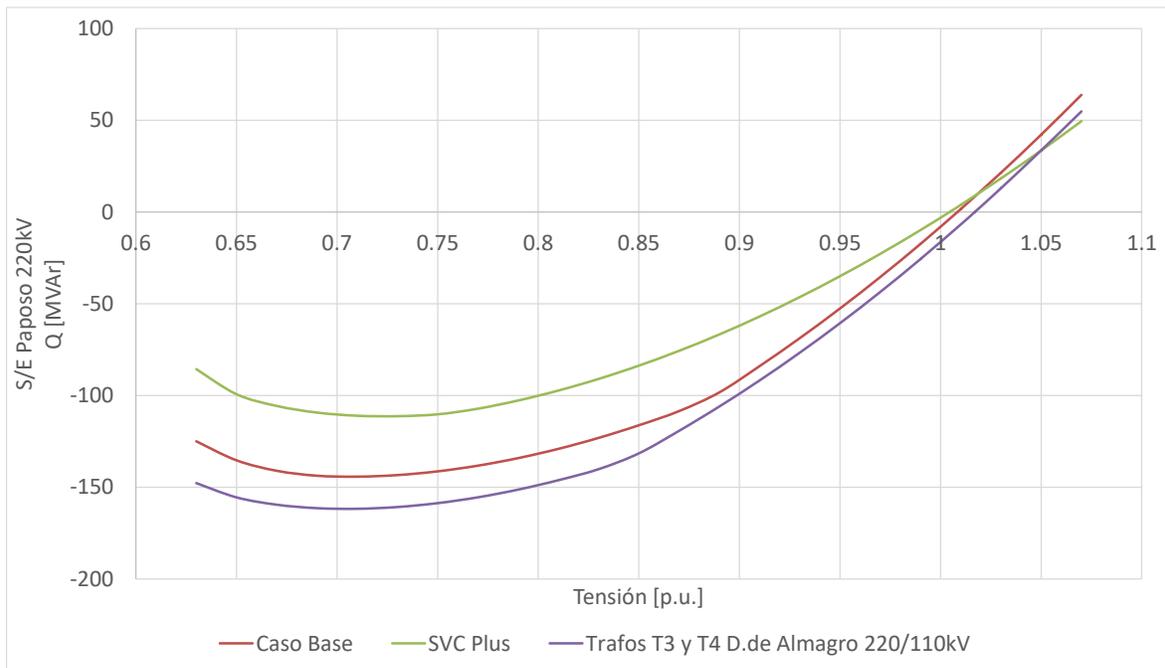


Figura 4.22. Curvas Q-V en S/E Paposo 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E3.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.27. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paposo 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.008	0.984-1.088	0.71
SVC Plus	1.005	0.963 - 1.109	0.73
Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV	1.017	0.963 - 1.109	0.71

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Paposo 220 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.3.2.3 Análisis de resultados Escenario E4

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E4.

Este escenario corresponde a una condición de demanda máxima de noche con una muy baja inyección de fuentes renovables en el ACT.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E4

En los gráficos siguientes se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

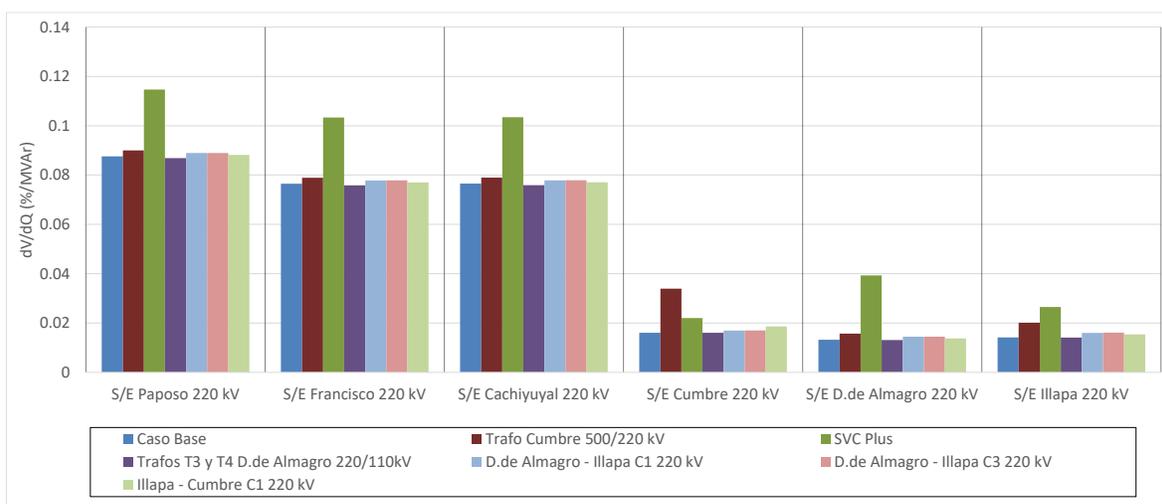


Figura 4.23. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E4.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Paposo 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde también a la S/E Paposo 220 kV para la falla del SVC de D. de Almagro.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220kV en condiciones normales y post contingencia.

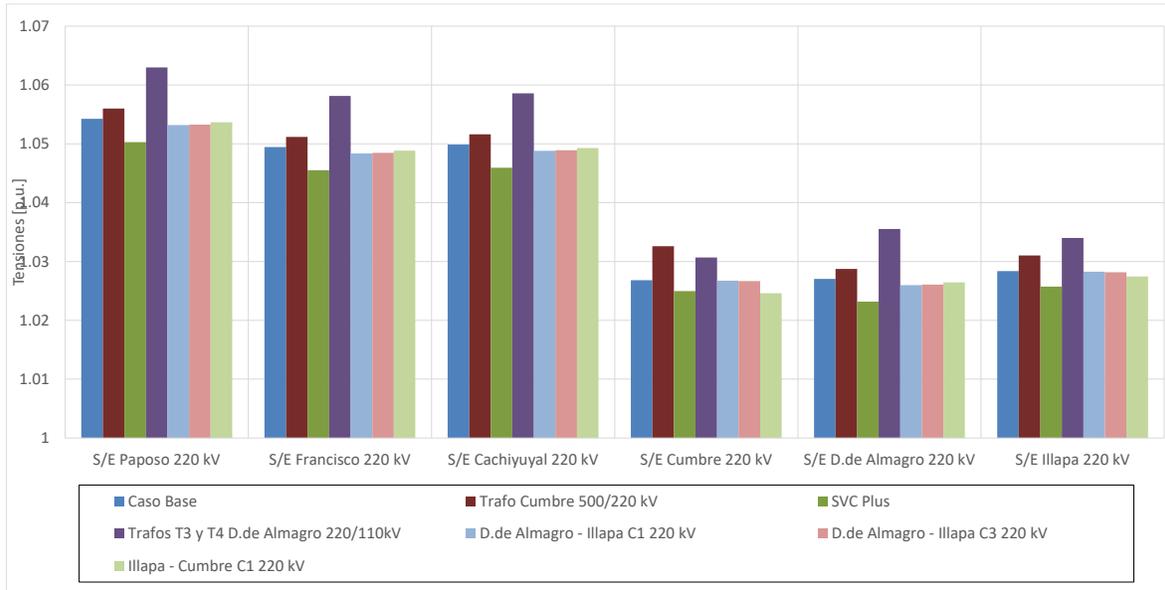


Figura 4.24. Tensiones en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E4.

#### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E4

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico - Norte inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.28. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E4 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas										
Elemento \ Falla	Trafo Cumbre 500/220 kV		Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV		D.de Almagro - Illapa C1 220 kV		D.de Almagro - Illapa C3 220 kV		Illapa - Cumbre C1 220 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Plus	-8.5	100%	-42.5	100%	5.2	100%	4.7	100%	2.9	100%
T_INTERNO	-8.5	100%	-42.5	100%	5.2	100%	4.7	100%	2.9	100%

Tabla 4.29. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E4 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen \ Falla	Trafo Cumbre 500/220 kV	SVC Plus	Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV	D.de Almagro - Illapa C1 220 kV	D.de Almagro - Illapa C3 220 kV	Illapa - Cumbre C1 220 kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	-8.5		-42.5	5.2	4.7	2.9
NCHS-NCHN	7.0	10.5	-5.7	0.3	0.8	7.3
TOTAL	-1.5	10.5	-48.1	5.6	5.5	10.2

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla de la línea D. de Almagro - Illapa C1 220 kV, el que precisa de una reserva interna de 5 MVar, que en su totalidad es aportado por el SVC de D. de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la contingencia del SVC de D. de Almagro es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (10 MVar).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión de los transformadores T3 y T4 D. de Almagro 220/110kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 42 MVar que en su totalidad es aportado por el SVC de D. de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la ya señalada contingencia es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (48 MVar).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E4

Para la barra Paposo 220kV (barra de 220kV más débil pre-contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

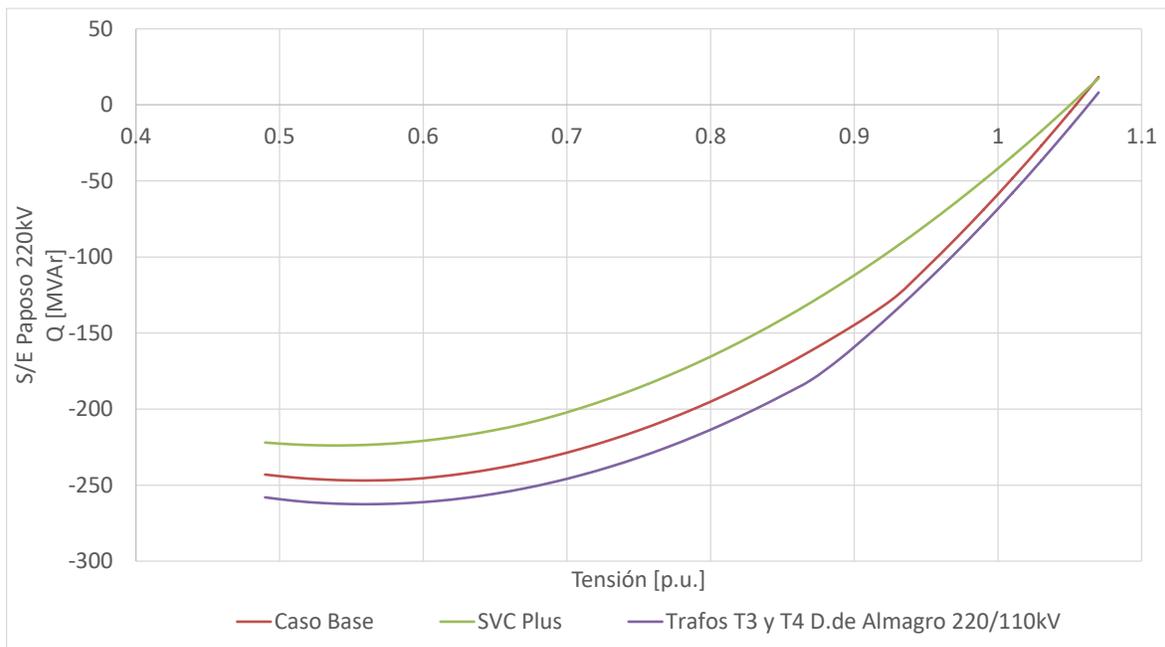


Figura 4.25. Curvas Q-V en S/E Paposo 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E4.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.30. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paposo 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.054	0.984-1.088	0.55
SVC Plus	1.050	0.963 - 1.109	0.53
Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV	1.063	0.963 - 1.109	0.55

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Paposo 220kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.3.2.4 Análisis de resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E5.

Este escenario corresponde a una condición de demanda máxima de día con una alta inyección de fuentes renovables en el ACT.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E5

En los gráficos siguientes se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

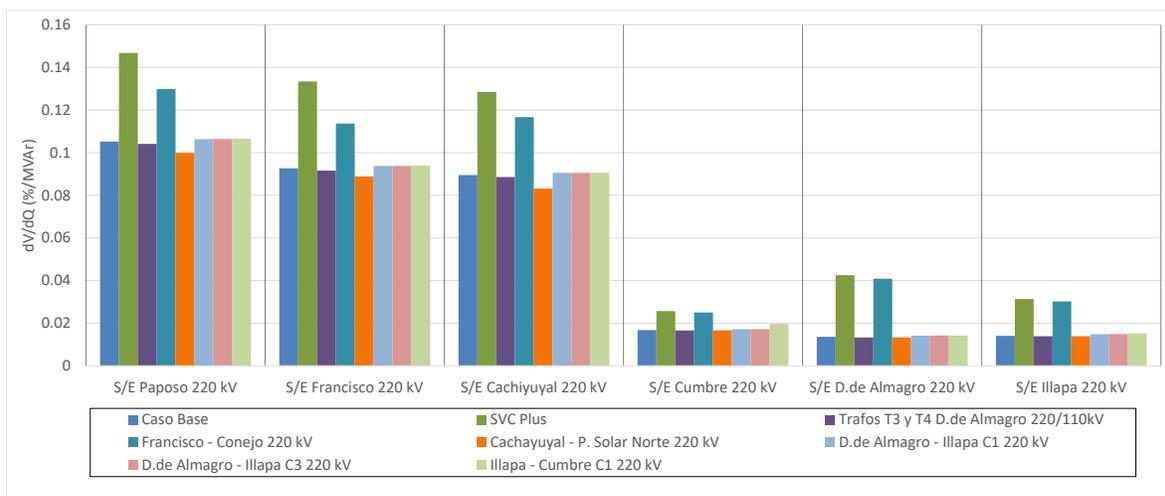


Figura 4.26. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E5.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Paposo 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde también a la S/E Paposo 220 kV para la falla del SVC de D. de Almagro.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220kV en condiciones normales y post contingencia.

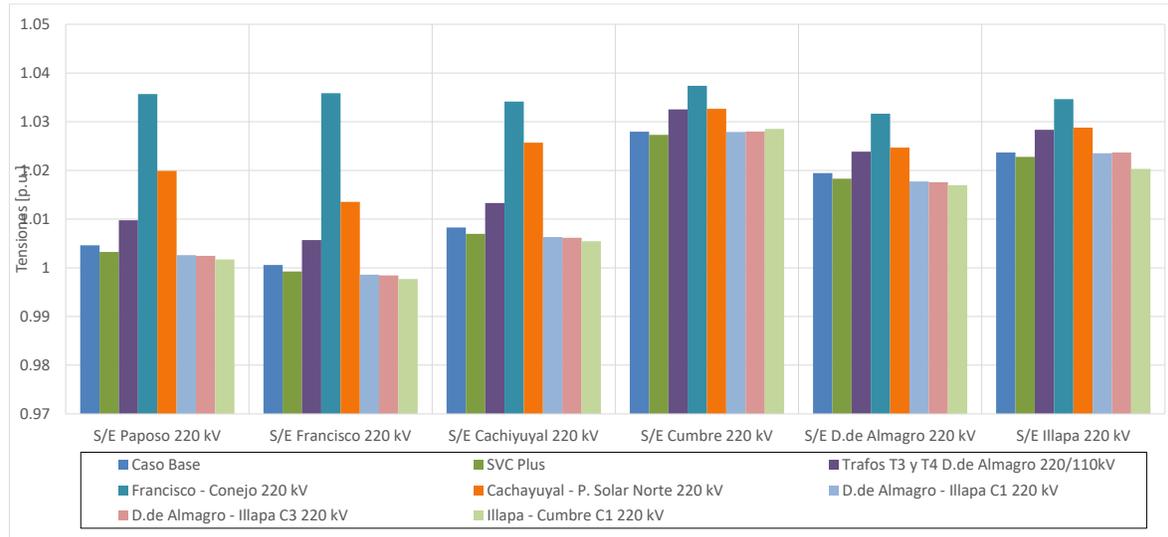


Figura 4.27. Tensiones en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E5.

#### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E5

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico - Norte inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.31. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E5 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas														
Elemento \ Falla	Trafo Cumbre 500/220 kV		Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV		Francisco - Conejo 220 kV		Cachayuyal - P. Solar Norte 220 kV		D.de Almagro - Illapa C1 220 kV		D.de Almagro - Illapa C3 220 kV		Illapa - Cumbre C1 220 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Plus	26.7	100%	-22.0	100%	-33.4	100%	-26.1	100%	8.7	100%	9.3	100%	12.5	100%
T_INTERNO	26.7	100%	-22.0	100%	-33.4	100%	-26.1	100%	8.7	100%	9.3	100%	12.5	100%

Tabla 4.32. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E5 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas									
Gen \ Falla	Trafo Cumbre 500/220 kV	SVC Plus	Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV	Francisco - Conejo 220 kV	Cachayuyal - P. Solar Norte 220 kV	D.de Almagro - Illapa C1 220 kV	D.de Almagro - Illapa C3 220 kV	Illapa - Cumbre C1 220 kV	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	26.7		-22.0	-33.4	-26.1	8.7	9.3	12.5	
NCHS-NCHN	-44.4	3.5	-16.6	-41.0	-18.4	0.6	0.0	8.8	
TOTAL	-17.7	3.5	-38.6	-74.4	-44.5	9.2	9.3	21.3	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la salida del transformador Cumbre 500/220 kV, el que precisa de una reserva interna de 26 MVAR, que en su totalidad es aportado por el SVC de D. de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la falla de la línea Illapa - Cumbre C1 220 kV es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (21 MVAR).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la falla de la línea Francisco - Conejo 220 kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 33 MVAR que en su totalidad es aportado por el SVC de D. de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la ya señalada contingencia es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (74 MVAR).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E5

Para la barra Paposo 220 kV (barra de 220kV más débil pre-contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

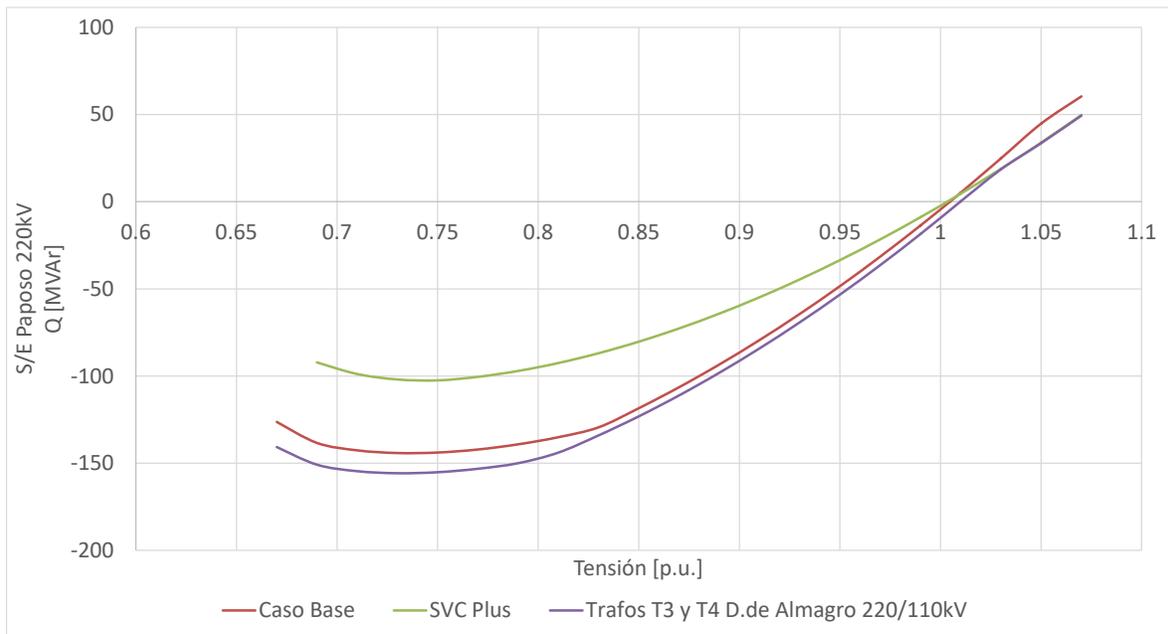


Figura 4.28. Curvas Q-V en S/E Paposo 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E5.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

*Tabla 4.33. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paposo 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E5.*

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.005	0.984-1.088	0.73
SVC Plus	1.114	0.963 - 1.109	0.75
Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV	1.010	0.963 - 1.109	0.73

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Paposo 220kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.3.2.5 Análisis de resultados Escenario E7

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E7.

Este escenario corresponde a una condición de demanda mínima de día con una baja inyección de fuentes renovables en el ACT.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E7

En los gráficos siguientes se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

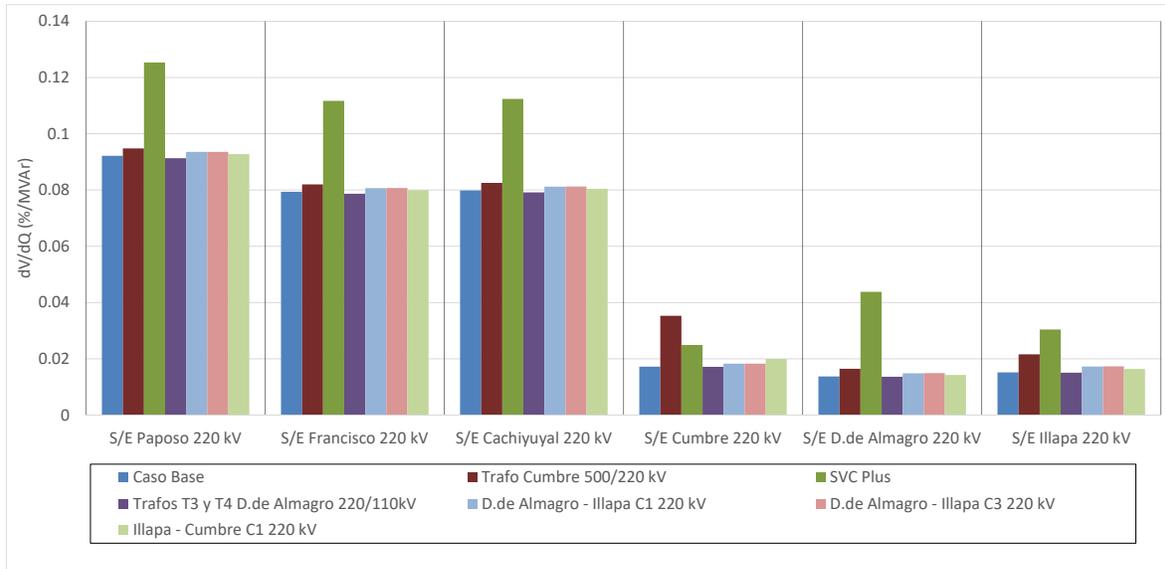


Figura 4.29. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E7.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Paposo 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde también a la S/E Paposo 220 kV para la falla del SVC de D. de Almagro.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220 kV en condiciones normales y post contingencia.

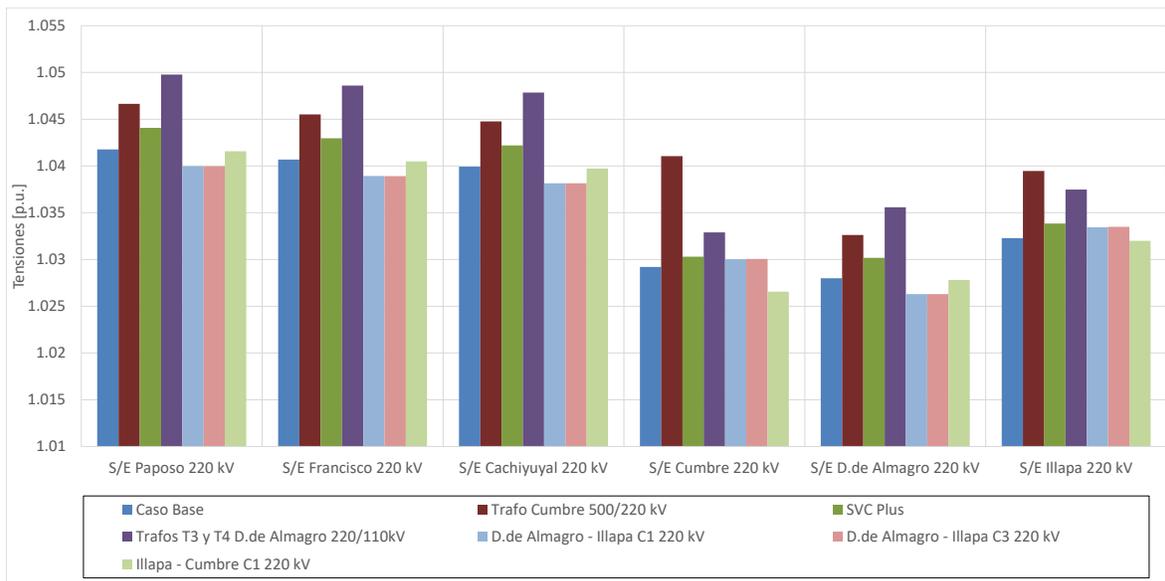


Figura 4.30. Tensiones en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E7.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E7

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico - Norte inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.34. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E7 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas										
Elemento \ Falla	Trafo Cumbre 500/220 kV		Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV		D.de Almagro - Illapa C1 220 kV		D.de Almagro - Illapa C3 220 kV		Illapa - Cumbre C1 220 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
<b>SVC Plus</b>	-23.1	100%	-37.9	100%	8.4	100%	8.5	100%	0.9	100%
<b>T_INTERNO</b>	-23.1	100%	-37.9	100%	8.4	100%	8.5	100%	0.9	100%

Tabla 4.35. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E7 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen \ Falla	Trafo Cumbre 500/220 kV	SVC Plus	Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV	D.de Almagro - Illapa C1 220 kV	D.de Almagro - Illapa C3 220 kV	Illapa - Cumbre C1 220 kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
<b>T_INTERNO</b>	-23.1		-37.9	8.4	8.5	0.9
<b>NCHS-NCHN</b>	22.0	-5.4	-0.5	-4.1	-4.2	8.7
<b>TOTAL</b>	-1.1	-5.4	-38.4	4.4	4.3	9.7

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla en la línea D. de Almagro - Illapa C3 220 kV, el que precisa de una reserva interna de 8 MVAR, que en su totalidad es aportado por el SVC de D. de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la falla de la línea Illapa - Cumbre C1 220 kV es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (9 MVAR).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión de los transformadores T3 y T4 D. de Almagro 220/110kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 37 MVAR que en su totalidad es aportado por el SVC de D. de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la ya señalada contingencia es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (38 MVAR).

#### 4.3.2.6 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para la contingencia más crítica de la subárea se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona. Además, se verificaron el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para la contingencia, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
	Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \geq 5\%$ ?	$\angle \text{Dif. Ang.} \leq 120^\circ$ ?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.7$ p.u. ?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\angle f \geq 48.3$ Hz?
Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV	Illapa - Cumbre C2 220 kV	10	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.36. Resumen verificación comportamiento dinámico escenario E7 Subárea Norte del ACT Norte Chico.

De la tabla anterior se puede concluir que para la contingencia más crítica de la ACT se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

#### 4.3.2.7 Prioridades de Uso de los Recursos

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Norte del ACT Norte Chico, respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.37. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Norte del ACT Norte Chico.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E5	E4
Demanda de la zona (MW)	129	120
Generación de la zona (MW)	459	8.5
Contingencia más crítica en la zona	Trafo Cumbre 500/220 kV	Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV
Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVar)	26.7	-42.5
Distribución	SVC Plus: 100%	SVC Plus: 100%

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades  $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$  para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal.

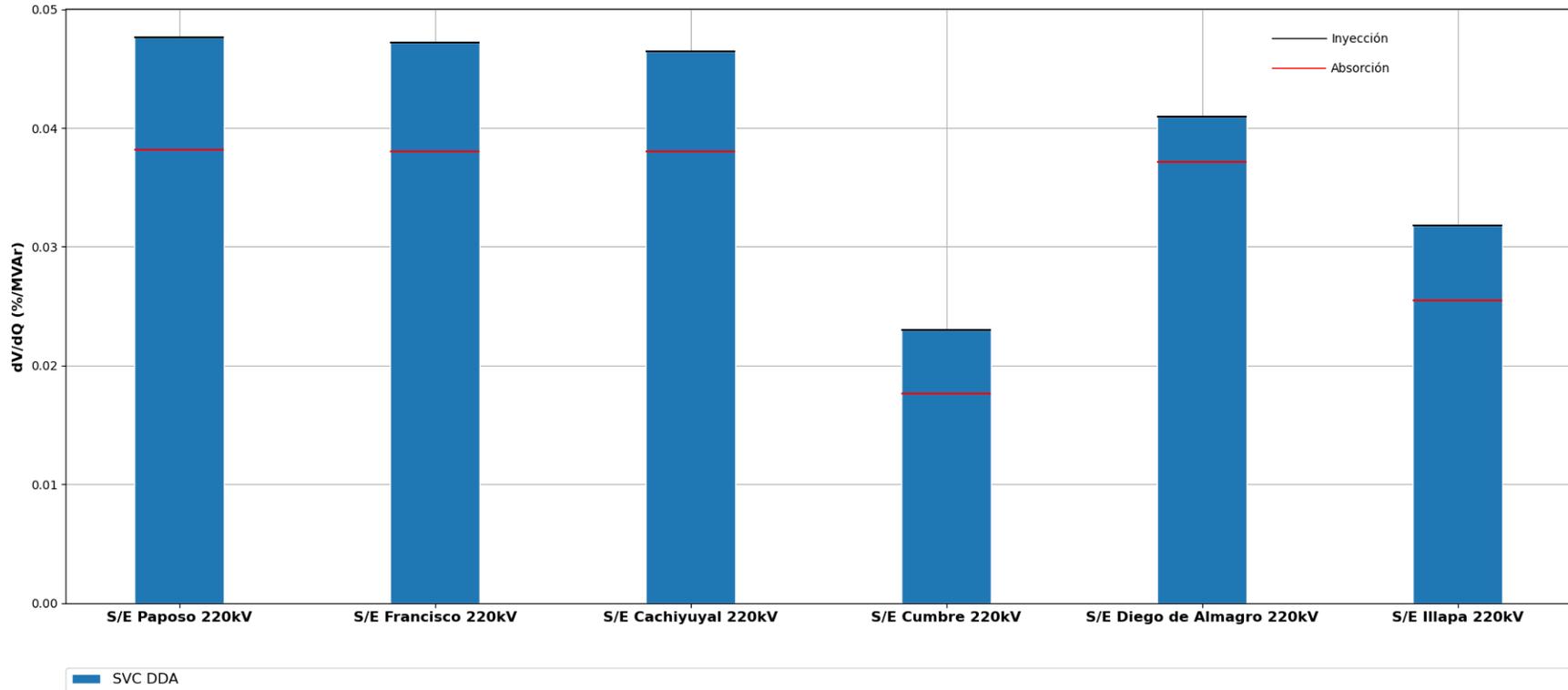


Figura 4.31. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Subárea Norte del ACT Norte Chico.

De las figuras anterior se observa que para la Subárea Norte del ACT Norte Grande y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E5) y absorción (E4) de potencia reactiva, se aprecia que el SVC Plus, que corresponde al único elemento de control existente en el ACT, presenta una efectividad similar para las SS/EE Paposo 220 kV, Francisco 220 kV y Cachiuyal 220 kV, disminuyendo su aporte conforme las SS/EE se alejan del recurso de CT, como se observa para la S/E Cumbre 220kV.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

#### **4.3.3 Subárea Centro-Sur**

Por las razones mencionadas anteriormente, todos los escenarios analizados consideran el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- 1 de 1 Reactor de S/E Nueva Cardones 500 kV 175 MVAR
- CER S/E Cardones +100/-60 MVAR
- 0 de 2 bancos de CCEE de S/E Cardones (2x5.4 MVAR)
- CER S/E Maitencillo +24/-28 MVAR
- 4 unidades de la Central Guacolda
- 0 de 2 bancos de CCEE de S/E Maitencillo (2x5 MVAR)
- 2 CER S/E Pan de Azúcar +24/-28 MVAR
- 0 de 1 banco de CCEE en S/E Pan de Azúcar (1x75 MVAR)
- 1 SVC S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (+50/- 150 MVAR)

En el escenario E7 de demanda mínima analizado, con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideró la operación con un circuito abierto en las líneas Cumbre – Nueva Cardones 500 kV y Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500 kV.

Con respecto a la compensación serie del sistema de 500 kV, se contemplaron configuraciones que permiten los niveles de transferencia previstos en cada escenario y que, a la vez, evitan sobretensiones y riesgo de vibraciones torsionales por resonancia subsíncrona en red N. En la tabla siguiente se detallan las compensaciones que se consideraron conectadas en cada escenario.

Tabla 4.38. Compensación serie de líneas de 500 kV

Línea	S/E	E3	E4	E5	E7
Los Changos – Cumbre	Los Changos	x	✓	✓	✓
	Cumbre	x	✓	✓	✓
Cumbre – Nueva Cardones	Cumbre	✓	✓	✓	✓
Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar	✓	✓	✓	x
Nueva Pan de Azúcar – Polpaico	Nueva Pan de Azúcar	✓	✓	✓	x
	Polpaico	✓	✓	✓	x

#### 4.3.3.1 Contingencias simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Falla Línea Los Changos - Cumbre 500kV C1
- Falla Línea Cumbre - Nueva Cardones 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV C1
- Desconexión Reactor Nueva Cardones 500 kV
- Desconexión Transformador Cumbre 500/220 kV
- Desconexión Transformador Nueva Cardones 500/220 kV
- Desconexión Transformador Nueva Maitencillo 500/220 kV
- Desconexión Transformador Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV
- Falla Línea Maitencillo - Don Héctor 220kV C1
- Falla Línea Punta Colorada - Pan de Azúcar 220kV C1
- Falla Línea Pan de Azúcar - Don Goyo 220kV C1
- Falla Línea Las Palmas - Los Vilos 220 kV C1
- Desconexión CER Cardones
- Desconexión Guacolda U4
- Desconexión Parque Fotovoltaico El Romero
- Desconexión SVC N.P. de Azúcar

Además, se analizó la desconexión de la Central IEM, que se encuentra fuera del ACT, con el objeto de medir el efecto en los requerimientos de potencia reactiva producto de la disminución de transferencias a través de este sistema, que conecta el ACT Norte Grande con el ACT Centro.

#### 4.3.3.2 Análisis de resultados Escenario E3

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E3.

Este escenario corresponde a una condición de demanda máxima de día con una alta inyección de fuentes renovables en el ACT y altas transferencias en el sentido norte → sur por el sistema de 500kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Polpaico. Las transferencias por los tramos de mayor longitud del sistema de 500 kV son de 470 MW desde S/E Los Changos hacia S/E Cumbre y de 1376 MW desde S/E Nueva Pan de Azúcar hacia S/E Polpaico.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E3

En los gráficos siguientes se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 500 y 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

#### Sistema de 500 kV

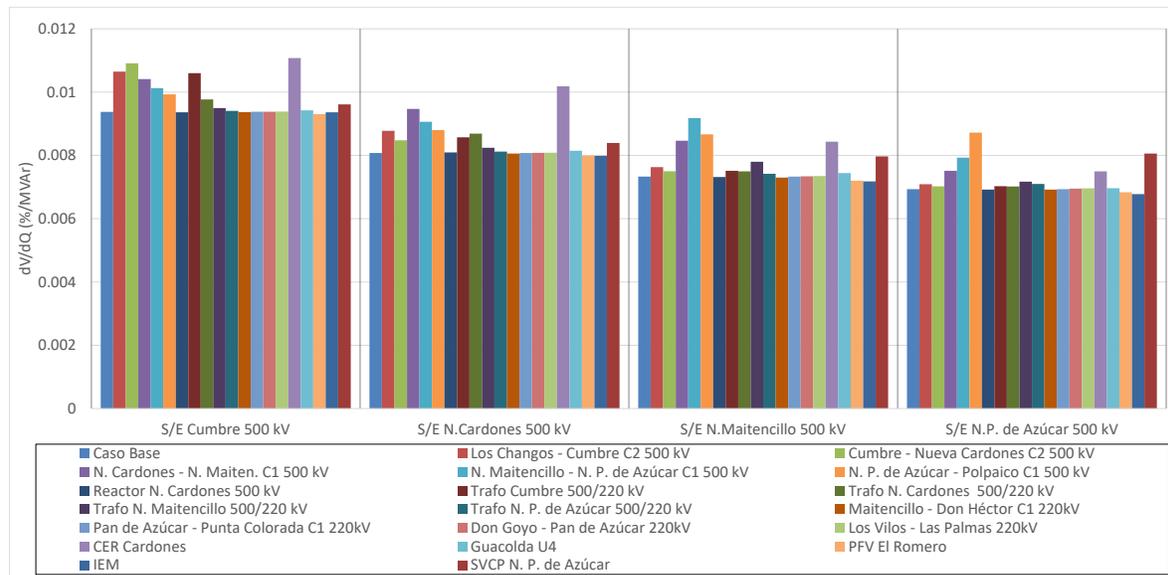


Figura 4.32. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E3.

Como se puede apreciar en la figura anterior, en condiciones normales la barra con mayor sensibilidad corresponde a la de S/E Cumbre 500 kV, mientras que la barra más débil post contingencia también corresponde a la S/E Cumbre 500 kV, para la falla en el CER de Cardones.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 500 kV en condiciones normales y post contingencia.

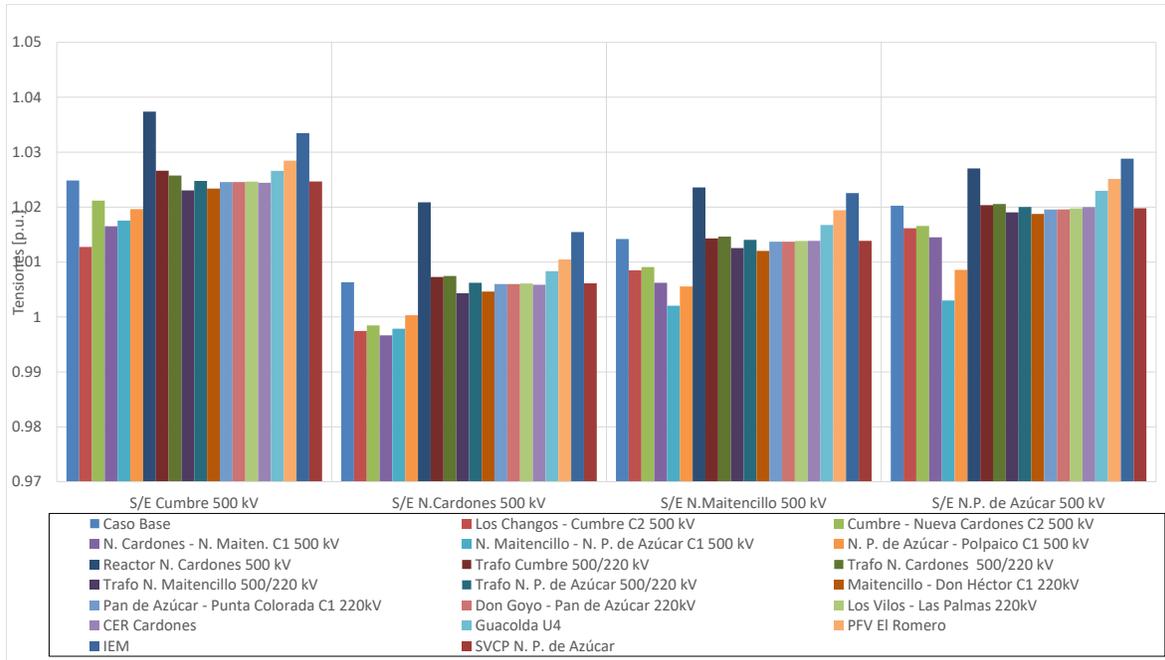


Figura 4.33. Tensiones en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E3.

### Sistema de 220 kV

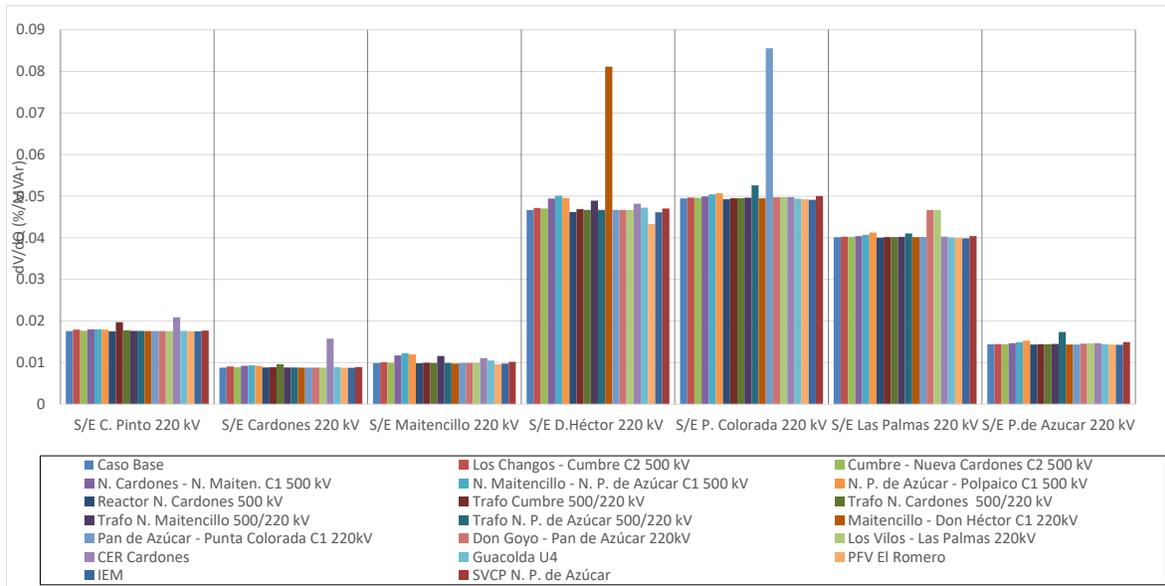


Figura 4.34. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E3.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Punta Colorada 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde también a la S/E Punta Colorada 220 kV para la falla del circuito Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220kV en condiciones normales y post contingencia.

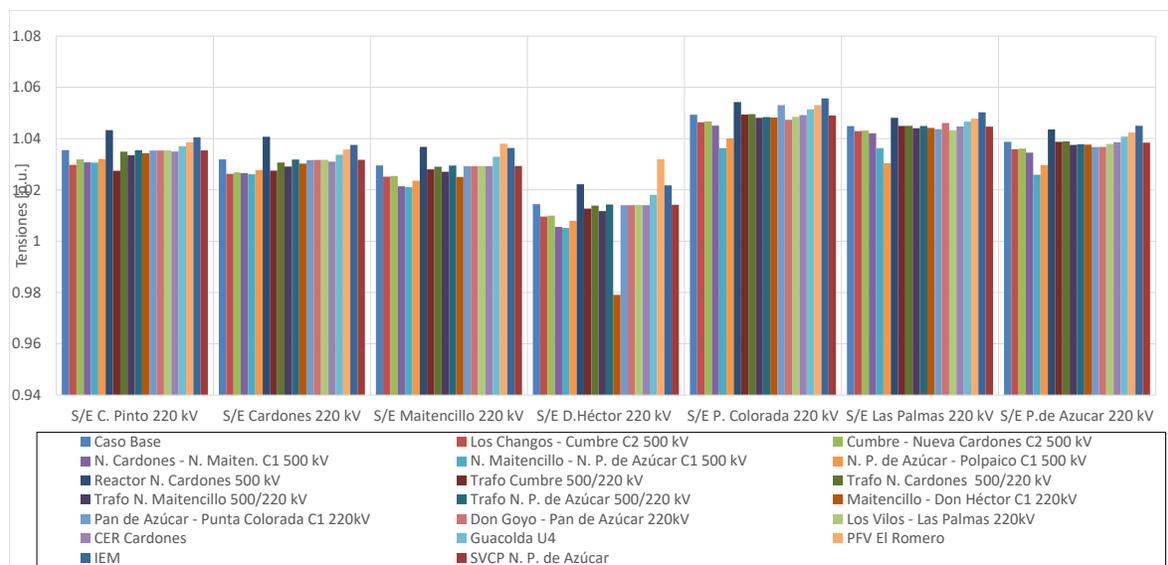


Figura 4.35. Tensiones en barras de 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E3.

#### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E3

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.39. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3 para diversas contingencias

Elemento		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																							
		Falla		Los Changos - Cumbre C2 500 kV		Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV		N. Cardones - N. Maiten. C1 500 kV		N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV		N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV		Reactor N. Cardones 500 kV		Trafo Cumbre 500/220 kV		Trafo N. Cardones 500/220 kV		Trafo N. Maitencillo 500/220 kV		Trafo N. P. de Azúcar 500/220 kV		Maitencillo - Don Héctor C1 220kV		Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV		Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV		Los Vilos - Las Palmas 220kV		CER Cardones		Guacolda U4		PFV El Romero		IEM		SVCP N. P. de Azúcar	
		Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]
Guacolda U1		3.5	5%	3.2	5%	6.3	8%	6.7	5%	4.7	5%	-5.6	5%	1.2	4%	0.4	5%	2.0	6%	0.1	2%	3.5	10%	0.3	3%	0.3	3%	0.2	4%	0.3	11%	-3.2	9%	-6.6	9%	-5.3	6%	0.2	7%		
Guacolda U2		3.5	5%	3.2	5%	6.3	8%	6.6	5%	4.7	5%	-5.6	5%	1.2	4%	0.4	5%	2.0	6%	0.1	2%	3.5	10%	0.3	3%	0.3	3%	0.2	4%	0.3	11%	-3.2	9%	-6.6	9%	-5.3	6%	0.2	7%		
Guacolda U4		3.7	6%	3.4	6%	6.7	8%	7.1	5%	4.9	5%	-6.0	6%	1.3	4%	0.4	6%	2.1	7%	0.1	2%	3.7	11%	0.3	3%	0.3	3%	0.2	4%	0.3	11%	-7.0	9%	-5.6	6%	0.2	7%				
Guacolda U5		3.7	6%	3.4	6%	6.8	8%	7.1	5%	5.0	5%	-6.0	6%	1.3	5%	0.4	6%	2.1	7%	0.1	2%	3.8	11%	0.3	3%	0.3	3%	0.2	4%	0.3	12%	-3.4	10%	-7.1	9%	-5.7	6%	0.2	7%		
Los Molles U1		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%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%		
Río Huasco		0.3	1%	0.3	1%	0.7	1%	0.5	0%	0.4	0%	-0.5	1%	0.2	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.3	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	1%	-0.2	1%	-0.5	1%	-0.5	1%	0.0	1%		
CER Cardones		28.2	44%	25.5	44%	26.8	32%	29.1	22%	20.8	22%	-44.2	43%	21.9	76%	6.1	83%	13.9	45%	0.3	9%	8.1	23%	1.2	13%	1.2	13%	0.9	17%	-9.2	27%	-19.3	25%	-28.4	31%	0.8	30%				
CER Maitencillo		5.7	9%	5.3	9%	6.5	8%	6.5	5%	6.6	7%	-9.3	9%	2.0	7%	0.7	9%	3.2	10%	0.1	3%	5.8	17%	0.5	5%	0.4	5%	0.3	6%	0.5	18%	-4.4	13%	-11.0	14%	-8.8	9%	0.3	11%		
CER P. de Azúcar		7.5	12%	6.8	12%	10.9	13%	33.1	25%	23.5	25%	-12.5	12%	-0.1	0%	-0.5	-6%	3.1	10%	2.3	67%	2.8	8%	5.2	55%	5.1	55%	2.1	41%	0.5	18%	-5.3	15%	-9.4	12%	-16.1	17%	0.8	31%		
SVCP N. P. de Azúcar		8.2	13%	7.3	13%	11.5	14%	34.5	26%	23.3	25%	-13.6	13%	-0.2	-1%	-0.6	-9%	2.4	8%	0.5	13%	3.0	9%	1.3	14%	1.3	14%	1.0	19%	0.5	19%	-5.5	16%	-9.8	13%	-17.2	19%				
T_INTERNO		64.2	100%	58.6	100%	82.6	100%	131.2	100%	94.0	100%	-103.4	100%	28.8	100%	7.4	100%	30.8	100%	3.5	100%	34.6	100%	9.4	100%	9.2	100%	5.2	100%	2.6	100%	-34.3	100%	-77.2	100%	-92.7	100%	2.6	100%		

Tabla 4.40. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3 para diversas contingencias

Gen		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																							
		Falla		Los Changos - Cumbre C2 500 kV		Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV		N. Cardones - N. Maiten. C1 500 kV		N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV		N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV		Reactor N. Cardones 500 kV		Trafo Cumbre 500/220 kV		Trafo N. Cardones 500/220 kV		Trafo N. Maitencillo 500/220 kV		Trafo N. P. de Azúcar 500/220 kV		Maitencillo - Don Héctor C1 220kV		Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV		Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV		Los Vilos - Las Palmas 220kV		CER Cardones		Guacolda U4		PFV El Romero		IEM		SVCP N. P. de Azúcar	
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar		
T_INTERNO		64.2	58.6	82.6	131.2	94.0	-103.4	28.8	7.4	30.8	3.5	34.6	9.4	9.2	5.2	2.6	-34.3	-77.2	-92.7	2.6																					
NCHS-CENTRO		25.4	22.6	35.6	104.0	211.5	-43.8	-2.5	-2.0	7.4	0.8	7.3	5.2	2.4	12.3	1.6	-45.8	-66.7	-135.8	2.9																					
NCHS-NCHN		19.8	9.7	15.2	14.5	10.4	-23.9	29.0	0.2	5.0	0.2	3.4	0.6	0.6	0.4	1.4	-4.0	-8.2	-16.0	0.4																					
NCHS-NGN		124.6	11.7	26.5	23.3	16.6	-40.2	-5.7	-2.9	5.8	0.3	4.7	1.0	0.9	0.7	1.3	-5.6	-11.5	11.3	0.6																					
TOTAL		234.0	102.6	159.9	273.0	332.5	-211.3	49.6	2.8	48.9	4.8	50.1	16.3	13.1	18.6	6.9	-89.6	-163.7	-233.2	6.5																					

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla de la línea N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV, el que precisa de una reserva interna de 131 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Cardones (22%), los CER de Pan de Azúcar (25%) y el SVCP N. P. de Azúcar (25%). En la segunda tabla se puede apreciar que esta contingencia también es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (332 MVAR).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del Reactor de la S/E Nueva Cardones 500kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 103 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Cardones (43%). En la segunda tabla se puede apreciar que la salida intempestiva de la unidad IEM, es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (233 MVAR).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E3

Para la barra Punta Colorada 220kV (Barra de 220kV más débil pre-contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

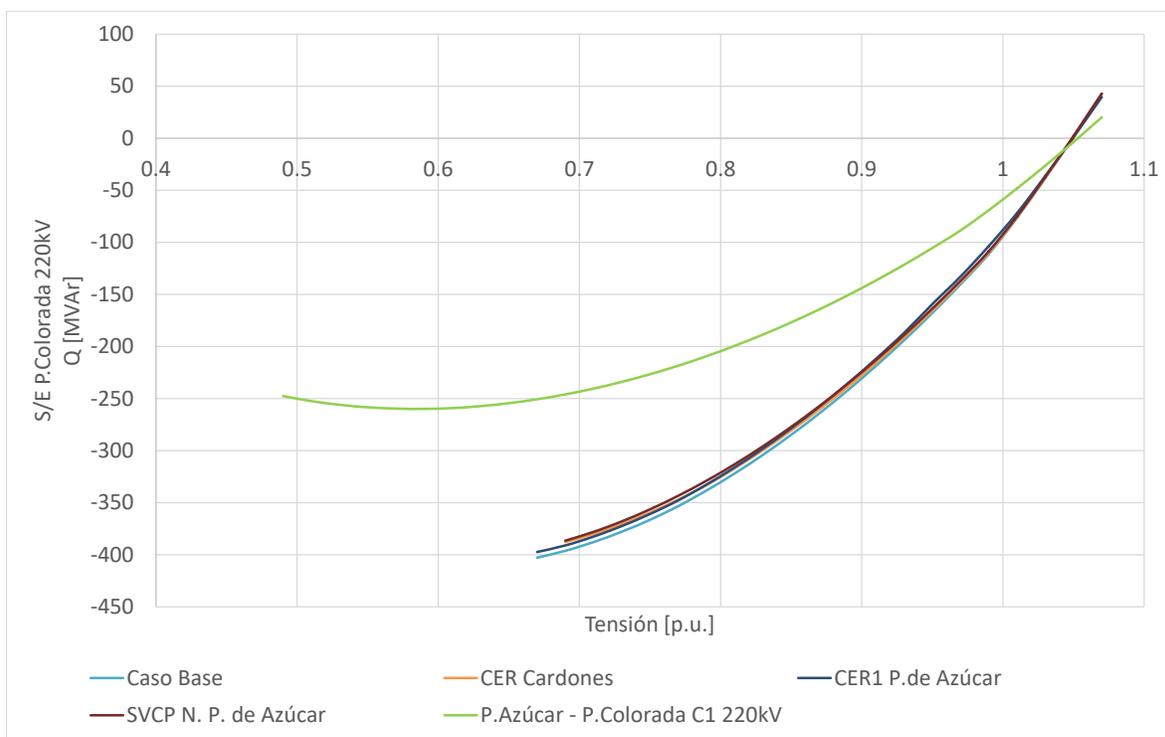


Figura 4.36. Curvas Q-V en S/E P. Colorada 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

*Tabla 4.41. Descripción resultados Curva Q-V S/E P. Colorada 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3.*

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.008	0.984-1.088	0.71
SVC Plus	1.005	0.963 - 1.109	0.73
Trafos T3 y T4 D.de Almagro 220/110kV	1.017	0.963 - 1.109	0.71

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra P. Colorada 220kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.3.3.3 Análisis de resultados Escenario E4

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E4.

Este escenario corresponde a una condición de demanda máxima de noche con una baja inyección de fuentes renovables en el ACT y bajas transferencias por el sistema de 500 kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Polpaico. Las transferencias por los tramos de mayor longitud del sistema de 500 kV son de 119 MW desde S/E Los Changos hacia S/E Cumbre y de 26 MW desde S/E Polpaico hacia S/E Nueva Pan de Azúcar.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E4

En los gráficos siguientes se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 500 y 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

### Sistema de 500 kV

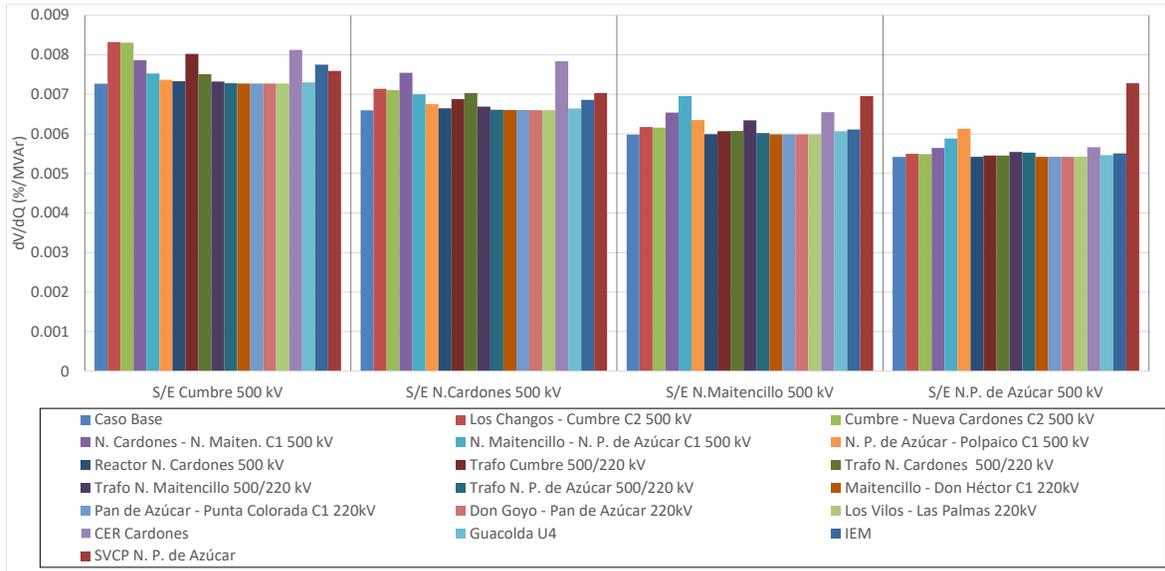


Figura 4.37. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E4.

Como se puede apreciar en la figura anterior, en condiciones normales la barra con mayor sensibilidad corresponde a la de S/E Cumbre 500 kV, mientras que la barra más débil post contingencia también corresponde a la S/E Cumbre 500 kV, para la falla en la línea Los Changos - Cumbre C2 500 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 500kV en condiciones normales y post contingencia.

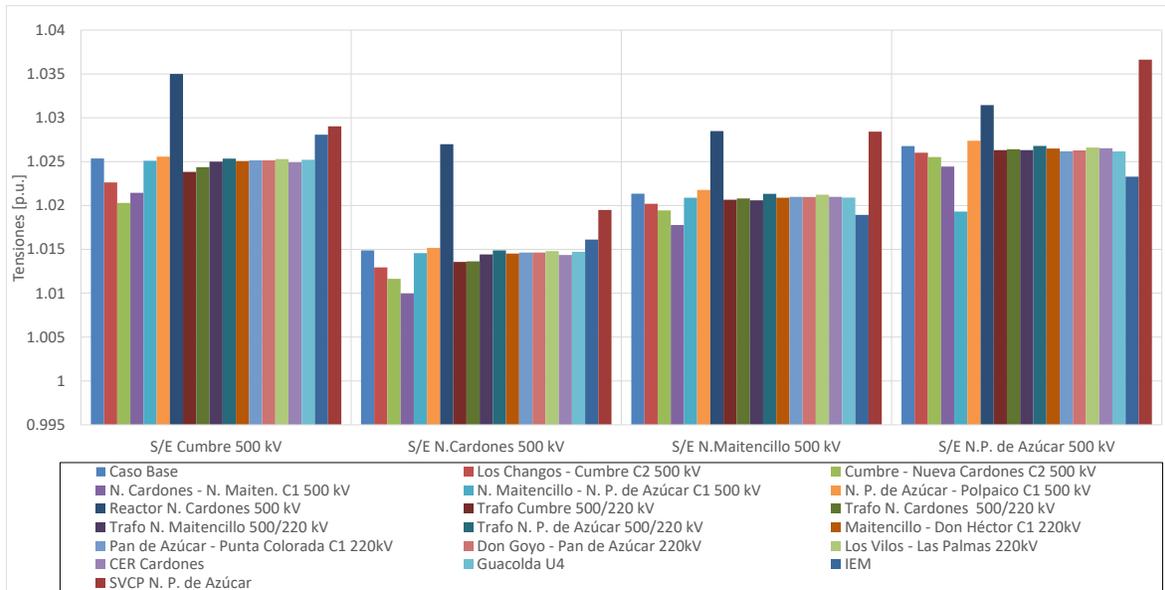
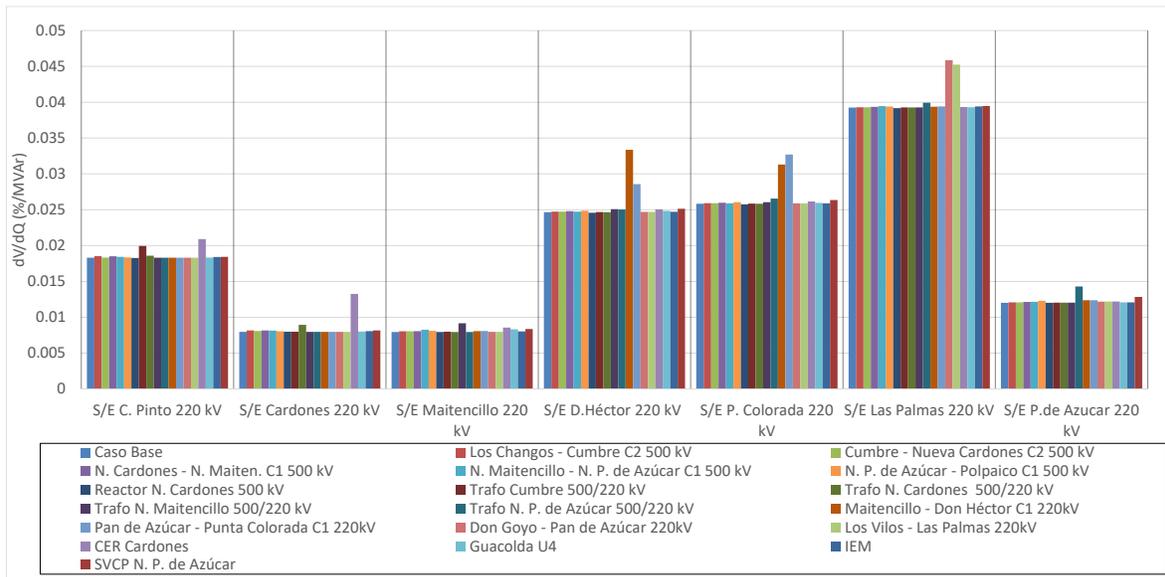


Figura 4.38. Tensiones en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E4.

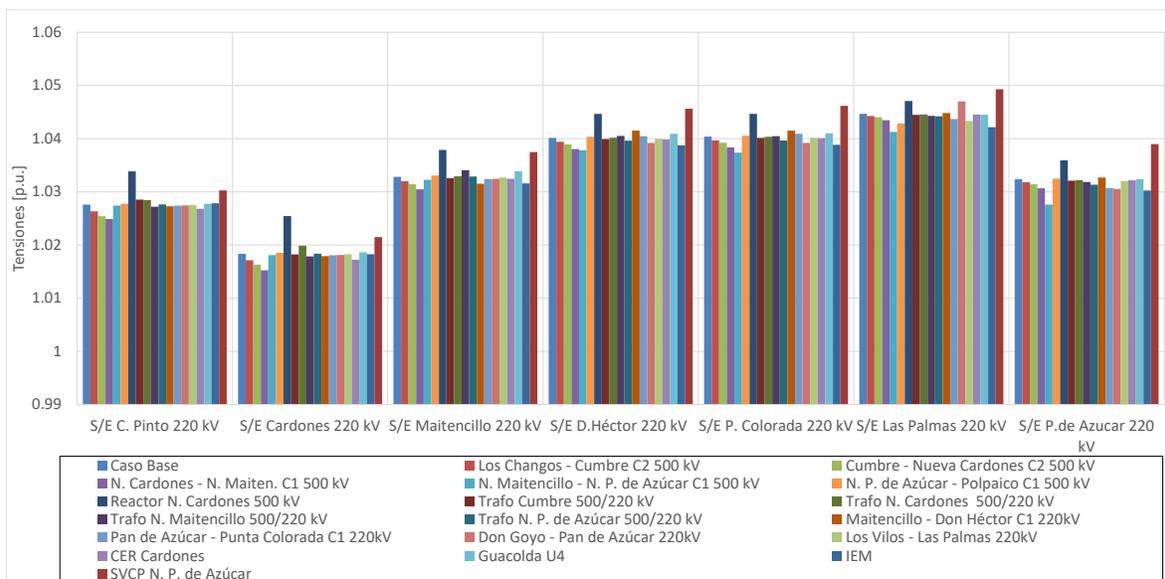
**Sistema de 220 kV**



*Figura 4.39. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E4.*

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Las Palmas 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde también a la S/E Las Palmas 220 kV para la falla de la línea Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220kV en condiciones normales y post contingencia.



*Figura 4.40. Tensiones en barras de 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E4.*

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E4

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.42. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E4 para diversas contingencias

Elemento		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																							
		Falla		Los Changos - Cumbre C2 500 kV		Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV		N. Cardones - N. Maiten. C1 500 kV		N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV		N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV		Reactor N. Cardones 500 kV		Trafo Cumbre 500/220 kV		Trafo N. Cardones 500/220 kV		Trafo N. Maitencillo 500/220 kV		Trafo N. P. de Azúcar 500/220 kV		Maitencillo - Don Héctor C1 220kV		Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV		Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV		Los Vilos - Las Palmas 220kV		CER Cardones		Guacolda U4		PFV El Romero		IEM		SVCP N. P. de Azúcar	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
Guacolda U1		0.6	4%	1.0	4%	1.7	4%	0.4	1%	-0.2	3%	-3.7	4%	0.2	4%	-0.1	1%	-0.9	19%	0.0	-2%	0.9	10%	0.3	3%	0.3	3%	0.1	3%	0.3	8%	-1.5	25%	0.0	0%	0.9	3%	-3.4	6%		
Guacolda U2		0.6	4%	1.0	4%	1.7	4%	0.4	1%	-0.2	3%	-3.7	4%	0.2	4%	-0.1	1%	-0.9	19%	0.0	-2%	0.9	10%	0.3	3%	0.3	3%	0.1	3%	0.3	8%	-1.5	25%	0.0	0%	0.9	3%	-3.4	6%		
Guacolda U3		0.6	4%	1.1	4%	1.8	4%	0.4	1%	-0.2	4%	-3.9	4%	0.2	4%	-0.1	1%	-1.0	20%	0.0	-2%	1.0	11%	0.3	3%	0.3	3%	0.1	3%	0.3	8%	-1.6	27%	0.0	0%	0.9	3%	-3.6	6%		
Guacolda U4		0.6	4%	1.1	4%	1.8	4%	0.4	1%	-0.2	4%	-3.9	4%	0.2	4%	-0.1	1%	-1.0	20%	0.0	-2%	1.0	11%	0.3	3%	0.3	3%	0.1	3%	0.3	8%	-1.6	27%	0.0	0%	0.9	3%	-3.6	6%		
Guacolda U5		0.6	4%	1.1	4%	1.8	4%	0.4	1%	-0.2	4%	-3.9	4%	0.2	4%	-0.1	1%	-1.0	20%	0.0	-2%	1.0	11%	0.3	3%	0.3	3%	0.1	3%	0.3	8%	-1.6	27%	0.0	0%	0.9	3%	-3.6	6%		
CER Cardones		6.0	39%	10.1	39%	15.5	36%	1.2	2%	-0.9	17%	-35.5	38%	0.5	10%	-7.7	127%	2.4	-42%	-0.2	-10%	2.1	23%	1.3	12%	1.0	10%	0.3	12%	-1.5	24%	0.0	0%	0.3	1%	-15.7	28%				
CER Maitencillo		1.1	7%	1.8	7%	3.0	7%	0.7	1%	-0.3	6%	-6.5	7%	0.3	6%	-0.1	2%	-1.6	33%	-0.1	-3%	1.6	18%	0.5	5%	0.5	5%	0.1	6%	0.5	13%	-1.3	23%	0.0	0%	1.6	5%	-6.0	11%		
CER P. de Azúcar		1.5	10%	2.5	10%	4.4	10%	12.3	23%	-0.3	5%	-9.1	10%	0.7	15%	0.4	-7%	1.3	-24%	2.7	128%	-0.8	-9%	4.3	41%	4.6	47%	0.9	34%	0.5	14%	-0.1	1%	0.0	0%	5.5	19%	-17.0	30%		
SVCP N. P. de Azúcar		3.8	25%	6.3	24%	11.7	27%	37.4	69%	-3.0	55%	-23.4	25%	2.3	50%	1.8	-29%	2.3	-46%	-0.1	-5%	1.4	15%	2.9	28%	2.4	24%	0.8	31%	1.2	33%	3.1	-54%	0.0	100%	17.4	59%				
T_INTERNO		15.5	100%	25.8	100%	43.5	100%	53.7	100%	-5.5	100%	-93.8	100%	4.6	100%	-6.0	100%	-0.5	100%	2.1	100%	9.2	100%	10.6	100%	10.0	100%	2.7	100%	3.6	100%	-6.0	100%	0.0	100%	29.4	100%	-56.4	100%		

Tabla 4.43. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E4 para diversas contingencias

Falla Gen		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																		
		Los Changos - Cumbre C2 500 kV	Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV	N. Cardones - N. Maiten. C1 500 kV	N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV	N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV	Reactor N. Cardones 500 kV	Trafo Cumbre 500/220 kV	Trafo N. Cardones 500/220 kV	Trafo N. Maitencillo 500/220 kV	Trafo N. P. de Azúcar 500/220 kV	Maitencillo - Don Héctor C1 220kV	Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV	Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV	Los Vilos - Las Palmas 220kV	CER Cardones	Guacolda U4	PFV El Romero	IEM	SVCP N. P. de Azúcar
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		15.5	25.8	43.5	53.7	-5.5	-93.8	4.6	-6.0	-0.5	2.1	9.2	10.6	10.0	2.7	3.6	-6.0	0.0	29.4	-56.4
NCHS-CENTRO		4.5	7.9	14.5	46.0	123.1	-29.4	2.3	2.1	2.7	-0.7	1.3	4.0	-0.4	7.9	1.5	-29.3	0.0	-98.3	-61.4
NCHS-NCHN		3.9	7.0	6.9	0.5	-0.4	-16.5	-7.0	-0.9	1.0	0.0	0.7	0.5	0.4	0.1	1.4	-0.2	0.0	-1.5	-6.6
NCHS-NGN		133.7	29.5	22.8	1.5	-1.3	-55.6	8.9	5.7	2.1	0.0	1.7	1.2	1.2	0.4	2.6	0.8	0.0	104.7	-21.2
TOTAL		157.6	70.2	87.7	101.8	115.9	-195.3	8.8	0.9	5.3	1.3	12.8	16.2	11.2	11.1	9.1	-34.7	0.0	34.3	-145.6

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla de la línea N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV, el que precisa de una reserva interna de 53 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Cardones (17%) y el SVCP N. P. de Azúcar (69%). En la segunda tabla se puede apreciar que la contingencia de la línea Los Changos - Cumbre C2 500 kV es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (157 MVar).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del Reactor de la S/E Nueva Cardones 500 kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 93 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Cardones (38%). En la segunda tabla se puede apreciar que la misma contingencia ya señalada, es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (195 MVar).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E4

Para la barra Las Palmas 220kV (Barra de 220kV más débil pre-contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

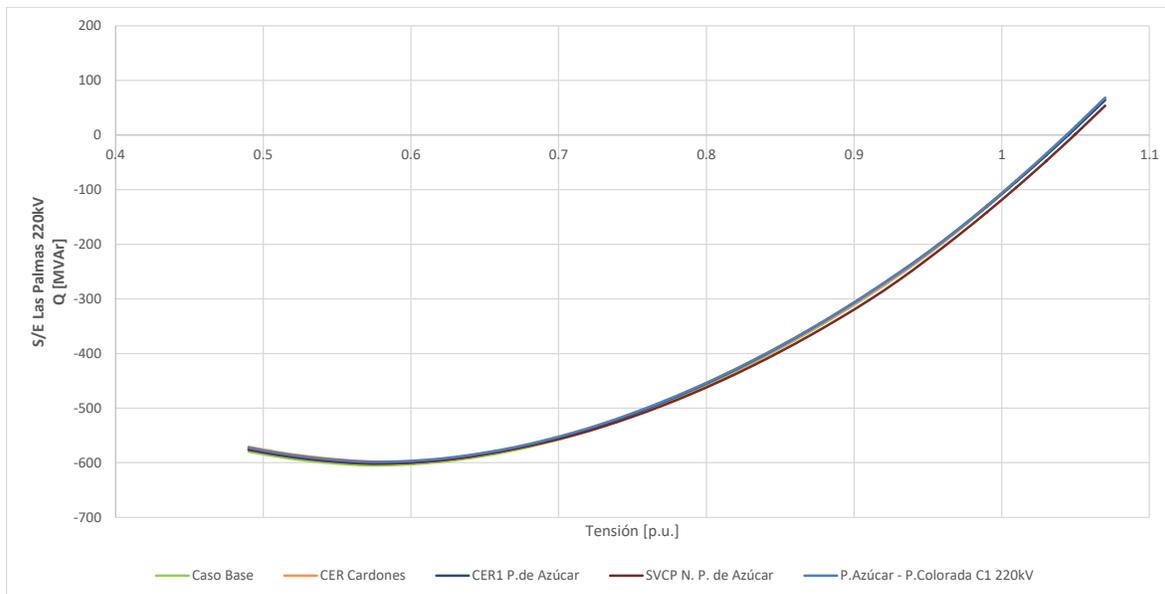


Figura 4.41. Curvas Q-V en S/E Las Palmas 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E4.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

*Tabla 4.44. Descripción resultados Curva Q-V S/E Las Palmas 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E4.*

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.045	0.984-1.088	0.57
CER Cardones	1.045	0.963 - 1.109	0.59
CER1 P.de Azúcar	1.045	0.963 - 1.109	0.57
SVCP N. P. de Azúcar	1.049	0.963 - 1.109	0.57
P.Azúcar - P.Colorada C1 220kV	1.044	0.963 - 1.109	0.57

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Las Palmas 220 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.3.3.4 Análisis de resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E5.

Este escenario corresponde a una condición de demanda máxima de día con una alta inyección de fuentes renovables en el ACT y altas transferencias en el sentido norte → sur por el sistema de 500 kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Polpaico. Las transferencias por los tramos de mayor longitud del sistema de 500 kV son de 66 MW desde S/E Los Changos hacia S/E Cumbre y de 1690 MW desde S/E Nueva Pan de Azúcar hacia S/E Polpaico.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E5

En los gráficos siguientes se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 500 y 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVAr], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

### Sistema de 500 kV

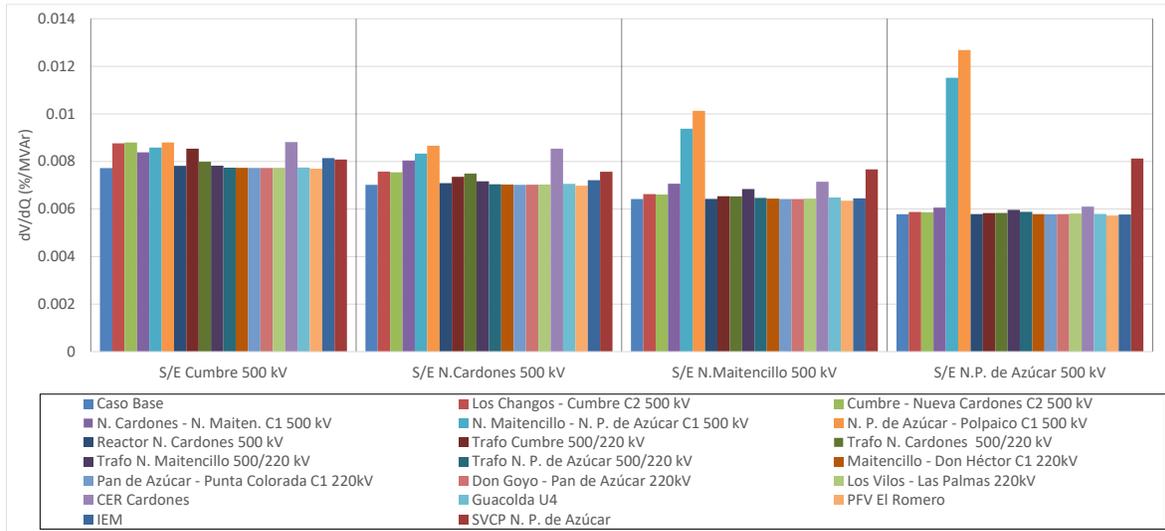


Figura 4.42. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

Como se puede apreciar en la figura anterior, en condiciones normales la barra con mayor sensibilidad corresponde a la de S/E Cumbre 500kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde a la S/E N. Pan de Azúcar 500kV, para la falla en la línea N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 500kV en condiciones normales y post contingencia.

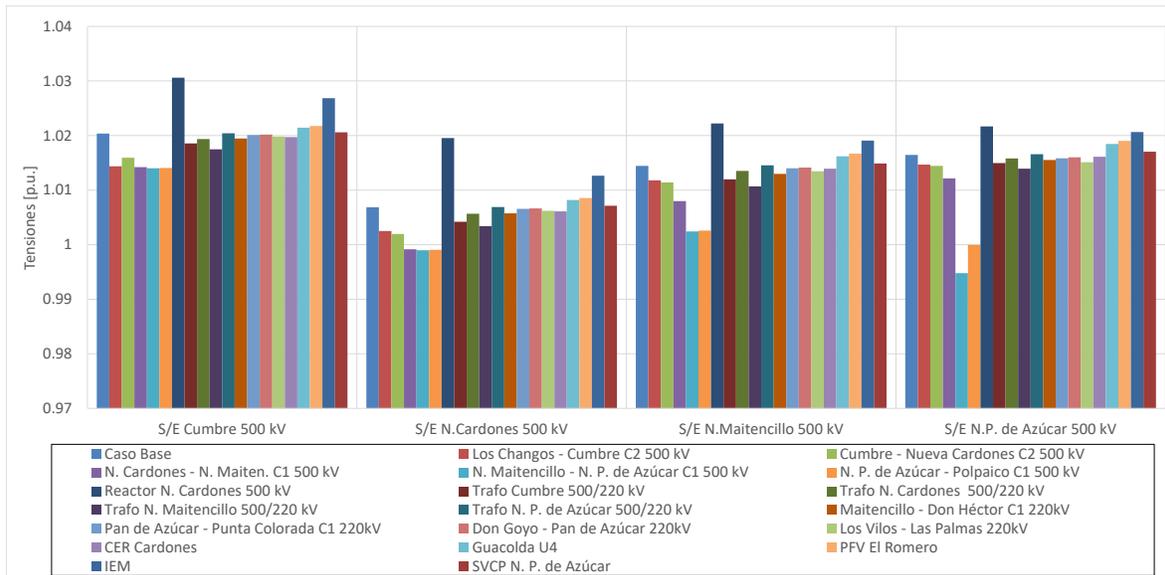
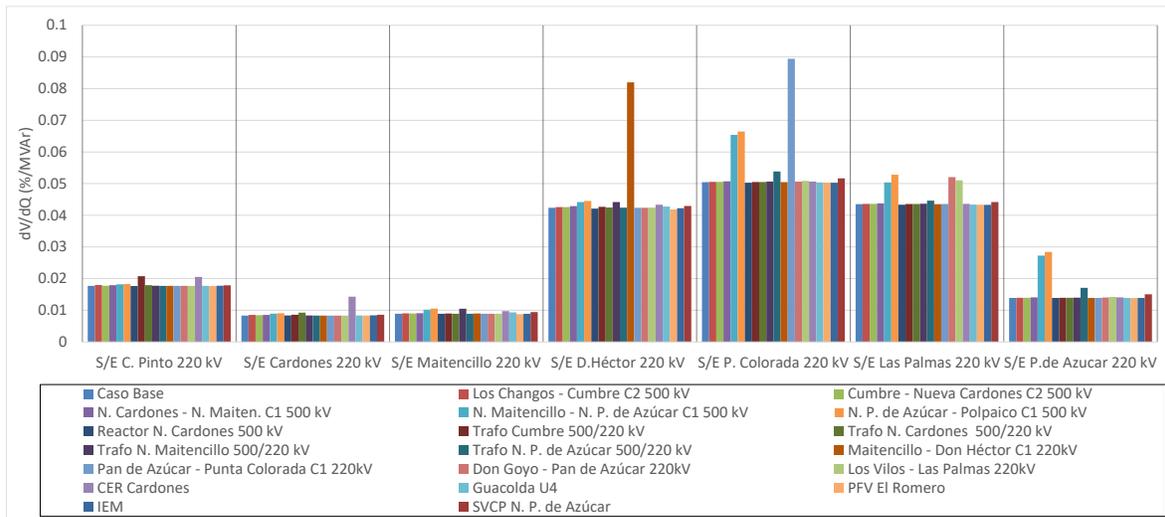


Figura 4.43. Tensiones en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

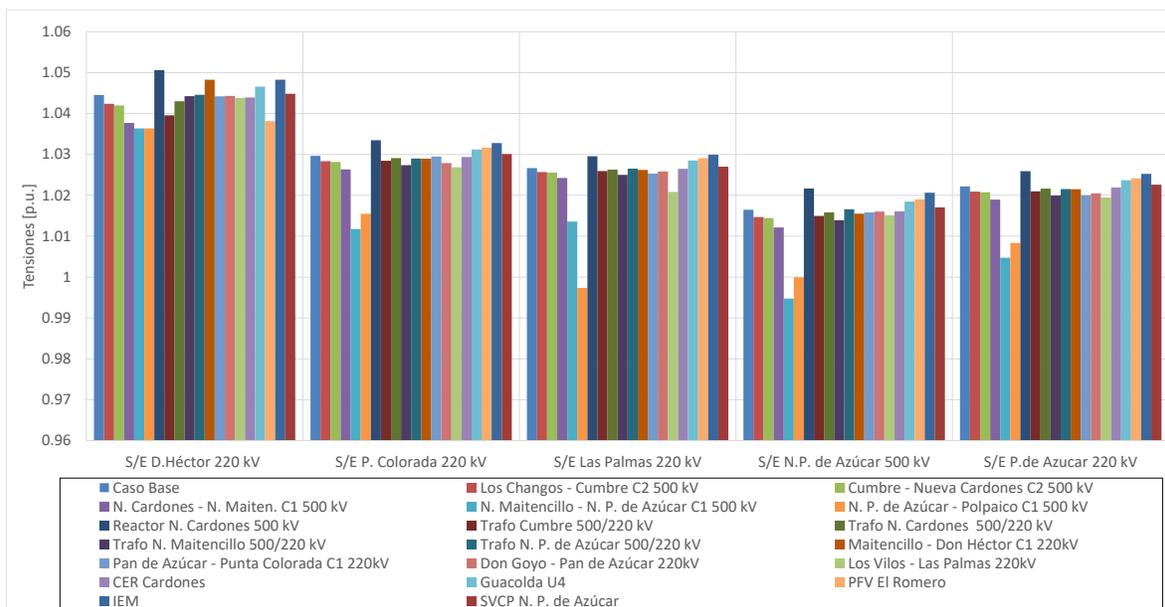
**Sistema de 220 kv**



*Figura 4.44. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kv Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.*

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Punta Colorada 220 kv, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde también a la Punta Colorada 220 kv para la falla de la línea Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kv.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220kv en condiciones normales y post contingencia.



*Figura 4.45. Tensiones en barras de 220kv Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.*

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E5

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.45. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5 para diversas contingencias

Elemento		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																					
		Los Changos - Cumbre C2 500 kV		Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV		N. Cardones - N. Maiten. C1 500 kV		N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV		N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV		Reactor N. Cardones 500 kV		Trafo Cumbre 500/220 kV		Trafo N. Cardones 500/220 kV		Trafo N. Maitencillo 500/220 kV		Trafo N. P. de Azúcar 500/220 kV		Maitencillo - Don Héctor C1 220kV		Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV		Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV		Los Vilos - Las Palmas 220kV		CER Cardones		Guacolda U4		PFV El Romero		IEM		SVCP N. P. de Azúcar	
		Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]	Δ MVA	[%]
Guacolda U1		1.5	4%	1.8	4%	4.8	6%	5.7	4%	5.7	4%	-4.2	4%	3.4	4%	1.1	17%	0.2	1%	0.0	-7%	2.4	8%	0.2	2%	0.2	2%	0.5	3%	0.4	8%	-1.3	5%	-1.8	5%	-2.6	4%	-0.2	6%
Guacolda U2		1.5	4%	1.8	4%	4.8	6%	5.7	4%	5.7	4%	-4.2	4%	3.4	4%	1.1	17%	0.2	1%	0.0	-7%	2.4	8%	0.2	2%	0.2	2%	0.5	3%	0.4	8%	-1.3	5%	-1.8	5%	-2.6	4%	-0.2	6%
Guacolda U3		1.6	4%	1.9	4%	5.1	6%	6.1	4%	6.1	4%	-4.5	4%	3.7	4%	1.1	18%	0.2	1%	0.0	-7%	2.6	9%	0.2	2%	0.2	2%	0.5	3%	0.4	8%	-1.4	5%	-1.9	5%	-2.8	4%	-0.2	6%
Guacolda U4		1.6	4%	1.9	4%	5.1	6%	6.1	4%	6.1	4%	-4.5	4%	3.7	4%	1.1	18%	0.2	1%	0.0	-7%	2.6	9%	0.2	2%	0.2	2%	0.5	3%	0.4	8%			-1.9	5%	-2.8	4%	-0.2	6%
Guacolda U5		1.6	4%	1.9	4%	5.0	6%	6.0	4%	6.0	4%	-4.5	4%	3.7	4%	1.1	18%	0.2	1%	0.0	-7%	2.6	9%	0.2	2%	0.2	2%	0.5	3%	0.4	8%	-1.4	5%	-1.9	5%	-2.8	4%	-0.2	6%
CER Cardones		13.8	38%	16.7	39%	20.0	24%	26.8	20%	26.8	20%	-38.1	37%	55.7	62%	-5.6	-8%	18.0	48%	-0.2	33%	5.5	19%	1.0	9%	0.7	9%	2.3	12%			-6.0	21%	-7.8	20%	-18.2	28%	-1.0	28%
CER Maitencillo		2.6	7%	3.1	7%	8.4	10%	10.0	7%	10.0	7%	-7.5	7%	6.1	7%	1.9	29%	0.4	1%	-0.1	12%	4.3	15%	0.4	4%	0.3	3%	0.9	4%	0.7	14%	-2.6	9%	-3.1	8%	-4.6	7%	-0.4	10%
CER P. de Azúcar		3.3	9%	3.7	9%	8.3	10%	32.3	24%	32.6	24%	-9.6	9%	3.1	3%	1.4	21%	5.7	15%	1.6	27%	1.8	6%	5.6	49%	4.5	53%	7.0	36%	0.7	13%	-3.9	14%	-5.1	13%	-7.9	12%	-1.1	31%
SVCP N. P. de Azúcar		8.9	25%	10.1	24%	21.6	26%	37.1	27%	36.7	27%	-26.0	25%	7.5	8%	3.2	50%	12.7	34%	-0.6	96%	4.7	16%	3.1	28%	2.2	26%	6.7	35%	1.8	33%	-10.0	36%	-12.9	34%	-20.9	32%		
T_INTERNO		36.3	100%	42.9	100%	82.9	100%	135.7	100%	135.7	100%	-103.3	100%	90.3	100%	6.4	100%	37.8	100%	0.6	100%	28.7	100%	11.3	100%	8.4	100%	19.4	100%	5.3	100%	-27.9	100%	-38.1	100%	-65.2	100%	-3.5	100%

Tabla 4.46. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5 para diversas contingencias

Falla Gen		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																		
		Los Changos - Cumbre C2 500 kV	Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV	N. Cardones - N. Maiten. C1 500 kV	N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV	N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV	Reactor N. Cardones 500 kV	Trafo Cumbre 500/220 kV	Trafo N. Cardones 500/220 kV	Trafo N. Maitencillo 500/220 kV	Trafo N. P. de Azúcar 500/220 kV	Maitencillo - Don Héctor C1 220kV	Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV	Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV	Los Vilos - Las Palmas 220kV	CER Cardones	Guacolda U4	PFV El Romero	IEM	SVCP N. P. de Azúcar
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		36.3	42.9	82.9	135.7	135.7	-103.3	90.3	6.4	37.8	0.6	28.7	11.3	8.4	19.4	5.3	-27.9	-38.1	65.2	-3.5
NCHS-CENTRO		10.9	11.9	25.2	124.9	270.2	-32.2	3.5	4.0	15.0	-0.4	3.9	4.7	2.8	21.9	2.2	-34.4	-53.9	56.3	-3.7
NCHS-NCHN		9.6	9.1	11.4	12.7	12.7	-19.6	44.4	-1.0	6.5	-0.1	2.2	0.5	0.3	1.1	2.3	-2.4	-3.1	11.3	-0.5
NCHS-NGN		106.3	23.7	32.9	34.0	33.8	-54.3	9.6	5.4	15.4	-0.2	4.9	1.3	0.9	2.8	3.4	-5.8	-7.5	42.5	-1.2
TOTAL		163.0	87.5	152.4	307.4	452.4	-209.4	147.8	14.8	74.8	-0.1	39.7	17.8	12.5	45.2	13.2	-70.5	-102.6	-90.3	-8.8

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla de la línea N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV, el que precisa de una reserva interna de 135 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Cardones (20%), los CER de Pan de Azúcar (24%) y el SVCP N. P. de Azúcar (27%). En la segunda tabla se puede apreciar que la contingencia de la línea N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (452 MVAR).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del Reactor de la S/E Nueva Cardones 500 kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 103 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Cardones (37%). En la segunda tabla se puede apreciar que la misma contingencia ya señalada, es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (209 MVAR).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E5

Para la barra Punta Colorada 220 kV (Barra de 220kV más débil pre-contingencia) se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en Estado Normal y Estado de Alerta, respectivamente, y verificar el margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

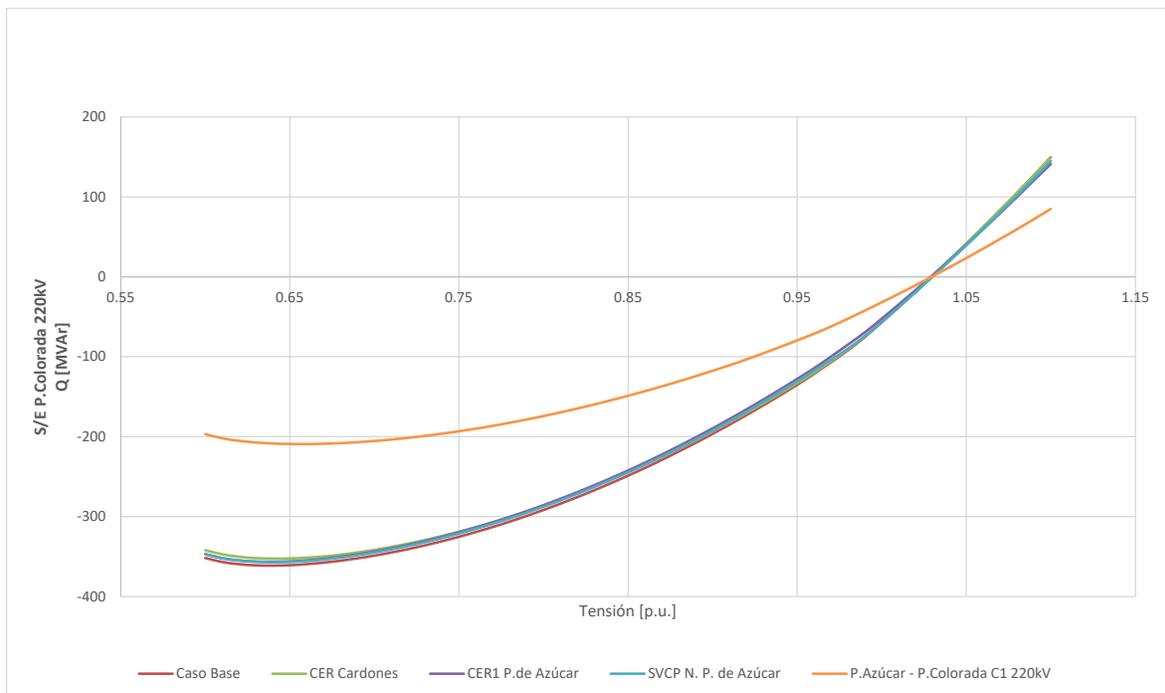


Figura 4.46. Curvas Q-V en S/E Punta Colorada 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

*Tabla 4.47. Descripción resultados Curva Q-V S/E Punta Colorada 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5.*

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.030	0.984-1.088	0.64
CER Cardones	1.029	0.963 - 1.109	0.64
CER1 P.de Azúcar	1.029	0.963 - 1.109	0.64
SVCP N. P. de Azúcar	1.030	0.963 - 1.109	0.64
P.Azúcar - P.Colorada C1 220kV	1.029	0.963 - 1.109	0.66

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Punta Colorada 220 kV, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.3.3.5 Análisis de resultados Escenario E7

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E7.

Este escenario corresponde a una condición de demanda mínima de día con una baja inyección de fuentes renovables en el ACT transferencias en el sentido sur → norte por el sistema de 500 kV entre las SS/EE Nueva Maitencillo y Polpaico. Las transferencias por los tramos de mayor longitud del sistema de 500 kV son de 376 MW desde S/E Cumbre hacia S/E Los Changos y de 425 MW desde S/E Polpaico hacia S/E Nueva Pan de Azúcar.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E7

En los gráficos siguientes se muestra la sensibilidad de la tensión en las barras de 500 y 220 kV del ACT ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

**Sistema de 500 kV**

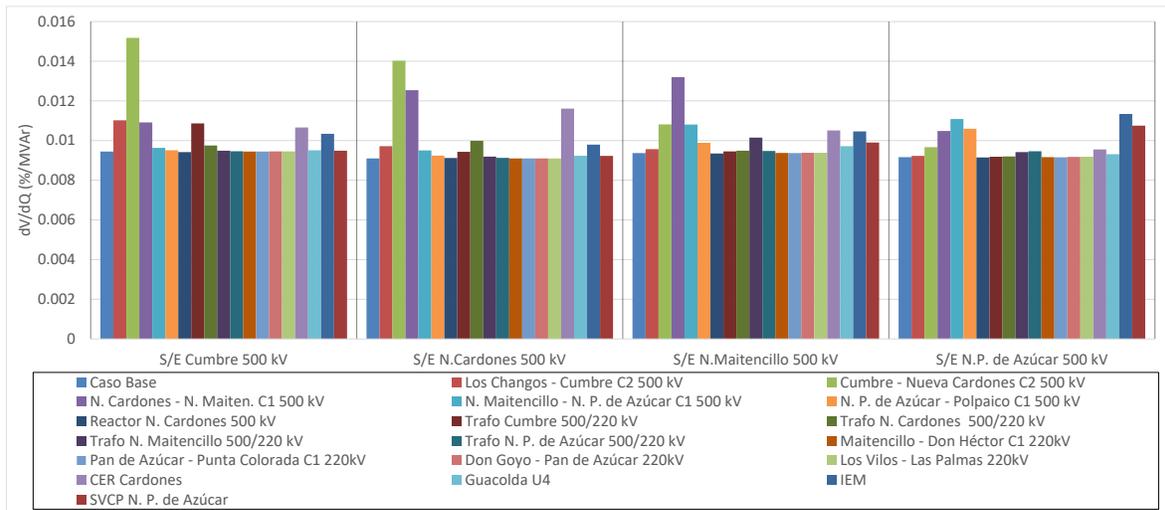


Figura 4.47. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E7.

Como se puede apreciar en la figura anterior, en condiciones normales la barra con mayor sensibilidad corresponde a la de S/E Maitencillo 500 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde a la S/E Cumbre 500 kV, para la falla en la línea Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 500kV en condiciones normales y post contingencia.

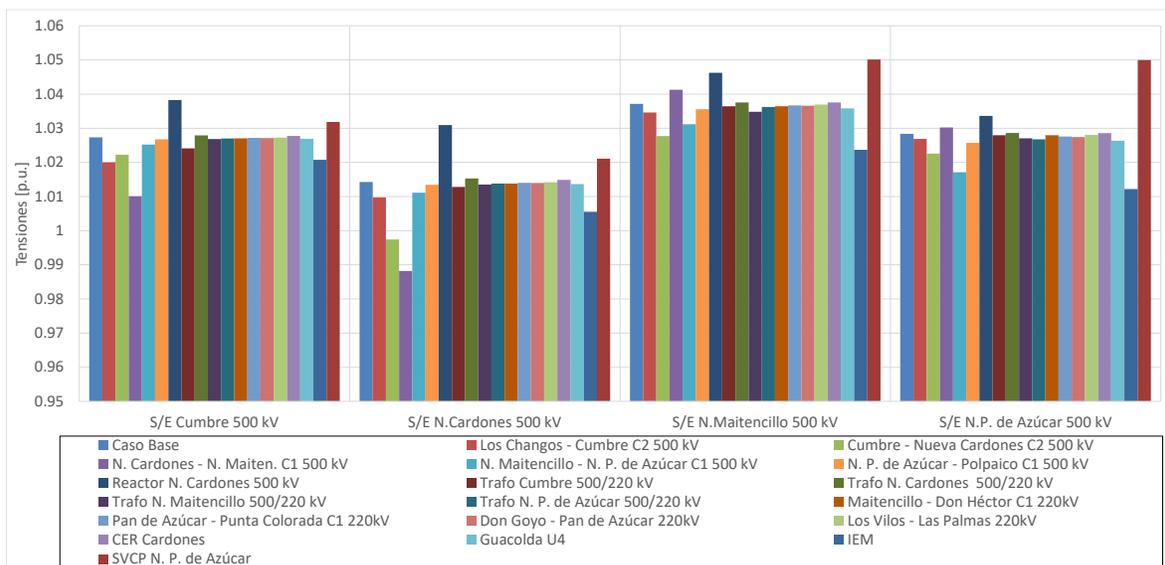


Figura 4.48. Tensiones en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E7.

## Sistema de 220 kV

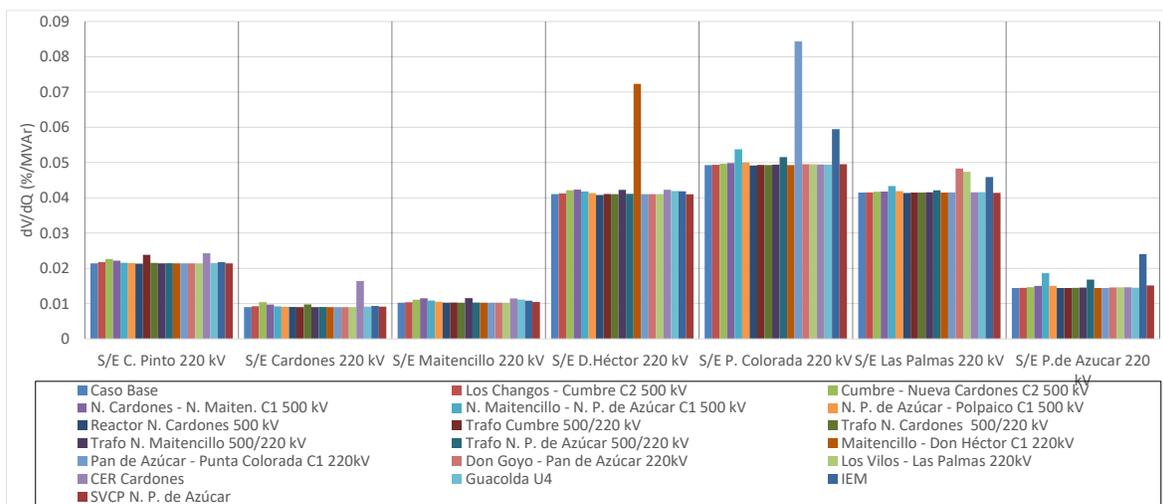


Figura 4.49. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E7.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Punta Colorada 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde también a la Punta Colorada 220 kV para la falla de la línea Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV.

En la siguiente figura se observan las tensiones en las barras de 220kV en condiciones normales y post contingencia.

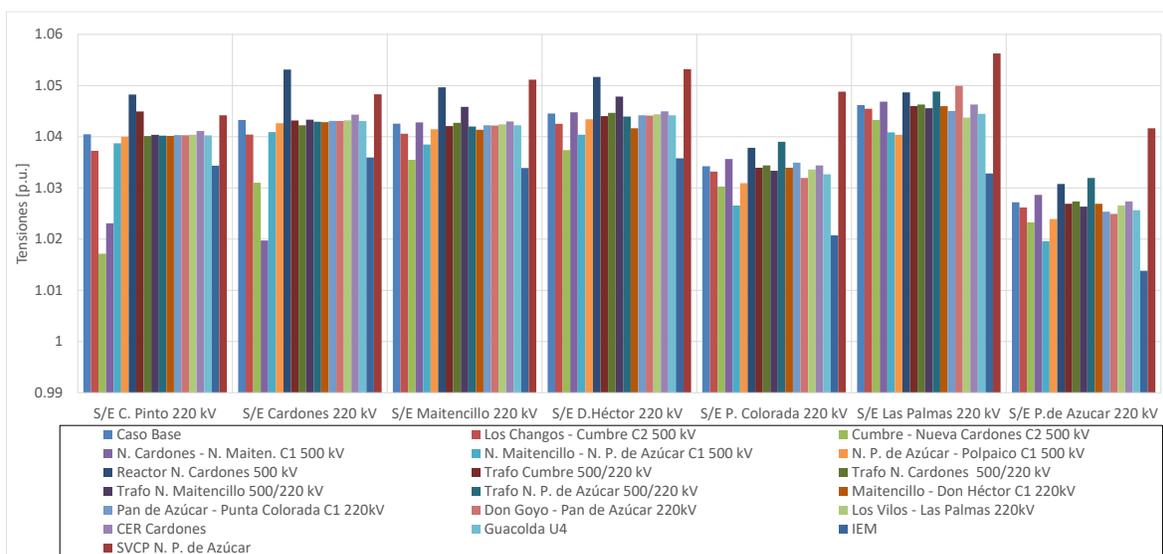


Figura 4.50. Tensiones en barras de 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E7.

### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E7

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia (Estado Normal y

Estado de Alerta, respectivamente). De esta forma se identifica la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las tablas siguientes se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en ACT Norte Chico inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos absorban reactivos.

La primera tabla presenta los requerimientos de las contingencias analizadas sobre cada elemento de control de tensión del ACT. La segunda tabla muestra el requerimiento total interno y los aportes de potencia reactiva desde las ACT adyacentes.

Tabla 4.48. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E7 para diversas contingencias

Elemento		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																							
		Falla		Los Changos - Cumbre C2 500 kV		Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV		N. Cardones - N. Maiten. C1 500 kV		N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV		N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV		Reactor N. Cardones 500 kV		Trafo Cumbre 500/220 kV		Trafo N. Cardones 500/220 kV		Trafo N. Maitencillo 500/220 kV		Trafo N. P. de Azúcar 500/220 kV		Maitencillo - Don Héctor C1 220kV		Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV		Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV		Los Vilos - Las Palmas 220kV		CER Cardones		Guacolda U4		PFV El Romero		IEM		SVCP N. P. de Azúcar	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
Guacolda U3		1.7	6%	6.2	6%	-0.2	0%	3.6	5%	1.0	4%	-6.2	6%	0.4	10%	-0.1	-3%	-2.9	34%	0.5	10%	1.1	12%	0.3	3%	0.3	3%	0.1	4%	-0.4	14%	0.2	2%	-1.1	12%	7.6	6%	-7.6	8%		
Guacolda U4		1.7	6%	6.2	6%	-0.2	0%	3.6	5%	1.0	4%	-6.2	6%	0.4	10%	-0.1	-3%	-2.9	34%	0.5	10%	1.1	12%	0.3	3%	0.3	3%	0.1	4%	-0.4	14%	0.2	2%	-1.1	12%	7.6	6%	-7.6	8%		
Los Molles U1		0.1	0%	0.2	0%	-0.1	0%	0.4	1%	0.2	1%	-0.2	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	-1%	-0.8	5%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.7	1%	-0.8	1%		
Río Huasco		0.1	1%	0.5	0%	0.0	0%	0.4	1%	0.1	0%	-0.5	1%	0.0	1%	0.0	0%	-0.2	2%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	1%	0.1	1%	-0.1	1%	0.7	1%	-0.6	1%		
CER Cardones		14.3	51%	61.4	55%	117.7	108%	11.9	17%	3.2	15%	-49.2	50%	0.5	13%	5.2	140%	-0.2	3%	1.7	32%	2.2	25%	0.9	11%	1.1	11%	0.4	12%			1.1	11%	-2.3	25%	36.7	29%	-25.1	26%		
CER Maitencillo		2.6	9%	9.1	8%	-0.3	0%	5.3	8%	1.4	7%	-9.1	9%	0.6	15%	-0.2	-5%	-4.2	50%	0.7	14%	1.6	18%	0.4	5%	0.5	5%	0.2	5%	-0.5	21%	0.4	4%	-1.7	18%	11.2	9%	-11.1	11%		
CER P. de Azúcar		2.6	9%	10.1	9%	-3.7	-3%	16.7	25%	8.5	39%	-9.2	9%	0.7	18%	-0.4	-12%	2.2	27%	-12.2	230%	0.8	9%	4.8	55%	5.8	56%	1.6	49%	-0.4	16%	4.0	39%	-0.8	9%	22.8	18%	-37.3	38%		
SVCP N. P. de Azúcar		3.0	11%	11.5	10%	-3.8	-3%	22.5	33%	5.3	25%	-10.5	11%	0.8	21%	-0.5	-13%	2.7	32%	3.2	160%	0.8	10%	1.6	18%	1.9	18%	0.7	21%	-0.5	18%	4.0	40%	-0.9	10%	32.4	25%				
T_INTERNO		27.9	100%	111.5	100%	109.2	100%	67.9	100%	21.5	100%	-97.5	100%	4.1	100%	3.7	100%	-8.4	100%	-5.3	100%	8.6	100%	8.7	100%	10.5	100%	3.2	100%	-2.6	100%	10.2	100%	-9.2	100%	127.3	100%	-97.5	100%		

Tabla 4.49. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E7 para diversas contingencias

Gen		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																							
		Falla		Los Changos - Cumbre C2 500 kV		Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV		N. Cardones - N. Maiten. C1 500 kV		N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV		N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV		Reactor N. Cardones 500 kV		Trafo Cumbre 500/220 kV		Trafo N. Cardones 500/220 kV		Trafo N. Maitencillo 500/220 kV		Trafo N. P. de Azúcar 500/220 kV		Maitencillo - Don Héctor C1 220kV		Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV		Don Goyo - Pan de Azúcar 220kV		Los Vilos - Las Palmas 220kV		CER Cardones		Guacolda U4		PFV El Romero		IEM		SVCP N. P. de Azúcar	
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar		
T_INTERNO		27.9	111.5	109.2	67.9	21.5	-97.5	4.1	3.7	-8.4	-5.3	8.6	8.7	10.5	3.2	-2.6	10.2	-9.2	127.3	-97.5																					
NCHS-CENTRO		5.5	19.1	-13.1	43.0	133.0	-20.4	1.7	-1.0	5.2	2.5	1.6	3.8	0.7	7.8	-0.9	-3.1	-1.8	9.4	-84.3																					
NCHS-NCHN		10.4	41.5	39.5	4.1	1.1	-19.9	22.0	-0.2	0.6	0.6	0.7	0.3	0.4	0.1	-1.2	0.6	-0.7	15.2	-8.9																					
NCHS-NGN		125.8	26.8	90.4	11.1	3.0	-58.4	17.0	-3.1	2.5	1.7	1.6	0.9	1.1	0.4	-2.2	2.2	-1.7	123.6	-24.0																					
TOTAL		169.6	198.9	226.1	126.1	158.6	-196.2	0.7	-0.5	-0.2	-0.5	12.5	13.6	12.6	11.5	-7.0	9.8	-13.3	275.4	-214.7																					

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la salida intempestiva de la central IEM, el que precisa de una reserva interna de 127 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Cardones (29%), los CER de Pan de Azúcar (18%) y el SVCP N. P. de Azúcar (25%). En la segunda tabla se puede apreciar que la misma contingencia ya señalada es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (275 MVAR).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del Reactor de la S/E Nueva Cardones 500kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 97 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Cardones (50%). En la segunda tabla se puede apreciar que contingencia del SCV de Nueva Pan de Azúcar, es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (214 MVAR).

#### 4.3.3.6 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para la contingencia más crítica de la subárea se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona. Además, se verificaron el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para la contingencia, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr. ¿Dif. Ang. ≤ 120°?	Comportamiento Tensión			Frecuencia ¿f ≥ 48.3 Hz?
	Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	¿ξ ≥ 5%?		¿V <sub>min.</sub> > 0.7 p.u.?	¿V <sub>min.</sub> > 0.8 p.u. en 1 s?	¿V en ± 10% en 20 s?	
N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV	N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C2 500 kV	1742.9	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.50. Resumen verificación comportamiento dinámico escenario E5 Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico.

De la tabla anterior se puede concluir que para la contingencia más crítica de la ACT se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

#### 4.3.3.7 Prioridades de Uso de los Recursos

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Sur del ACT Norte Chico, respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquel que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos,

con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.51. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico.

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
<b>Escenario más exigente</b>	E5	E3
<b>Demanda de la zona (MW)</b>	784	864
<b>Generación de la zona (MW)</b>	2370	1652
<b>Contingencia más crítica en la zona</b>	N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV	Reactor N. Cardones 500 kV
<b>Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVar)</b>	135.7	-103.4
<b>Distribución</b>	SVCP N. P. de Azúcar: 27% CERs P.de Azúcar: 24% CER Cardones: 20%	CER Cardones: 43% SVCP N. P. de Azúcar: 13% CERs P.de Azúcar: 12%

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades  $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$  para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal.

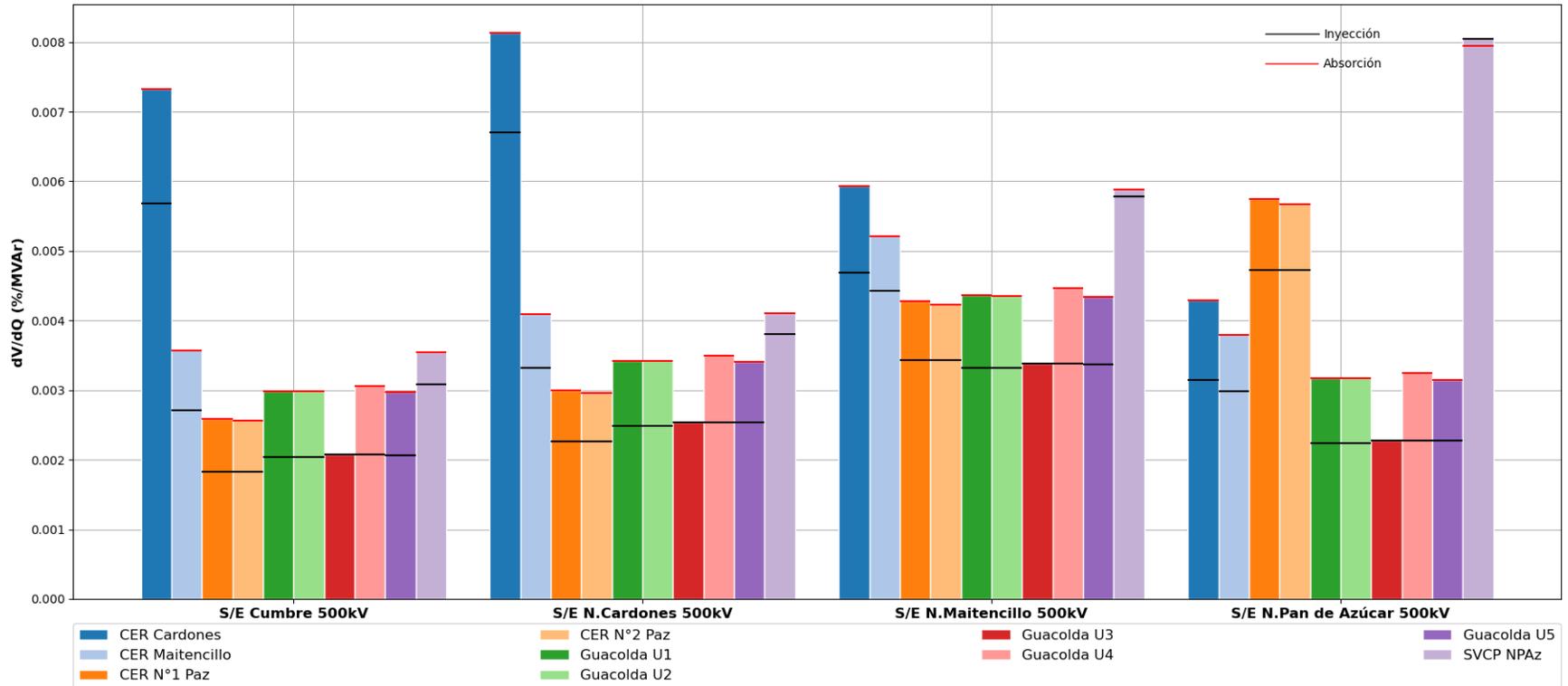


Figura 4.51. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 500 kV.

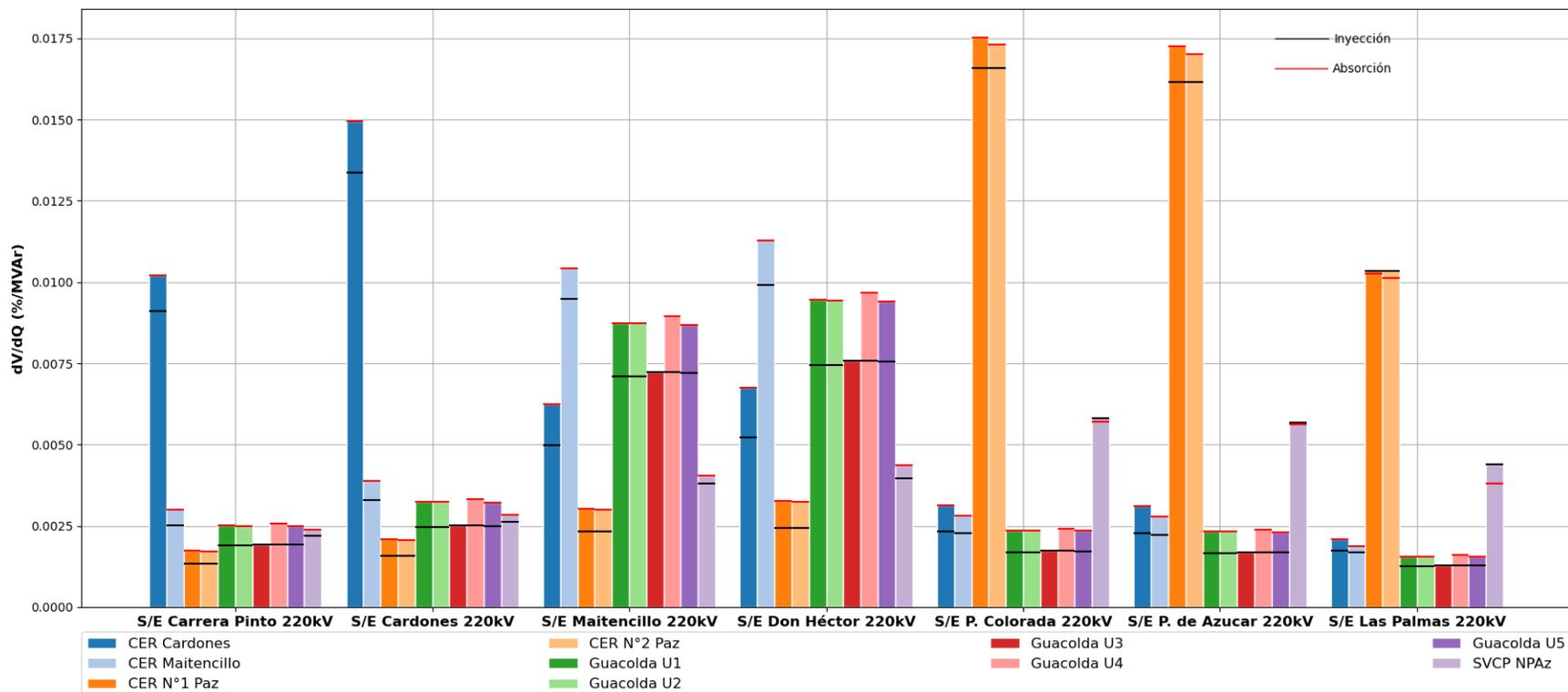


Figura 4.52. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV.

De las figuras anteriores se observa que para la Subárea Sur del ACT Norte Chico y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E7) y absorción (E3) de potencia reactiva, para el sistema de 500 kV, el CER de Cardones es claramente el elemento más efectivo en el CT entre S/E Cumbre 500 kV y S/E N. Maitencillo 500 kV. En S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV se produce un significativo aporte de los CER de Pan de Azúcar y del SVC de N. Pan de Azúcar.

Por otra parte, en el sistema de 220 kV, el CER de Cardones es claramente el elemento más efectivo en el CT entre S/E Carrera Pinto 220 kV y S/E Cardones 220 kV. Entre S/E Maitencillo 220 kV y S/E Don Héctor 220 kV, los elementos más efectivos son el CER de Maitencillo y las unidades de la Central Guacolda. Por último, entre S/E Punta Colorada 220 kV y S/E Las Palmas 220 kV, los elementos más efectivos son los CER de Pan de Azúcar y el SVC de N. Pan de Azúcar.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

#### 4.4 Área de CT 3: Centro

Esta área de control de tensión está comprendida entre los sistemas de 500, 220 y 110 kV de la zona centro del SEN, desde el extremo norte entre las barras de Los Vilos 220 kV y las barras de Polpaico 500 kV, y desde el sur por las barras de Alto Jahuel 500, 220, 110 kV.

Esta área de control de tensión considera además dos subáreas correspondientes a la Quinta región Costa 220 y 110 kV, cuyas instalaciones se encuentran aguas abajo desde la S/E San Pedro 110 kV y S/E Agua Santa 220 kV, y a la subárea Región Metropolitana. Estas subáreas se analizan de manera independiente en los puntos 4.4.4 y 4.4.5.

En esta ACT los principales recursos de control de tensión corresponden al CER de Polpaico y el STATCOM de Cerro Navia, y también la central Rapel. Mientras que el resto del soporte proviene de las unidades de ciclo combinado ubicadas en el sector de San Luis, cuyo despacho genera una mejora en el CT del ACT Centro.

##### 4.4.1 Escenarios de Operación

Los escenarios de operación utilizados para las simulaciones de esta ACT se resumen en la siguiente tabla:

*Tabla 4.52. Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro (subárea 220 y 500 kV).*

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E4	3510	1920
E5	3590	1801
E7	1600	1280

*Tabla 4.53 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Región Metropolitana.*

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E4	2997	696
E5	3009	765
E7	1068	632

*Tabla 4.54 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Quinta Región.*

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E3	800	747
E5	806	480
E7	470	73

#### 4.4.2 Contingencias Simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

Subárea 500 y 220 kV:

- Falla de la línea Polpaico – Lo Aguirre 2 x 500 kV C2
- Falla de la línea Lo Aguirre – Alto Jahuel 500 kV C1
- Falla de la línea Nogales – Los Vilos 220 kV C1
- Falla de la línea Quillota – Nogales 220 kV C1
- Falla de la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV L2
- Falla de la línea Polpaico – Quillota 220 kV C1
- Falla de la línea Polpaico – Nogales 220 kV C1
- Falla de la línea Lo Aguirre – Cerro Navia 220 kV
- Desconexión de Central PVF Doña Carmen
- Desconexión CER Polpaico
- Desconexión STATCOM Cerro Navia
- Desconexión Transformador Lo Aguirre 750 MVA 525/230 kV
- Desconexión Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVAR
- Desconexión CCEE Polpaico 220 kV 100 MVAR
- Desconexión consumo I. Maitenes 220 kV. (Solo E7)
- Desconexión consumo I. Los Piuquenes 220 kV. (Solo E7)

Subárea Región Metropolitana:

- Falla de la línea Alto Jahuel – Los Almendros 220 kV L1
- Desconexión de Central Alfalfal
- Desconexión Transformador Cerro Navia Desfasador 350 MVA 230 kV
- Falla de la línea Cerro Navia – Arr. Chena 220 kV L1
- Desconexión de Central Alfalfal 2
- Desconexión consumo I. Lampa 110 kV. (Solo E7)

Subárea Quinta Región:

- Desconexión de Central Campiche
- Desconexión de Central Nueva Ventanas
- Falla de la línea Quillota – San Pedro 110 kV
- Falla de la línea Ventanas – Tap Maitenes 110 kV C1
- Falla de la línea Ventanas – Nogales 220 kV C1
- Falla de la línea San Luis – Agua Santa 220 kV L1
- Desconexión Transformador Agua Santa 220/110/60 kV
- Desconexión Transformador Ventanas 220/110/12 kV
- Desconexión consumo I. Enami 110 kV. (solo E7)

#### 4.4.3 Subárea Centro 500/220 kV

Esta subárea se caracteriza por poseer tramos con líneas de 500 kV con altos niveles de transferencias desde la S/E Alto Jahuel hacia el centro, y desde S/E Polpaico al centro, tiene un alto nivel de consumo y un polo de generación importante en la zona de San Luis con una capacidad instalada de 2200 MVA aproximadamente.

En esta ACT los principales recursos de control de tensión corresponden a las centrales térmicas ubicadas en la zona de San Luis y las centrales hidroeléctricas de Rapel.

Los escenarios de alta demanda analizados en este sistema corresponden a los escenarios E4 y E5, el E5 considera un escenario de día con altas transferencias hacia el centro, por las líneas de 500 kV tanto desde el norte como del sur, mientras que el E4 considera un escenario de noche con altas transferencias por el sistema de 500 kV principalmente desde el norte grande y norte chico hacia el centro del ACT.

##### 4.4.3.1 Análisis de Resultados Escenario E4.

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

###### a) Descripción del Escenario E4

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- 1x100 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Polpaico.
- 1x50 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Cerro Navia.
- 8 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVar, 66 kV), transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.
- 3 de 3 bancos de CCEE (3x30 MVar, 13.2 kV), transformador 220/110 kV en S/E Alto Jahuel.
- 1x65 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- CER de S/E Polpaico.
- STATCOM de S/E Cerro Navia.

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de anexos.

###### b) Sensibilidad de Flujo de Potencia

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras relevantes de la ACT, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

### Sistema de 500 kV

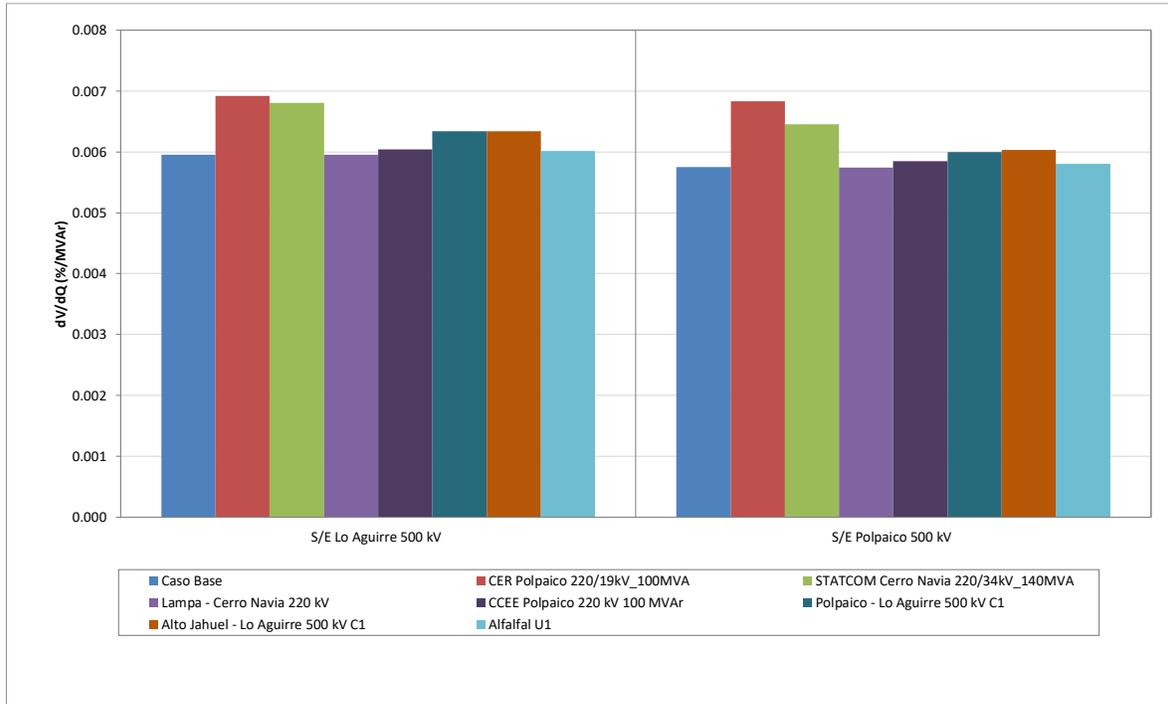


Figura 4.53. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500 kV ACT Centro E4.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Lo Aguirre 500 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla del CER de Polpaico 220 kV\_100MVA.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

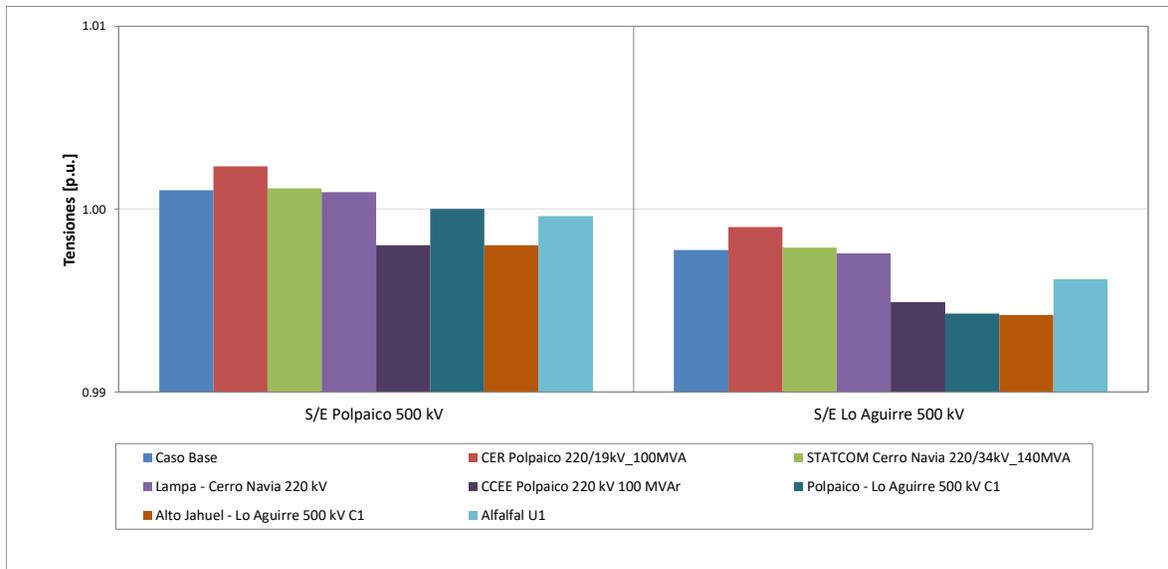


Figura 4.54. Tensión en barras 500 kV área de CT Centro E4.

## Sistema de 220 kV

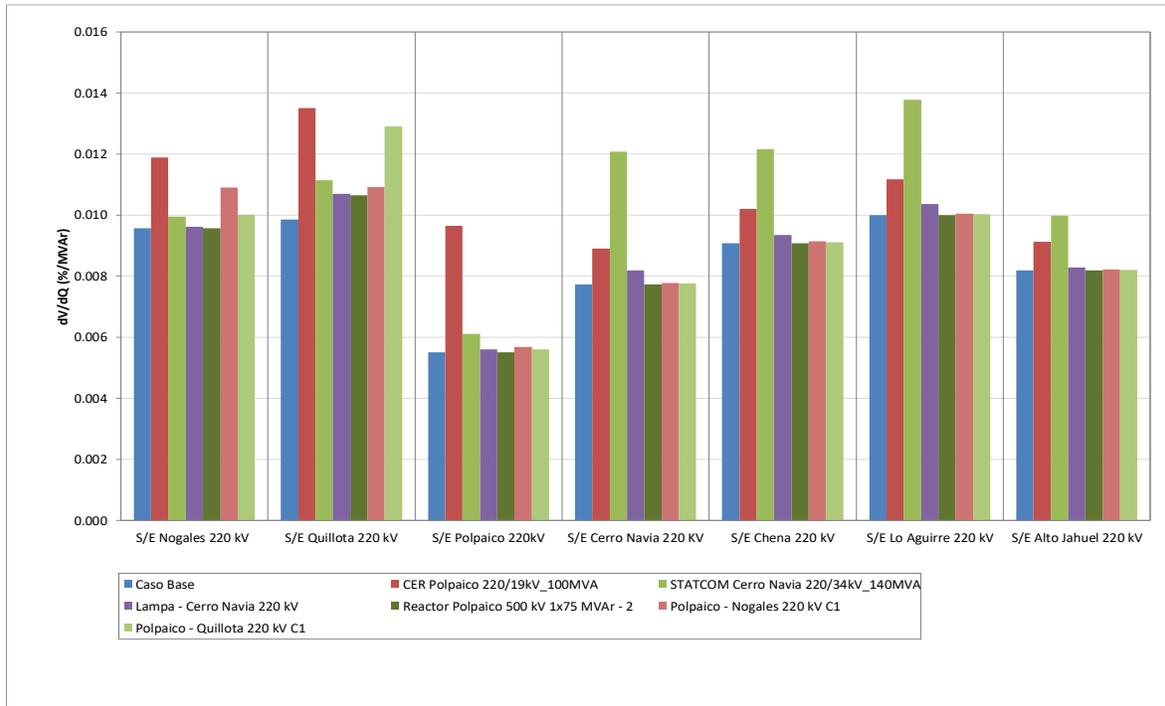


Figura 4.55. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras ACT Centro E4.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 220 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Lo Aguirre 220 kV. La sensibilidad  $dV/dQ$  alcanza el valor mayor ante la falla del STATCOM de Cerro Navia.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

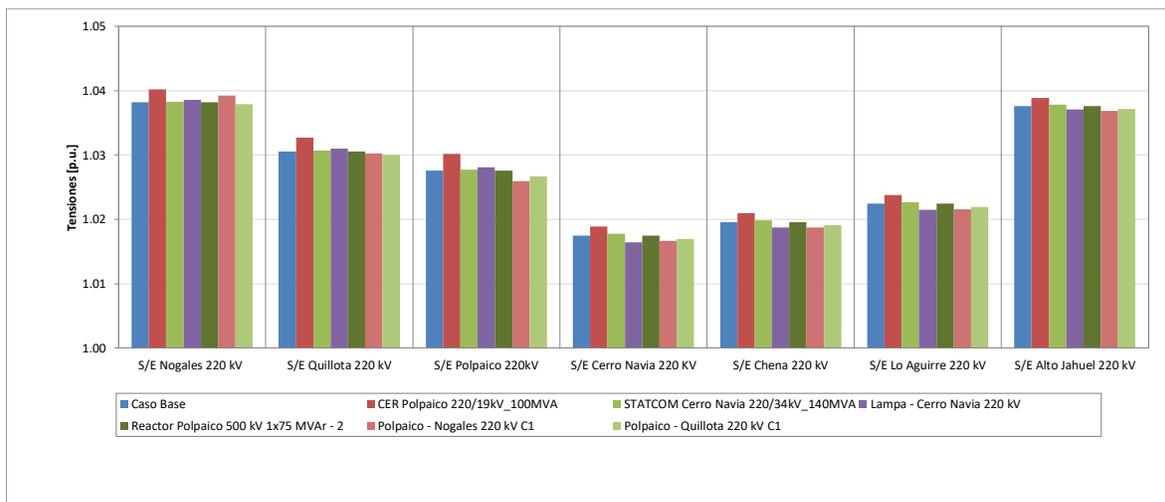


Figura 4.56. Tensión en barras 220 kV área de CT Centro E4.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Asimismo, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla siguiente se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la zona analizada, la contingencia más crítica corresponde a la desconexión del Transformador de Lo Aguirre 500/220 kV, donde se requiere de una reserva dinámica de 92 MVar, con una distribución tal que la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por el STATCOM de Cerro Navia y el CER de Polpaico.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas													
Gen	Falla	Lampa - Cerro Navia 220 kV		CCEE Polpaico 220 kV 100 MVar		Lo Aguirre 500/220-750 MVA T1		500 kV N. PA - Polpaico C2		Quillota - Los Piuquenes 220 kV L1		Polpaico - Nogales 220 kV C1	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Quintero TG1A		1.6	5%	4.7	7%	3.4	4%	4.9	6%	5.3	17%	0.3	2%
CER Polpaico 220/19kV_100MVA		14.2	44%	43.1	69%	26.0	28%	44.4	55%	18.6	59%	12.2	74%
STATCOM Cerro Navia 220/34kV		16.5	51%	14.9	24%	62.2	68%	32.2	39%	7.4	23%	3.9	24%
<b>Total</b>		<b>32.3</b>	<b>100%</b>	<b>62.6</b>	<b>100%</b>	<b>91.6</b>	<b>100%</b>	<b>81.5</b>	<b>100%</b>	<b>31.3</b>	<b>100%</b>	<b>16.4</b>	<b>100%</b>

Tabla 4.55. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro para diversas contingencias escenario E4.

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por la ACT y las áreas aledañas al sistema analizado, en ella se observa la distribución de las reservas internas y la contribución externa que se requiere para las contingencias más exigentes del ACT en estudio.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas							
	Lampa - Cerro Navia 220 kV	CCEE Polpaico 220 kV 100 MVar	Lo Aguirre 500/220-750 MVA T1	500 kV N. PA - Polpaico C2	Quillota - Los Piuquenes 220 kV L1	Polpaico - Nogales 220 kV C1	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
<b>Interno</b>	32.3	62.6	91.6	81.5	31.3	16.4	
<b>Externo</b>	16.1	-41.5	65.2	61.1	-23.8	-3.6	
<b>Total</b>	<b>48.3</b>	<b>21.1</b>	<b>156.8</b>	<b>142.6</b>	<b>7.6</b>	<b>12.9</b>	

Tabla 4.56. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E4

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil.

Para las barras más débiles se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos

de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente, respecto de su tensión de servicio.

### Sistema de 500 kV

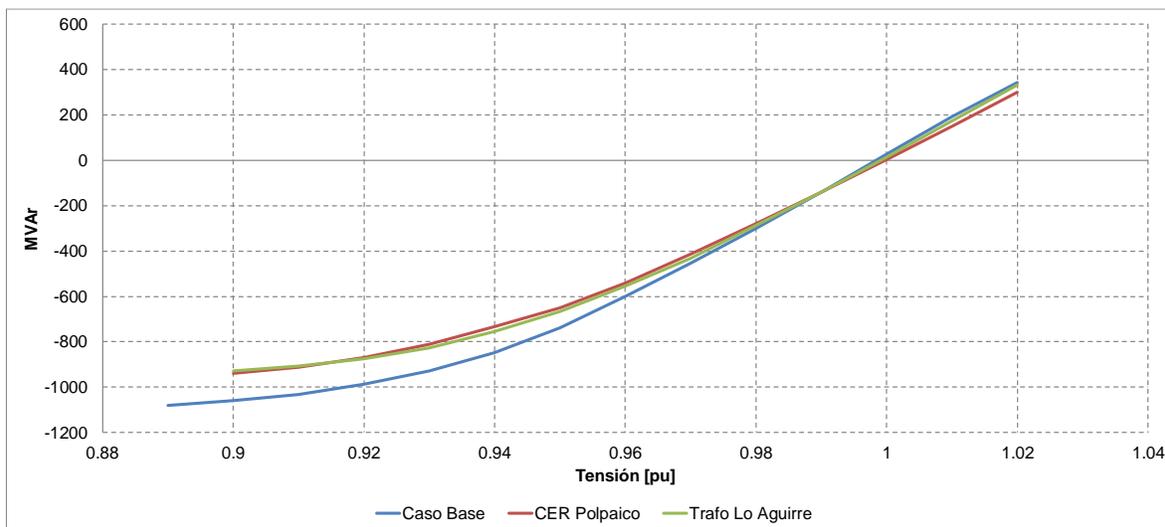


Figura 4.57. Curva QV en S/E Polpaico 500 kV en escenario E4.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.57. Descripción resultados Curva Q-V S/E Polpaico 500 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	0.99	0.978-1.038	< 0.90
CER de Polpaico 220 kV	0.98	0.958-1.058	< 0.90
Transformador de Lo Aguirre 500/220 kV	0.99	0.958-1.058	< 0.90

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Polpaico 500 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

### Sistema de 220 kV

Los resultados del gráfico del caso de 220 kV se resumen en la tabla siguiente:

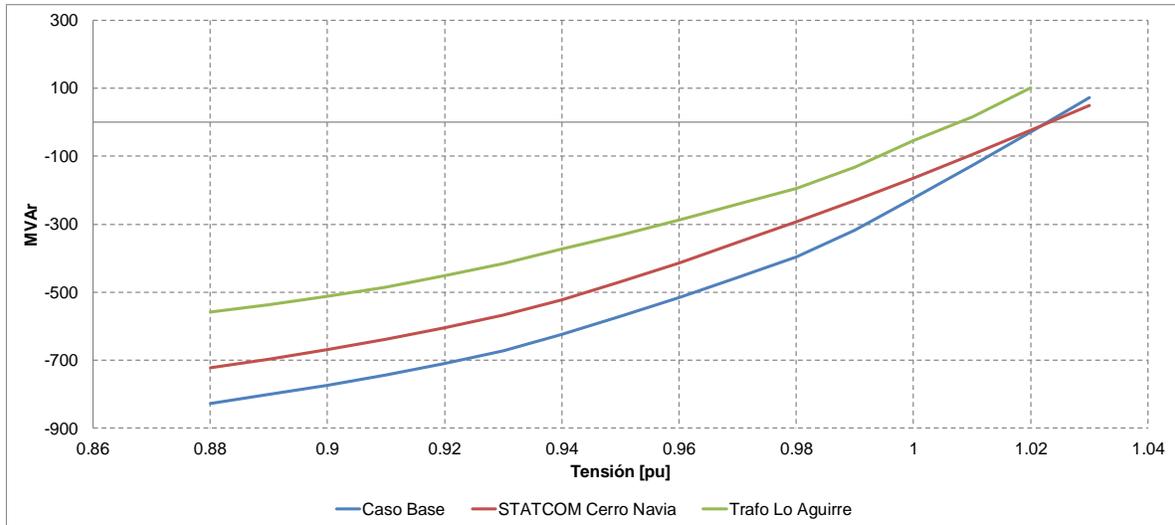


Figura 4.58. Curva QV en S/E Lo Aguirre 220 kV en escenario E4.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.58. Descripción resultados Curva Q-V S/E Lo Aguirre 220 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.02	0.959-1.06	< 0.88
STATCOM Cerro Navia	1.02	0.939-1.08	< 0.88
Transformador de Lo Aguirre 500/220 kV	1.02	0.939-1.08	< 0.88

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Lo Aguirre 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.4.3.2 Análisis de Resultados Escenario E5.

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

##### a) Descripción del Escenario E5

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- 1x100 MVAR bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Polpaico.
- 1x50 MVAR bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Cerro Navia.
- 8 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVAR, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.
- 3 de 3 bancos de CCEE (3x30 MVAR, 13.2 kV) Transformador 220/110 kV en S/E Alto Jahuel.
- 1x65 MVAR bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- CER de S/E Polpaico.
- STATCOM de S/E Cerro Navia.

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de anexos.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVAR], para las distintas barras relevantes de la ACT, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

**Sistema de 500 kV**

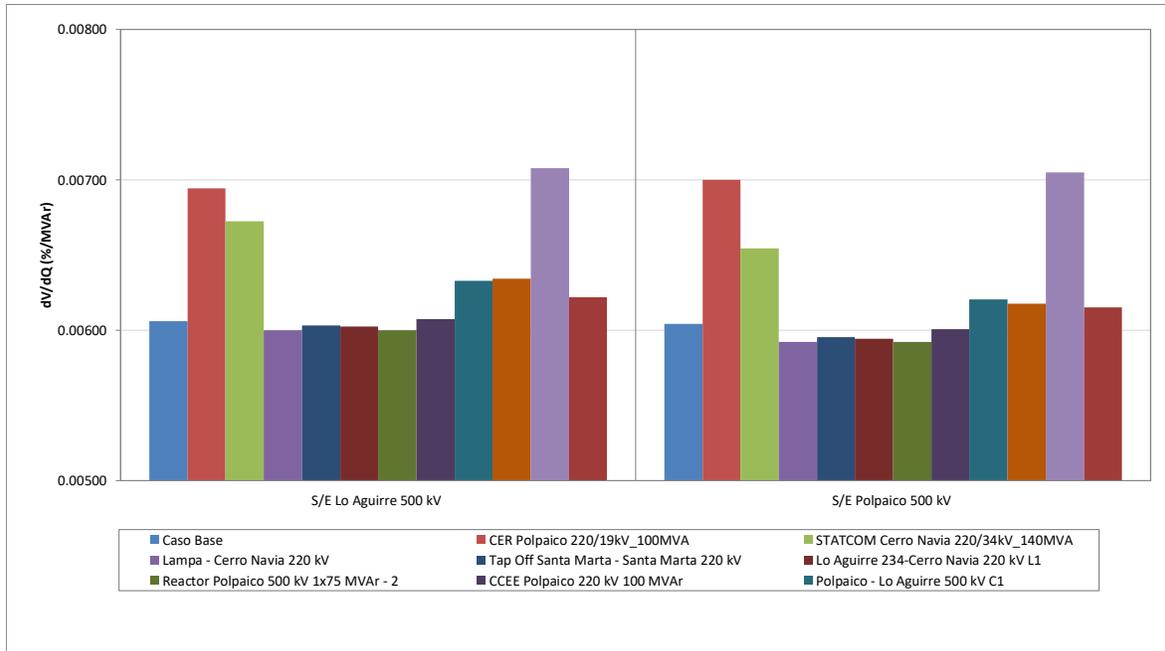


Figura 4.59. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras ACT Centro E5.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Polpaico 500 kV. La sensibilidad  $dV/dQ$  alcanza el valor mayor ante la falla de un circuito de la línea Nva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

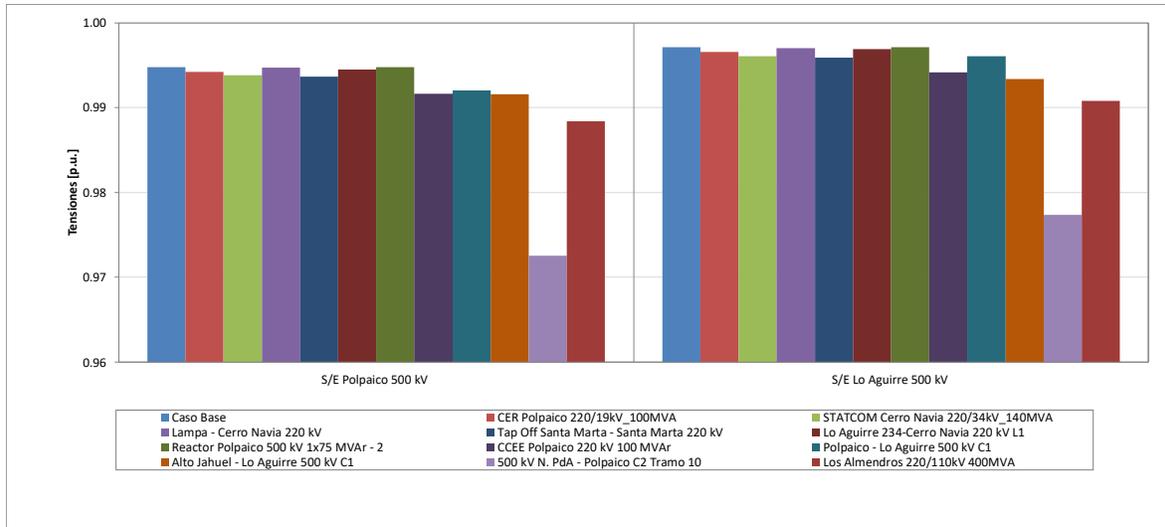


Figura 4.60. Tensión en barras área de CT Centro E5.

### Sistema de 220 kV

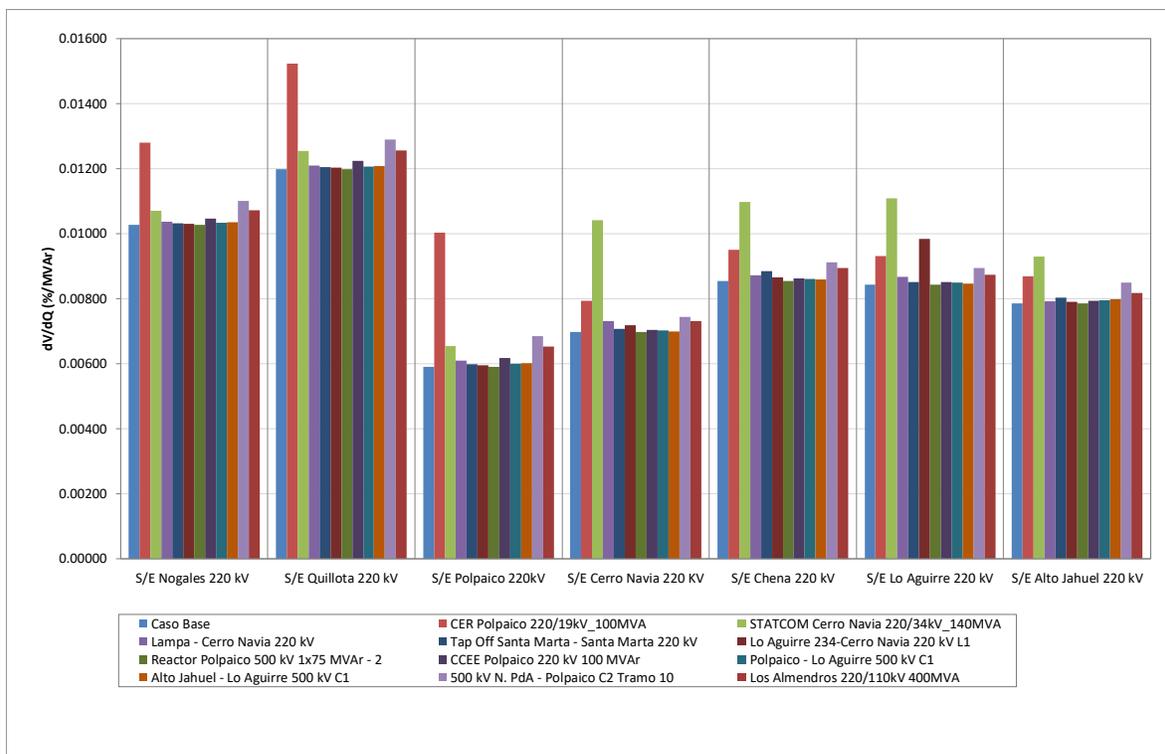


Figura 4.61. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro E5.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 220 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Quillota 220 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla del CER de Polpaico 220 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

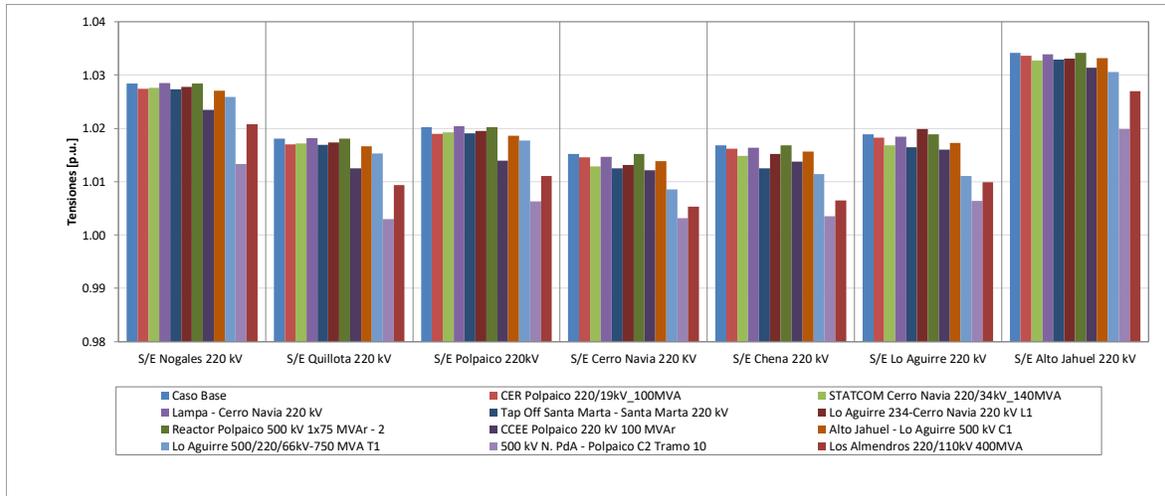


Figura 4.62. Tensión en barras área de CT Centro E5.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Asimismo, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla siguiente se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subzona analizada, la contingencia más crítica corresponde a la desconexión de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar Polpaico 500 kV, donde se requiere de una reserva dinámica de 183 MVar, con una distribución tal que la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por el CER de Polpaico y el STATCOM de Cerro Navia.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas													
Gen	Falla	Lo Aguirre 234-Cerro Navia 220 kV L1		CCEE Polpaico 220 kV 100 MVar		Lo Aguirre 500/220-750 MVA T1		500 kV N. PdA - Polpaico C2		Quillota - Los Piuquenes 220 kV L1		PFV Doña Carmen	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Rapel U4		-0.3	-3%	1.0	2%	2.7	4%	4.4	2%	0.5	2%	0.5	2%
Rapel U5		-0.2	-2%	0.6	1%	1.7	3%	2.8	2%	0.3	1%	0.3	1%
Rapel U3		-0.4	-3%	1.1	2%	2.8	4%	4.6	3%	0.5	2%	0.5	2%
Rapel U2		-0.5	-4%	1.5	2%	4.0	6%	6.4	4%	0.8	2%	0.8	3%
Rapel U1		-0.5	-4%	1.6	2%	4.2	6%	6.7	4%	0.8	3%	0.8	4%
CER Polpaico 220/19kV_100MVA		4.9	38%	44.3	68%	17.8	27%	97.0	53%	20.5	66%	12.2	55%
STATCOM Cerro Navia 220/34kV		10.1	78%	14.8	23%	33.1	50%	61.0	33%	7.6	24%	7.0	32%
<b>Total</b>		<b>13.0</b>	<b>100%</b>	<b>64.8</b>	<b>100%</b>	<b>66.3</b>	<b>100%</b>	<b>183.0</b>	<b>100%</b>	<b>31.0</b>	<b>100%</b>	<b>22.2</b>	<b>100%</b>

Tabla 4.59. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro subárea de 500 y 220 kV E5 para diversas contingencias

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por las ACT y áreas aledañas al sistema analizado, en ella se observa la distribución de las reservas internas y la contribución externa que se requiere para las contingencias más exigentes del ACT en estudio.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
	Lo Aguirre 234-Cerro Navia 220 kV L1	CCEE Polpaico 220 kV 100 MVAR	Lo Aguirre 500/220-750 MVA T1	500 kV N. PdA - Polpaico C2	Quillota - Los Piuquenes 220 kV L1	PFV Doña Carmen
	$\Delta$ MVAR	$\Delta$ MVAR	$\Delta$ MVAR	$\Delta$ MVAR	$\Delta$ MVAR	$\Delta$ MVAR
<b>Interno</b>	13.0	64.8	66.3	183.0	31.0	22.2
<b>Externo</b>	6.1	-42.6	43.1	136.8	-26.7	4.7
<b>Total</b>	<b>19.1</b>	<b>22.2</b>	<b>109.5</b>	<b>319.8</b>	<b>4.4</b>	<b>26.9</b>

Tabla 4.60. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil.

Para las barras críticas se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente, respecto de su tensión de servicio.

**Sistema de 500 kV**

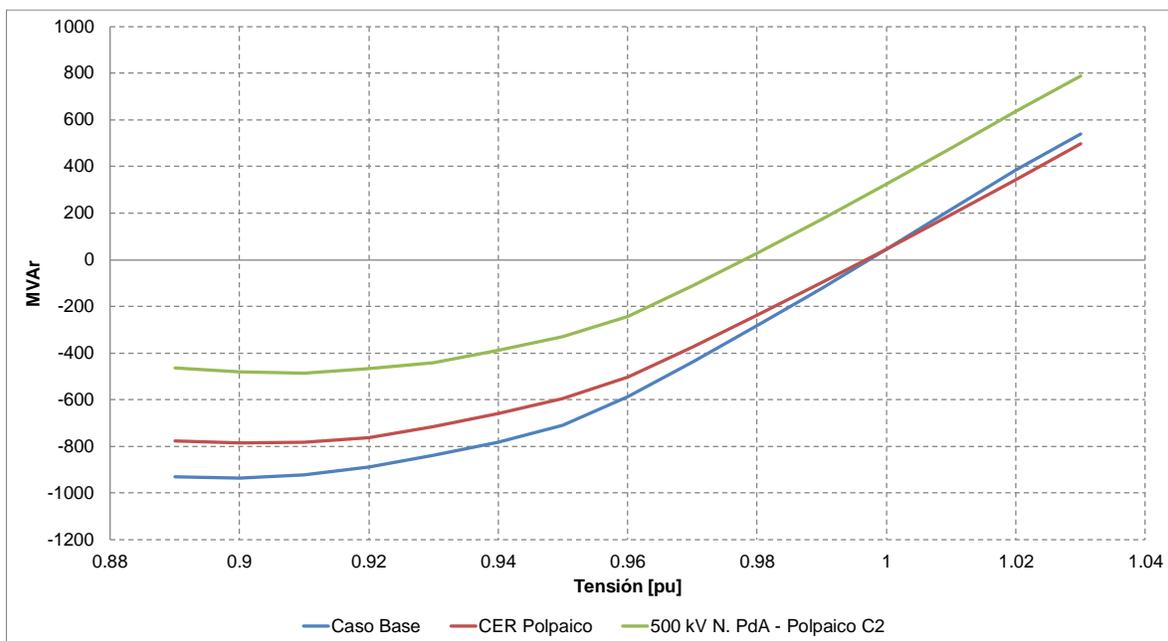


Figura 4.63. Curva QV en S/E Lo Aguirre 500 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla.4.61. Descripción resultados Curva Q-V S/E Lo Aguirre 500 kV E5 ACT Centro

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.00	0.978-1.038	< 0.9
CER de Polpaico 220kV	0.99	0.958-1.058	< 0.9
Nva. PAZ – Polpaico 500 kV C2	1.00	0.958-1.058	< 0.9

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Polpaico 500 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

### Sistema de 220 kV

Los resultados del gráfico del caso de 220 kV se resumen en la tabla siguiente:

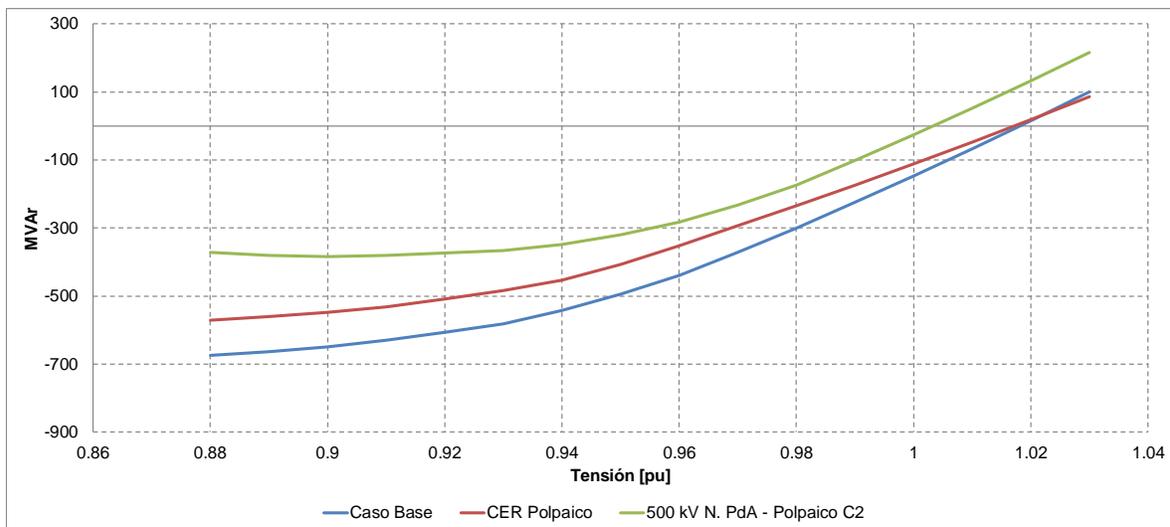


Figura 4.64. Curva QV en S/E Quillota 220 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla.4.62. Descripción resultados Curva Q-V S/E Quillota 220 kV E5 ACT Centro

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.03	0.959-1.06	< 0.88
CER de Polpaico 220kV	1.03	0.939-1.08	< 0.88
Nva. PAZ – Polpaico 500 kV C2	1.02	0.939-1.08	< 0.88

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Quillota 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables.

Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.4.3.3 Análisis de Resultados Escenario E7

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal (escenario base E7 demanda mínima) y post contingencias.

En este escenario considera el aporte base de los siguientes elementos de inyección o absorción de reactivos:

- 2 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVar, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel
- 1 de 3 bancos de CCEE (3x30 MVar, 13.2 kV) Transformador 220/110 kV en S/E Alto Jahuel
- 0x50 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Cerro Navia
- 0x100 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Polpaico
- 1x90 Reactor de barra en S/E Alto Jahuel 220 kV
- Todos los reactores del sistema de 500 kV conectados
- CER de S/E Polpaico
- STATCOM de S/E Cerro Navia

##### a) Tensiones Escenario E7

A continuación, se presentan las tensiones pre y post contingencia para las S/E más relevantes.

#### Sistema de 500 kV

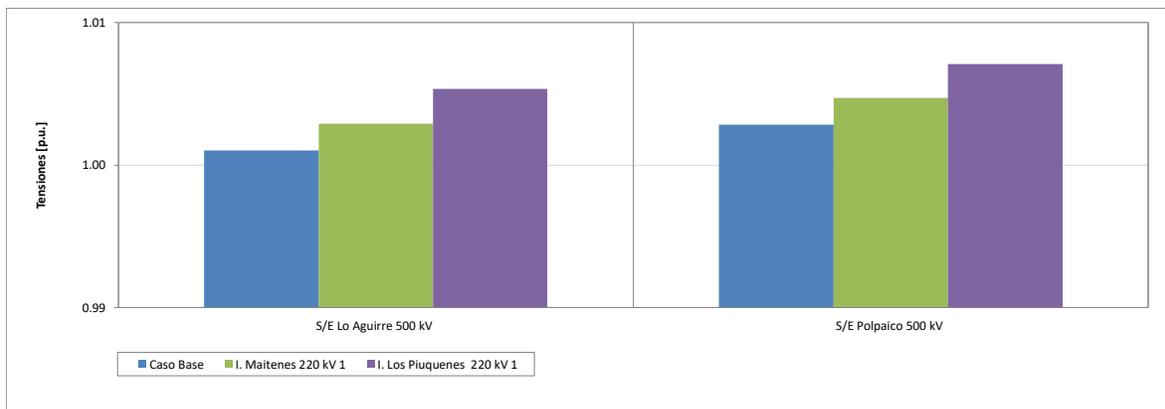


Figura 4.65. Tensión en barras ACT Centro E7 (Sistema de 500 kV).

### Sistema de 220 kV

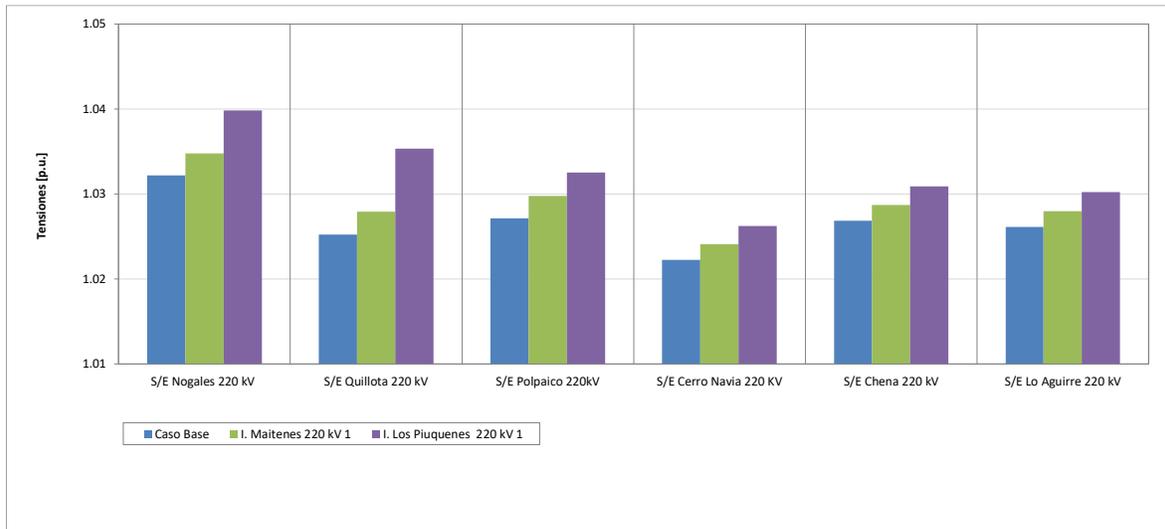


Figura 4.66. Tensión en barras ACT Centro E7 (Sistema de 220 kV).

La contingencia que significa un mayor aumento de las tensiones corresponde a la mayoría de las barras analizadas corresponde a la desconexión de I. Maitenes 220 kV.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E7.

El aporte de las centrales despachadas es el siguiente:

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas					
Falla	Gen	I. Maitenes 220 kV 1		I. Los Piuquenes 220 kV 1	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%
<b>CER Polpaico 220/19kV_100MVA</b>		-6.9	40%	-6.9	40%
<b>STATCOM Cerro Navia 220/34kV_140MVA</b>		-10.5	60%	-10.5	60%
<b>Total</b>		<b>-17.4</b>	<b>100%</b>	<b>-17.3</b>	<b>100%</b>

Tabla 4.63. Requerimientos internos para diversas contingencias en escenario E7

En la tabla anterior se puede observar que para afrontar la desconexión del consumo I. Los Piuquenes 220 kV se requiere de un margen dinámico de potencia reactiva para absorción de 17 MVar en la zona, con una distribución tal que, la mayor parte de los excedentes de potencia reactiva son absorbidos por el STATCOM de Cerro Navia.

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por las ACT y áreas aledañas al sistema analizado, en ella se observa que para las contingencias mostradas en la tabla el ACT que entrega un mayor aporte es el ACT Centro, esto debido a la cantidad de recursos que posee dicha ACT.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas		
	I. Maitenes 220 kV 1	I. Los Piuquenes 220 kV 1
	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar
<b>Interno</b>	-17.4	-17.3
<b>Externo</b>	7.0	10.9
<b>Total</b>	-10.4	-6.5

Tabla 4.64. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E7

#### 4.4.3.4 Verificación de Comportamiento dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, los que corresponden al E5 para inyección y E7 para absorción de potencia reactiva, se simuló la aplicación de la contingencia que provocó dicho requerimiento. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para las contingencias, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.65. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\xi \geq 5\%$ ?	$\angle$ Dif. Ang $\leq 120^\circ$ ?	$\angle$ Vmín. $\geq 0.7$ p.u.?	$\angle$ Vmín. $> 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle$ V en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\angle$ f $\geq 48.3\text{Hz}$ ?
<b>C1 Nva. PAZ - Polpaico 500 kV</b>	<b>E5</b>	Polpaico – Lo Aguirre 500 kV	320	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>Desconexión I. Maitenes 110 kV</b>	<b>E7</b>	Nogales – Polpaico 220 kV	91	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más crítica de la subárea se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

#### 4.4.3.5 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la tabla siguiente se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea de 500 y 220 kV del ACT Centro respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.66. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la ACT Centro - 500 y 220 kV

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
<b>Escenario más exigente</b>	E5	E7
<b>Demanda de la zona (MW)</b>	3590	1600
<b>Generación de la zona (MW)</b>	1800	1280
<b>Contingencia más crítica de la zona</b>	N. Pan de Azúcar N. Polpaico 500 kV C1	I. Maitenes 220 kV 1
<b>Requerimientos mínimos de reactivos (MVAR)</b>	183	-17,4
<b>Distribución</b>	CER Polpaico: 53% Statcom: 33%	CER Polpaico: 40% STATCOM CNavia: 60%

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades  $dV_{\text{barra } k} / dQ_{\text{Recurso } j}$  para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal.

De las figuras se observa que, para el sistema de 500 kV en los escenarios más exigentes de inyección y absorción de potencia reactiva, existe un comportamiento muy parecido de los elementos de CT en las SS/EE Polpaico y Lo Aguirre 500 kV, destacándose la efectividad en el CT del CER de Polpaico y el STATCOM de Cerro Navia.

Por otra parte, en el sistema de 220 kV se puede observar un comportamiento similar de elementos para el CT en las principales barras de las SS/EE de 220 kV, destacando nuevamente el aporte del CER de Polpaico y el STATCOM de Cerro Navia.

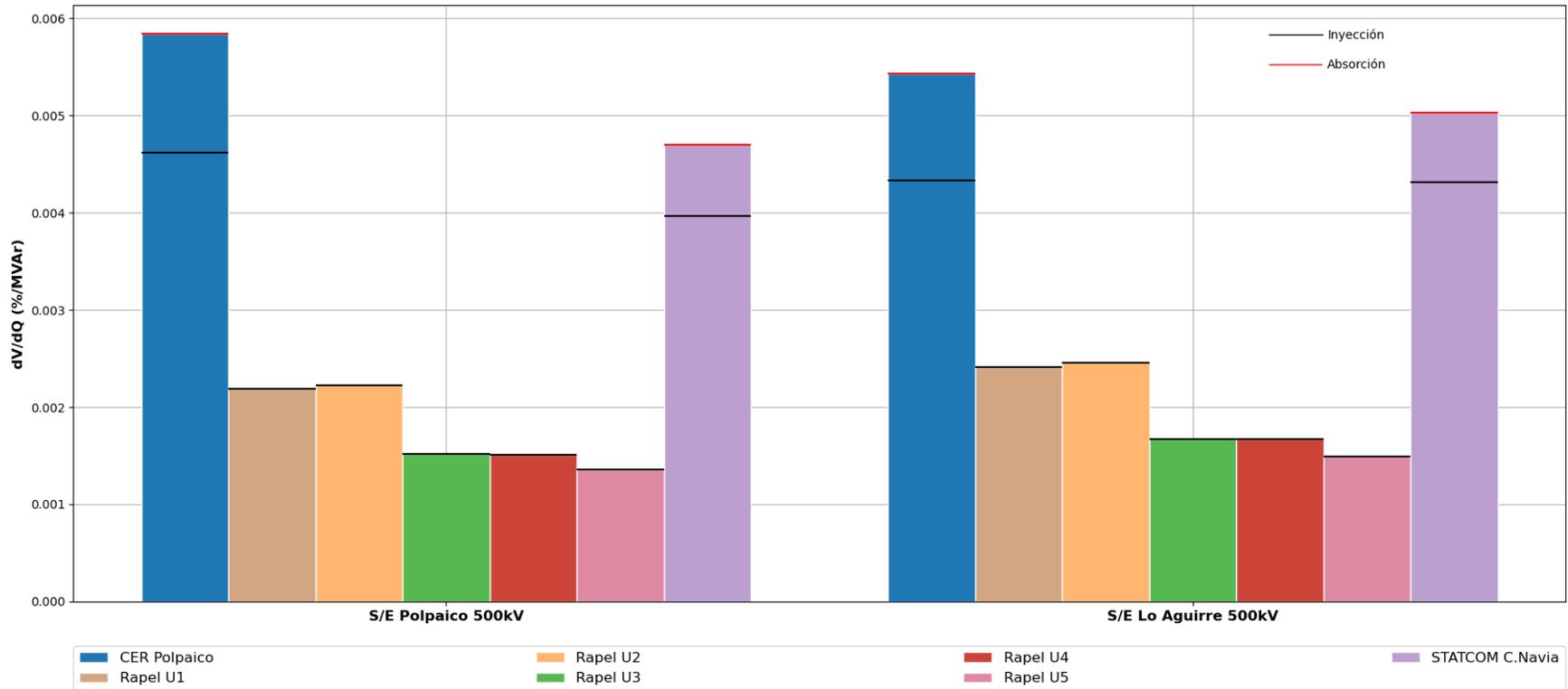


Figura 4.67. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal ACT Centro – 220kV y 500kV, sistema de 500 kV

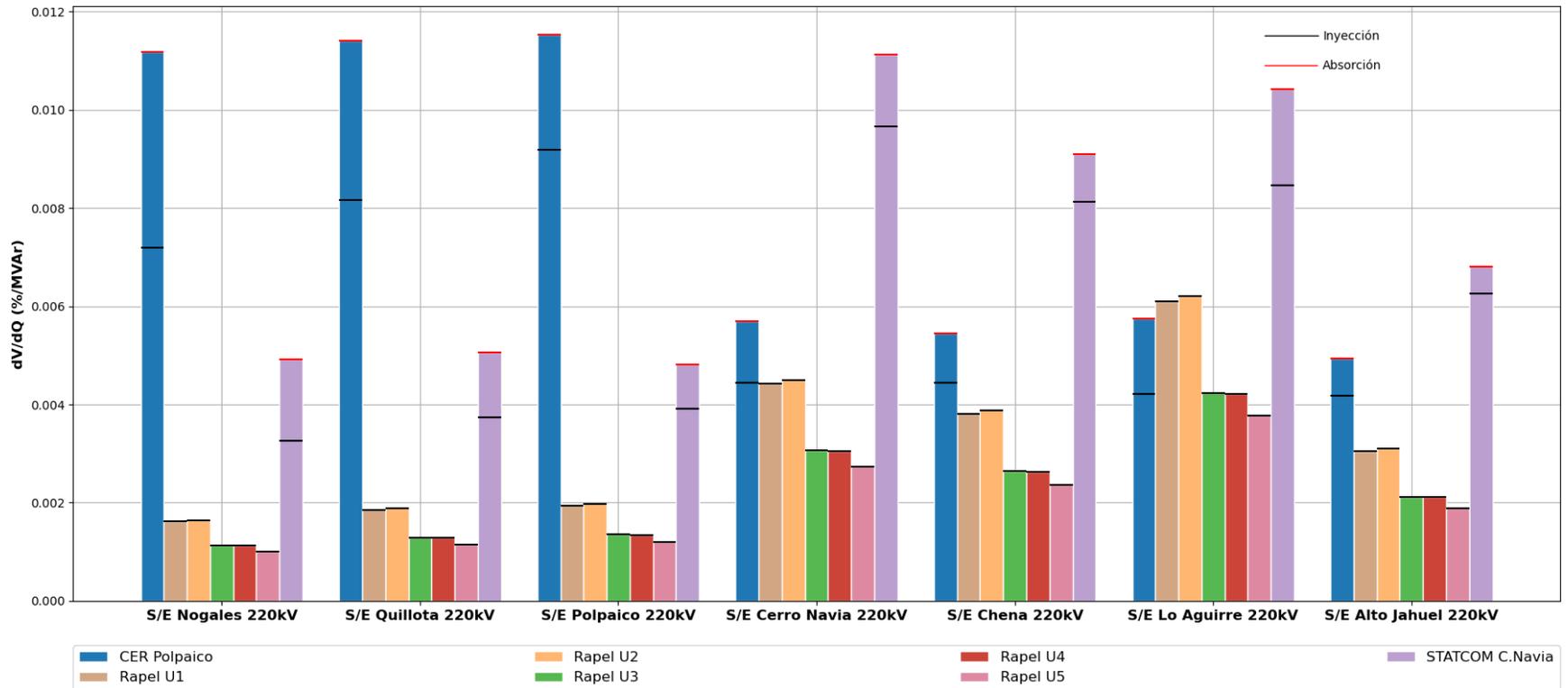


Figura 4.68. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal ACT Centro – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación)

#### 4.4.4 Subárea Región Metropolitana

##### 4.4.4.1 Escenarios analizados

Los escenarios de operación utilizados para las simulaciones de la zona de la Región Metropolitana se resumen en la siguiente tabla siguiente:

*Tabla 4.67 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Región Metropolitana.*

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E4	2997	696
E5	3009	765
E7	1068	632

##### 4.4.4.2 Análisis de Resultados Escenario E4

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- CCEE 2 Alto Jahuel 13.2kV - 30 MVAR
- CCEE 3 Alto Jahuel 13.2kV - 30 MVAR
- CCEE 4 Alto Jahuel 13.2kV - 30 MVA
- CCEE Buin 110 kV 2x40 MVAR
- CCEE Chena 110 kV 2x40 MVAR
- CCEE El Salto 110 kV 1x80 MVAR
- CCEE Ochagavía 110 kV 1x80 MVAR
- Central Alfalfal

El detalle de despacho de unidades de generación se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVAR], para las distintas barras de la zona Región Metropolitana, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

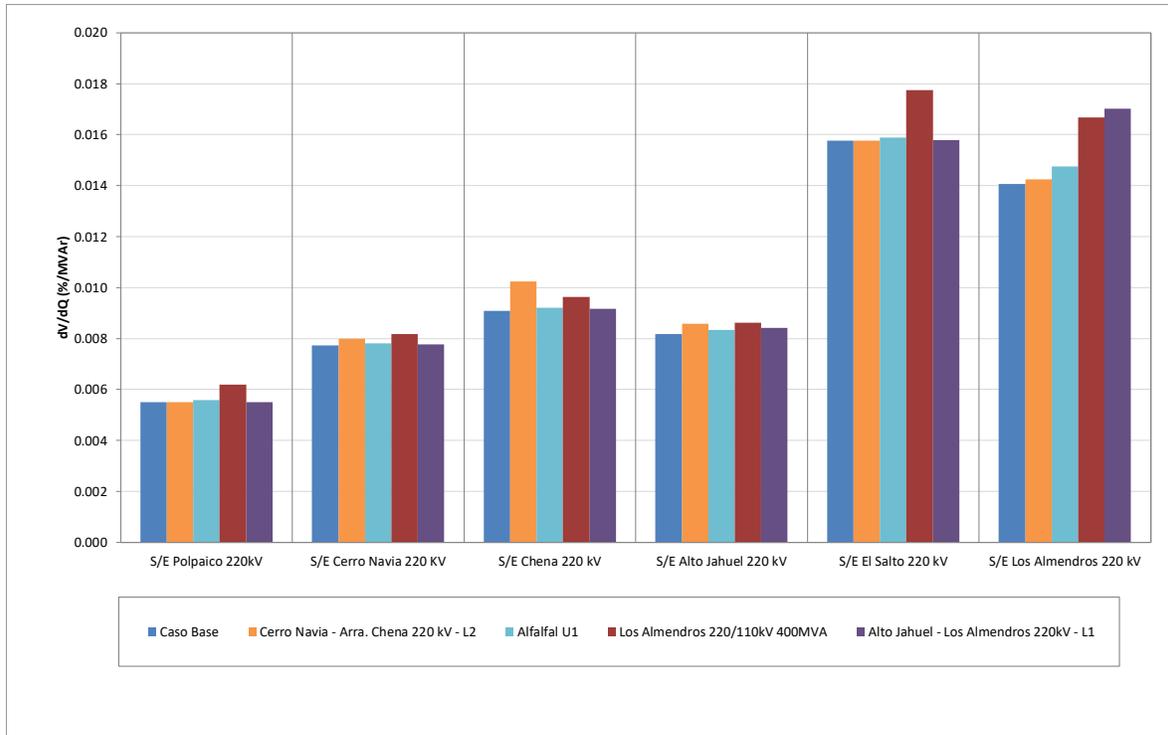


Figura 4.69. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea Región Metropolitana E1.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia, la barra más débil corresponde a la de la S/E El Salto 220 kV, para la falla del Transformador de los Almendros 220 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220 kV se presentan a continuación:

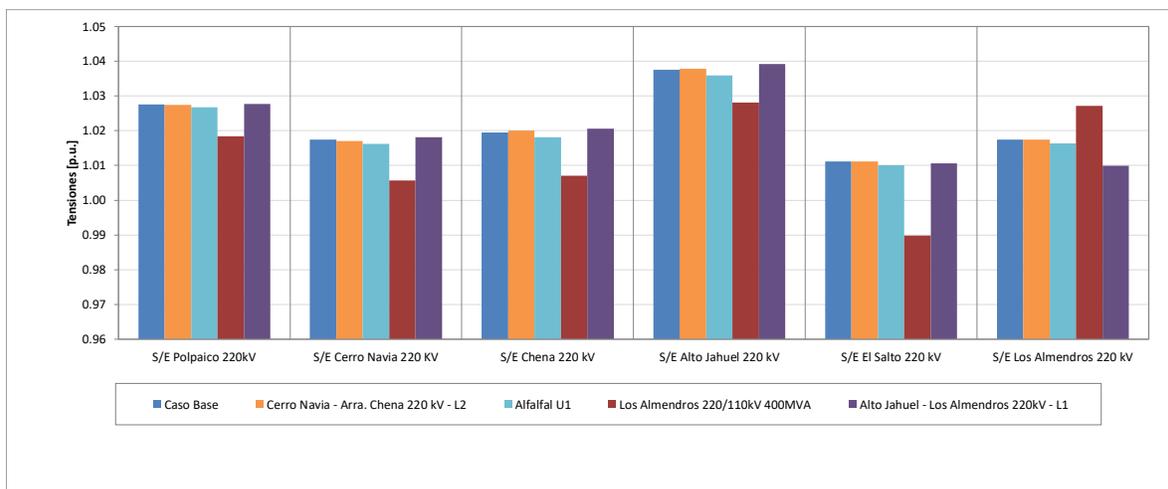


Figura 4.70. Tensión en barras de 110 kV subárea Región Metropolitana E4.

## b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Además, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas													
Gen	Falla	Tap Off S. Marta - Santa Marta 220 kV		Alfalfal U1		Las Lajas N°1		Los Almendros 220/110kV 400MVA		Buin 220/110kV-400MVA		A.Jahuel - Los Almendros 220kV	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Alfalfal U1		1.1	25%	-	-	-2.8	25%	-5.8	25%	2.0	25%	4.2	25%
Alfalfal U2		1.1	25%	2.7	33%	-2.8	25%	-5.8	25%	2.0	25%	4.2	25%
Alfalfal 2 N°1		1.1	25%	2.7	33%	-2.8	25%	-5.8	25%	2.0	25%	4.2	25%
Alfalfal 2 N°2		1.1	25%	2.7	33%	-2.8	25%	-5.8	25%	2.0	25%	4.2	25%
<b>Total</b>		<b>4.5</b>	<b>100%</b>	<b>8.2</b>	<b>100%</b>	<b>-11.3</b>	<b>100%</b>	<b>-21.3</b>	<b>100%</b>	<b>7.8</b>	<b>100%</b>	<b>16.8</b>	<b>100%</b>

Tabla 4.68. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Región Metropolitana, escenario E4 para diversas contingencias.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión del Transformador de los Almendros 220/110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 21 MVar en la zona, los cuales provienen principalmente desde las centrales de Alfalfal.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
	Tap Off S. Marta - Santa Marta 220 kV	Alfalfal U1	Las Lajas N°1	Los Almendros 220/110kV 400MVA	Buin 220/110kV-400MVA	A.Jahuel - Los Almendros 220kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
<b>Interno</b>	4.5	8.2	-11.3	-21.3	7.8	16.8
<b>Externo</b>	-27.4	-13.6	-37.5	-33.9	83.0	-20.3
<b>Total</b>	<b>-22.9</b>	<b>-5.4</b>	<b>-48.8</b>	<b>-55.2</b>	<b>90.8</b>	<b>-3.6</b>

Tabla 4.69. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E4.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva externa en el ACT corresponde a la desconexión del Transformador de Buin 220/110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica del orden de 91 MVar en la zona.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra El Salto 220 kV, se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

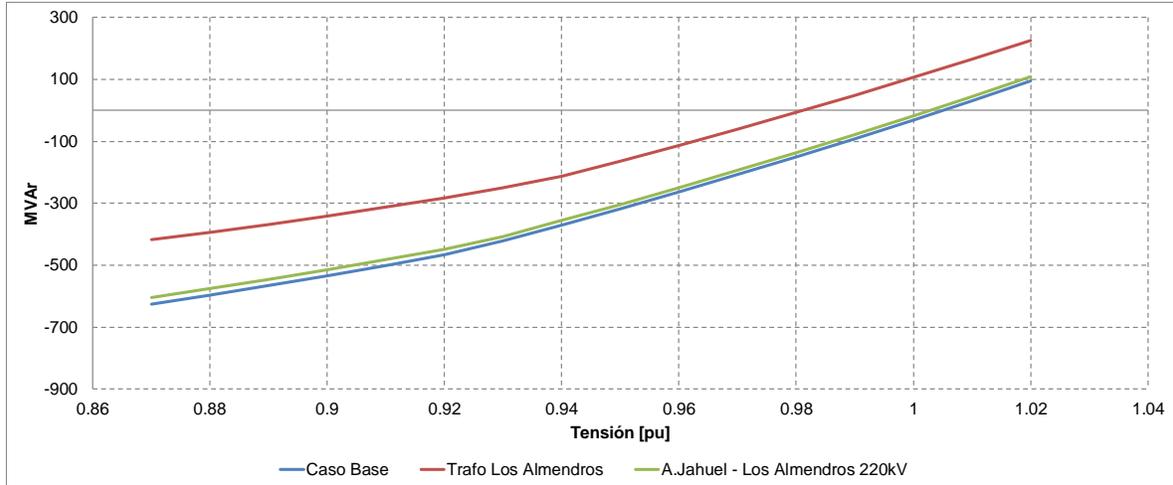


Figura 4.71. Curvas Q-V en S/E El Salto 220 kV, escenario E4.

Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla.4.70. Descripción resultados Curva Q-V S/E El Salto 220 kV, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.03	0.967-1.069	< 0.88
Transformador Los Almendros 220/110 kV	1.02	0.947-1.090	< 0.88
Alto Jahuel - Los Almendros 220kV - L1	1.01	0.947-1.090	< 0.88

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra El Salto 220 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.4.4.3 Análisis de Resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- CCEE 2 Alto Jahuel 13.2kV - 30 MVar
- CCEE 3 Alto Jahuel 13.2kV - 30 MVar
- CCEE 4 Alto Jahuel 13.2kV - 30 MVA
- CCEE Buin 110 kV 2x40 MVar
- CCEE Chena 110 kV 2x40 MVar
- CCEE El Salto 110 kV 1x80 MVar
- CCEE Ochagavía 110 kV 1x80 MVar
- Central Alfalfal

El detalle de despacho de unidades de generación se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras de la zona Región Metropolitana, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

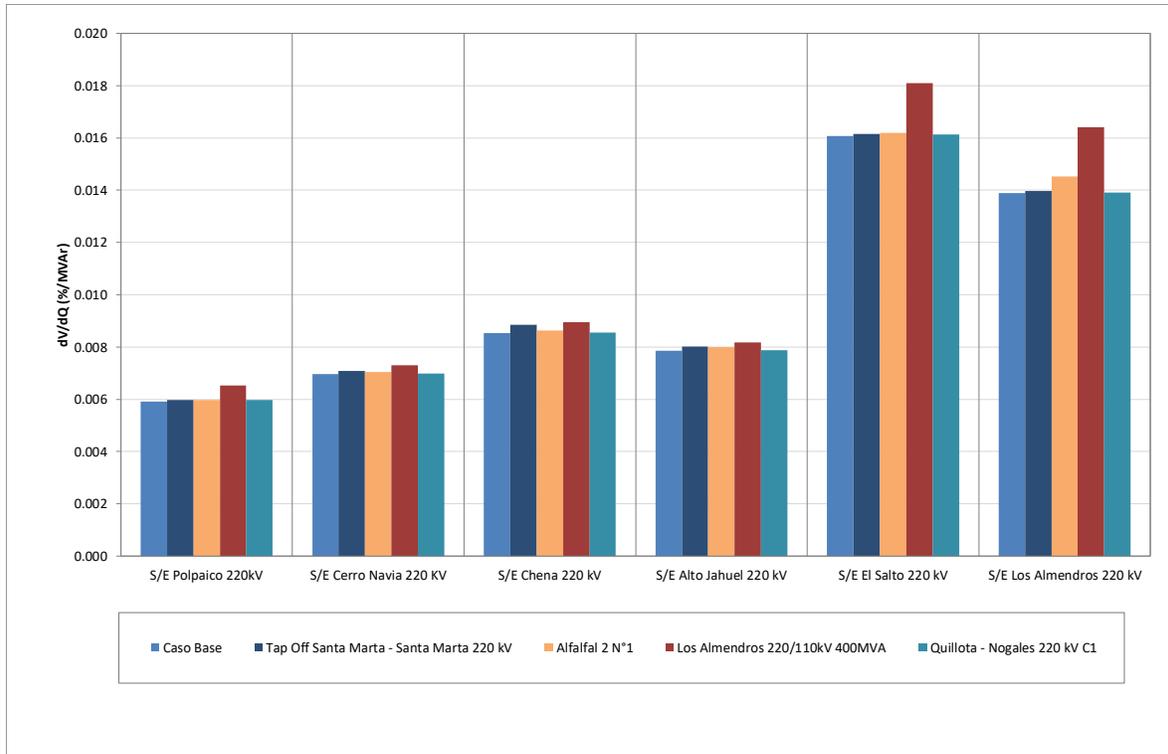


Figura 4.72. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220 kv.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de la S/E El Salto 220 kV, para la falla de la línea Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220 kV se presentan a continuación:

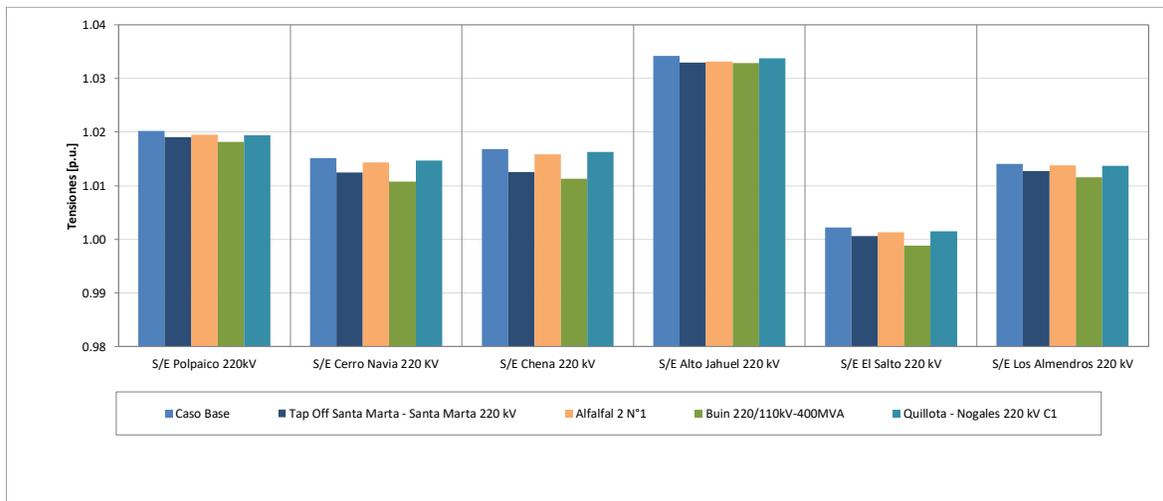


Figura 4.73. Tensión en barras de 220 kV E5.

#### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Además, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas													
Gen	Falla	Alfalfal U1		Alfalfal 2 N°1		Las Lajas N°1		Los Almendros 220/110kV 400MVA		Buin 220/110kV-400MVA		Alto Jahuel - Los Almendros 220kV -	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
	Alfalfal U1	-	-	1.5	33%	-3.3	25%	-6.9	25%	1.4	25%	4.3	25%
	Alfalfal U2	2.9	33%	1.5	33%	-3.3	25%	-6.9	25%	1.4	25%	4.3	25%
	Alfalfal 2 N°1	2.8	33%	-	-	-3.3	25%	-6.9	25%	1.4	25%	4.3	25%
	Alfalfal 2 N°2	2.8	33%	1.5	33%	-3.3	25%	-6.9	25%	1.4	25%	4.3	25%
	Total	8.5	100%	4.6	100%	-13.0	100%	-27.5	100%	5.5	100%	17.1	100%

Tabla 4.71. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la zona Región Metropolitana, escenario E5 para diversas contingencias.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión del Transformador de Los Almendros 220/110 kV, evento ante el cual se

requiere una reserva interna de 28 MVAR en la zona, los cuales provienen principalmente desde las centrales Alfalfal.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
	Alfalfal U1	Alfalfal 2 N°1	Las Lajas N°1	Los Almendros 220/110kV 400MVA	Buin 220/110kV-400MVA	Ayto Jahuel - Los Almendros 220kV - 11
	$\Delta$ MVAR	$\Delta$ MVAR	$\Delta$ MVAR	$\Delta$ MVAR	$\Delta$ MVAR	$\Delta$ MVAR
<b>Interno</b>	8.5	4.6	-13.0	-27.5	5.5	17.1
<b>Externo</b>	-13.2	-14.8	-31.6	-42.0	81.2	-20.2
<b>Total</b>	-4.6	-10.1	-44.6	-69.5	86.7	-3.2

Tabla 4.72. Requerimientos internos y aportes externos para Diversas Contingencias en escenario E5.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva interna en el ACT corresponde a la desconexión del Transformador de Buin 220/110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 87 MVAR en la zona, los cuales provienen desde las centrales despachadas en la zona y principalmente del aporte externo proveniente del centro.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra El Salto 220 kV se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

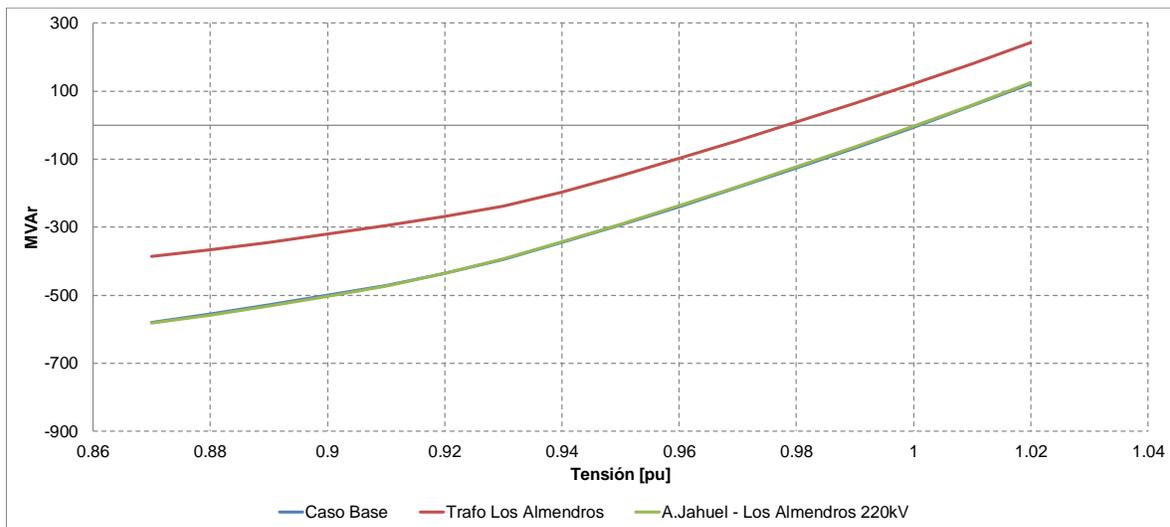


Figura 4.74. Curvas Q-V en S/E El Salto 220 kV, escenario E5.

Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla.4.73. Descripción resultados Curva Q-V S/E El Salto 220 kV subárea Región Metropolitana, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.03	0.967-1069	< 0.87
Transformador Los Almendros 220/110 kV	1.02	0.947-1.090	< 0.87
Alto Jahuel - Los Almendros 220kV - L1	1.02	0.947-1.090	< 0.87

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra El Salto 220 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.4.4.4 Análisis de Resultados Escenario E7

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal (escenario base E5 demanda mínima) y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Central Alfalfal

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERNC se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Tensiones Escenario E7

A continuación, se presentan las tensiones pre y post contingencia para las S/E más relevantes.

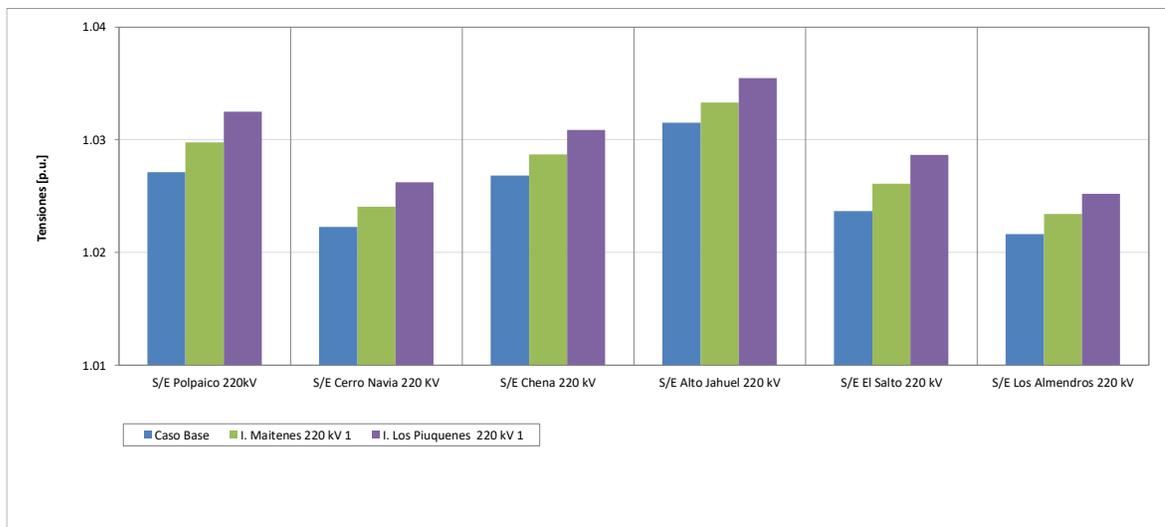


Figura 4.75. Tensión en barras ACT Centro subárea Región Metropolitana E5.

La contingencia que significa un mayor aumento de las tensiones corresponde a la mayoría de las barras analizadas corresponde a la desconexión de I. Metro 110 kV.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E7.

En este escenario no existen recursos de control de tensión disponibles en el área por lo ante la desconexión de los consumos más grandes de la zona, todo el aporte se realiza desde fuera de la subárea de control de tensión.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas		
Falla \ Gen	I. Lampa 2	
	$\Delta$ MVar	%
Alfalfal U1	-0.7	25%
Alfalfal U2	-0.7	25%
Alfalfal 2 N°1	-0.7	25%
Alfalfal 2 N°2	-0.7	25%
<b>Total</b>	<b>-2.8</b>	<b>100%</b>

Tabla 4.74. Requerimientos internos para diversas contingencias en escenario E7

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas	
	I. Lampa 2
	$\Delta$ MVar
<b>Interno</b>	-2.8
<b>Externo</b>	1.4
<b>Total</b>	-1.4

Tabla 4.75. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E7

#### 4.4.4.5 Verificación de Comportamiento dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, los que corresponden al E5 para inyección y para absorción de potencia reactiva, se simuló la aplicación de la contingencia que derivó dicho requerimiento. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para las contingencias, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.76. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro, subárea Región Metropolitana.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \xi \geq 5\%$ ?	$\zeta$ Dif. Ang $\leq 120^\circ$ ?	$\zeta$ Vmín. $\geq 0.7$ p.u.?	$\zeta$ Vmín. $> 0.8$ p.u. en 1 s?	$\zeta$ V en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\zeta$ f $\geq 48.3\text{Hz}$ ?
Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV	E5	Alto Jahuel - Chena 220 kV	166	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Transformador Los Almendros 220/110 kV	E5	Alto Jahuel - Chena 220 kV	214	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más crítica de la subárea se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

#### 4.4.4.6 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la tabla siguiente se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea Región Metropolitana del ACT Centro respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

*Tabla 4.77. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea Región Metropolitana del ACT Centro*

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
<b>Escenario más exigente</b>	E5	E5
<b>Demanda de la zona (MW)</b>	3009	3009
<b>Generación de la zona (MW)</b>	765	765
<b>Contingencia más crítica de la zona</b>	A. Jahuel - Los Almendros 220kV	Los Almendros 220/110kV 400MVA
<b>Requerimientos mínimos de reactivos (MVAR)</b>	17,1	-27,5
<b>Distribución</b>	Alfalfal U1: 50% Alfalfal 2 N1: 50%	Alfalfal U1: 50% Alfalfal 2 N1: 50%

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades  $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$  para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal.

De las figuras se observa que, para el sistema de 220 kV en los escenarios más exigentes de inyección y absorción de potencia reactiva, existe un comportamiento similar en cuanto a efectividad para el control de tensión correspondiente a las centrales Las Lajas 1 y 2.

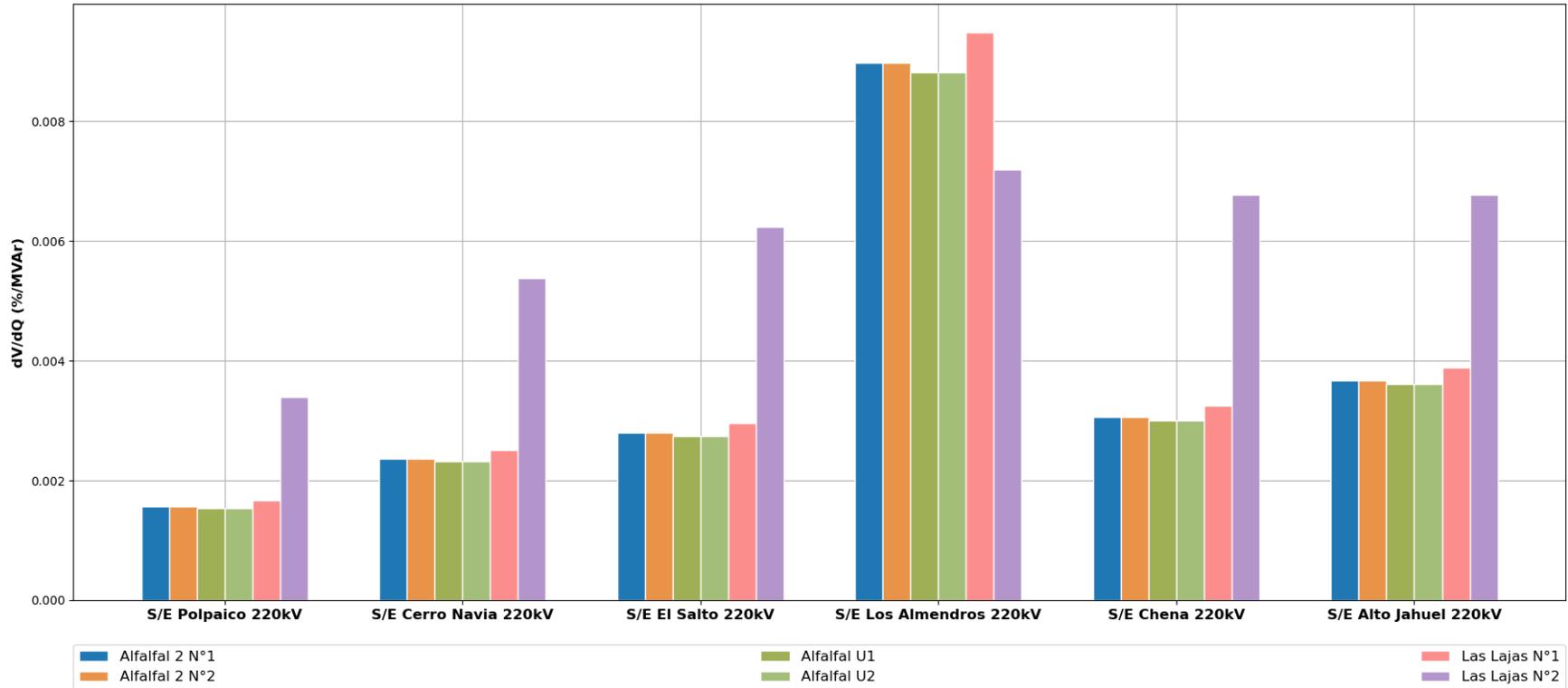


Figura 4.76. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Sub ACT Región Metropolitana – 220kV

#### 4.4.5 Subárea Quinta Región

##### 4.4.5.1 Escenarios analizados

Los escenarios de operación utilizados para las simulaciones de la zona de la V Región Costa se resumen en la siguiente tabla siguiente:

*Tabla 4.78 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Quinta Región.*

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E3	800	747
E5	806	480
E7	470	73

##### 4.4.5.2 Análisis de Resultados Escenario E3

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- 2 de 2 bancos de CCEE de 20MVar Agua Santa 60kV
- Central Nueva Ventanas
- Central Campiche

El detalle de despacho de unidades de generación se encuentra en la sección de Anexos.

###### a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras de la zona V región, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

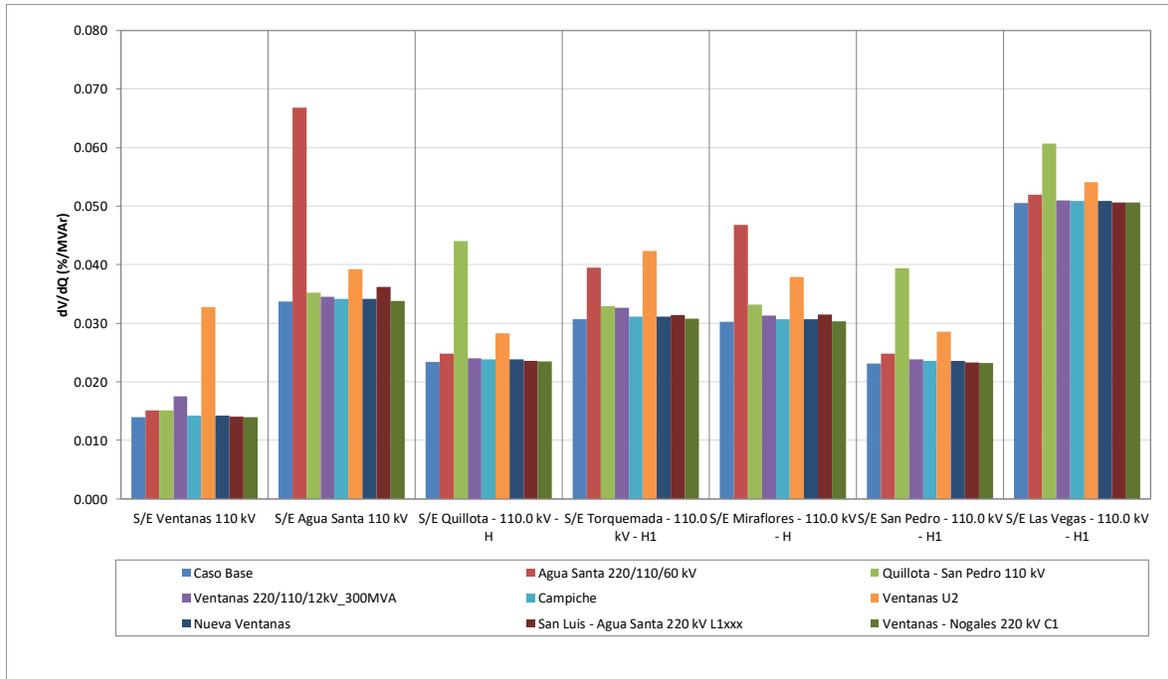


Figura 4.77. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea V región E3.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de la S/E Las Vegas 110 kV, mientras que post contingencia la barra más débil corresponde a la de la S/E Agua Santa 110 kV, para la falla del transformador Agua Santa 220/110 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 110 kV se presentan a continuación:

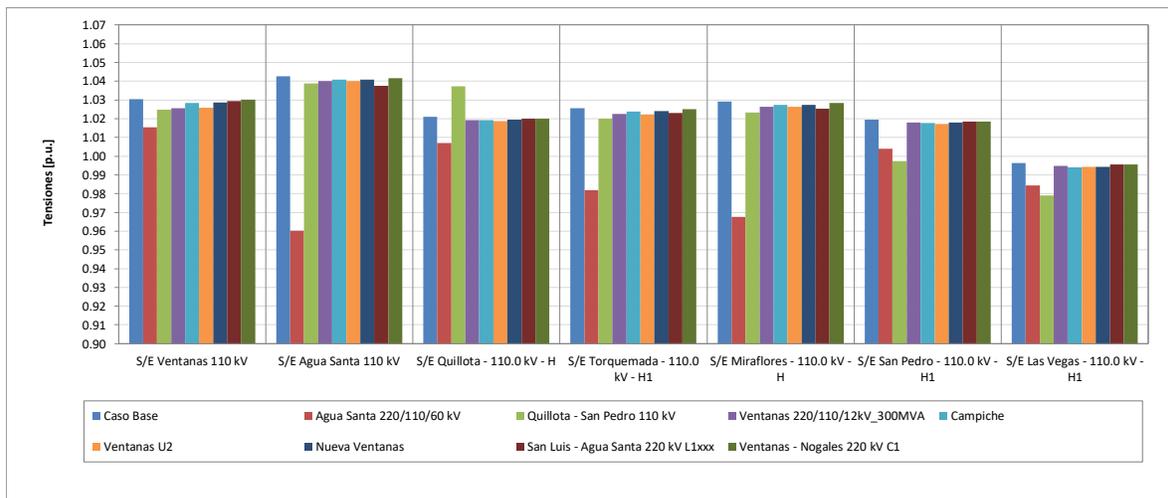


Figura 4.78. Tensión en barras de 110 kV subárea V región E3.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Además, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas, que en este caso corresponde únicamente a la Sub-área Zona 500 y 220 kV.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas									
Gen	Falla	Agua Santa 220/110/60 kV		Quillota - San Pedro 110 kV		Campiche		Nueva Ventanas	
		$\Delta$ MVar	%	$\Delta$ MVar	%	$\Delta$ MVar	%	$\Delta$ MVar	%
Campiche		7.2	50%	1.9	50%	-	-	10.7	100%
Nueva Ventanas		7.2	50%	1.9	50%	11.6	100%	-	-
Ventanas U2		60.9	423%	22.9	612%	7.7	66%	7.1	67%
<b>Total</b>		<b>14.4</b>	<b>100%</b>	<b>3.7</b>	<b>100%</b>	<b>11.6</b>	<b>100%</b>	<b>10.7</b>	<b>100%</b>

Tabla 4.79. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea V región, escenario E3 para diversas contingencias.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión del transformador de Agua Santa 220/110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 14 MVar en la zona, los cuales provienen principalmente desde las centrales Campiche y Nueva Ventanas.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
	Agua Santa 220/110/60 kV	Quillota - San Pedro 110 kV	Campiche	Nueva Ventanas
	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar
<b>Interno</b>	14.4	3.7	11.6	10.7
<b>Externo</b>	-25.5	-13.3	-9.2	-11.0
<b>Total</b>	<b>-11.1</b>	<b>-9.5</b>	<b>2.5</b>	<b>-0.3</b>

Tabla 4.80. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E3.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva total en el ACT corresponde a la desconexión del transformador de Agua Santa 220/110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 11 MVar en la zona, los cuales provienen desde el ACT Centro.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra Agua Santa 110 kV, se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

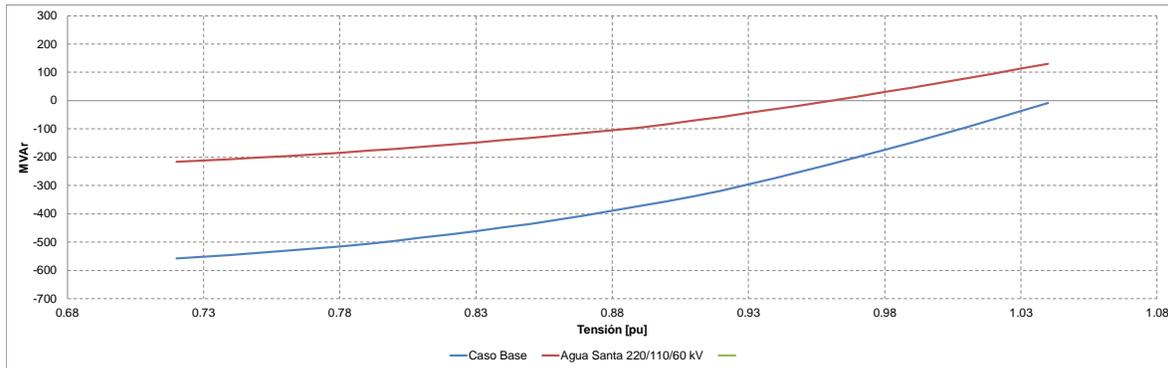


Figura 4.79. Curvas Q-V en S/E Agua Santa 110kV, escenario E3.

Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.81. Descripción resultados Curva Q-V S/E Agua Santa 110 kV, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.05	0.938-1.08	< 0.80
Agua Santa 220/110/60 kV	0.94	0.908-1.11	< 0.80

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra Agua Santa 110 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

Para la barra Las Vegas 110 kV se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

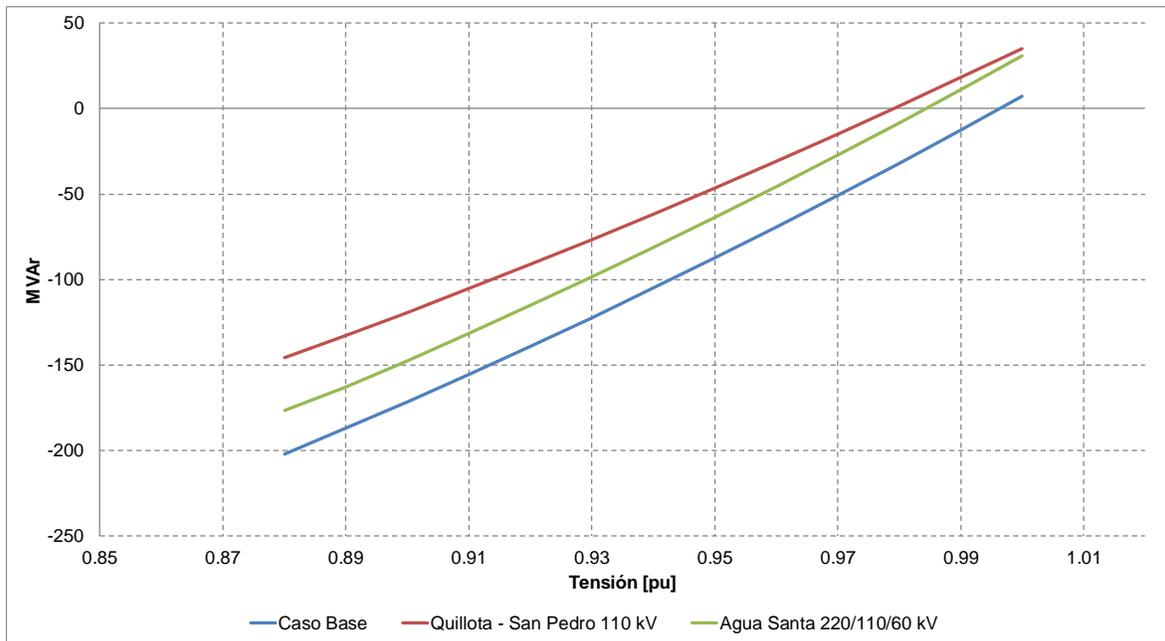


Figura 4.80. Curvas Q-V en S/E Las Vegas 110kV, escenario E3.

Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.82. Descripción resultados Curva Q-V S/E Las Vegas 110 kV, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.00	0.938-1.08	< 0.88
Agua Santa 220/110/60 kV	0.97	0.908-1.11	< 0.88

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra Las Vegas 110 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.4.5.3 Análisis de Resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- 2 de 2 bancos de CCEE de 20 MVar Agua Santa 60kV,
- Central Nueva Ventanas
- Central Campiche

El detalle de despacho de unidades de generación se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras de la zona V región, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

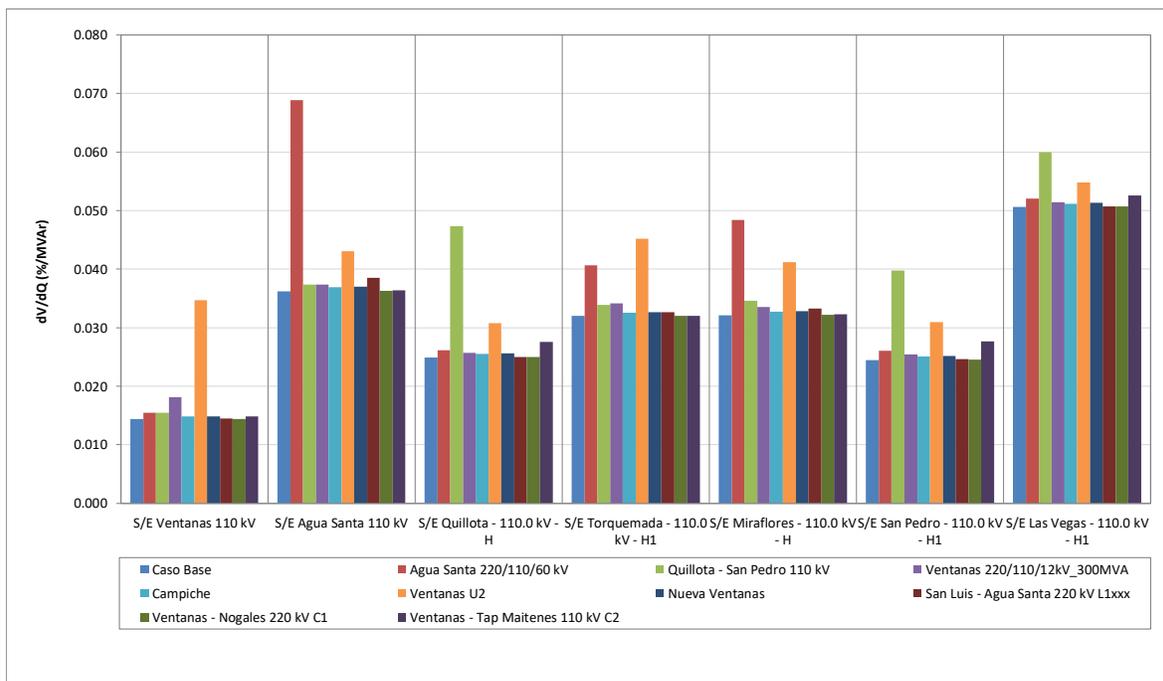


Figura 4.81. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 110 kV.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de la S/E Las Vegas 110 kV, mientras que post contingencia la barra más débil corresponde a la de la S/E Agua Santa 110 kV, para la falla del transformador Agua Santa 220/110 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 110 kV se presentan a continuación:

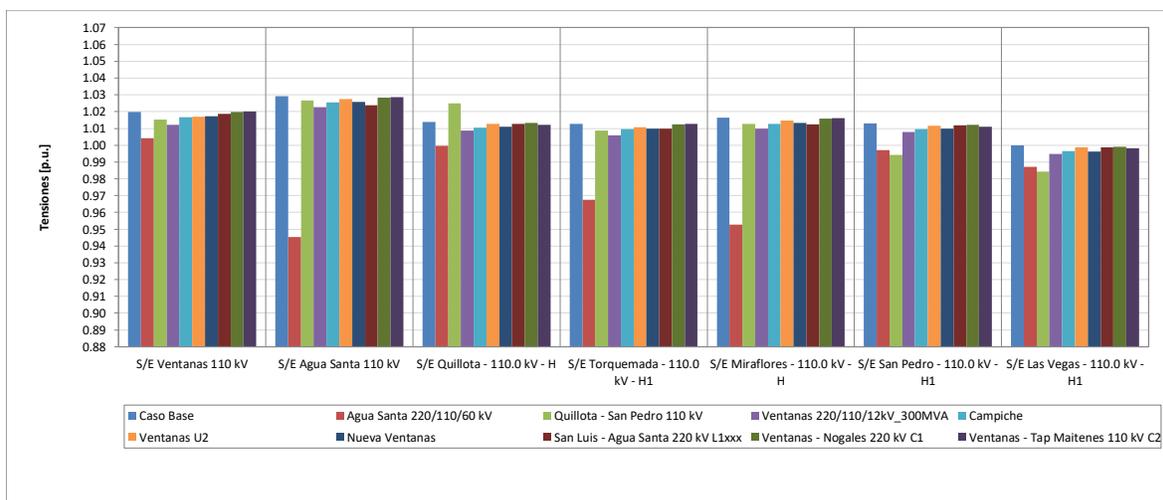


Figura 4.82. Tensión en barras de 110 kV E2.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva. Además, se diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas, que en este caso corresponde únicamente a la Sub-área Zona 500 y 220 kV.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas									
Gen	Falla	Agua Santa 220/110/60 kV		Ventanas 220/110_300MVA		Campiche		Nueva Ventanas	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Campiche		7.9	-	-4.9	48%	-	-	13.5	100%
Nueva Ventanas		8.7	52%	-5.4	52%	19.8	100%	-	-
<b>Total</b>		<b>16.6</b>	<b>52%</b>	<b>-10.2</b>	<b>100%</b>	<b>19.8</b>	<b>100%</b>	<b>13.5</b>	<b>100%</b>

Tabla 4.83. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la zona Quinta Región, escenario E5 para diversas contingencias.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión de la central Campiche, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 20 MVar en la zona, los cuales provienen principalmente desde la central Nueva Ventanas.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
	Agua Santa 220/110/60 kV	Ventanas 220/110_300MVA	Campiche	Nueva Ventanas
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
<b>Interno</b>	16.6	-10.2	19.8	13.5
<b>Externo</b>	-19.0	-6.9	16.6	-7.2
<b>Total</b>	<b>-2.4</b>	<b>-17.2</b>	<b>36.4</b>	<b>6.3</b>

Tabla 4.84. Requerimientos internos y aportes externos para Diversas Contingencias en escenario E5.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva interna en el ACT corresponde a la desconexión del transformador de la Central Campiche, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 36 MVar en la zona, los cuales provienen desde las centrales despachadas en la zona y del aporte externo proveniente del centro.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra Agua Santa 110 kV se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

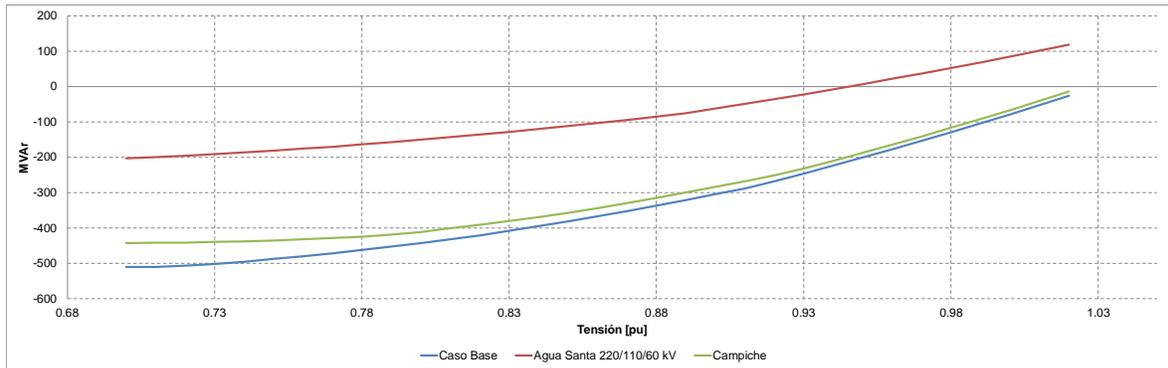


Figura 4.83. Curvas Q-V en S/E Agua Santa 110 kV, escenario E5.

Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.85. Descripción resultados Curva Q-V S/E Agua Santa 110kV subárea Quinta Región, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.04	0.938-1.08	< 0.80
Agua Santa 220/110/60 kV	0.92	0.908-1.11	< 0.80

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra Agua Santa 110 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

Por otra parte, para la barra Las Vegas 110 kV se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

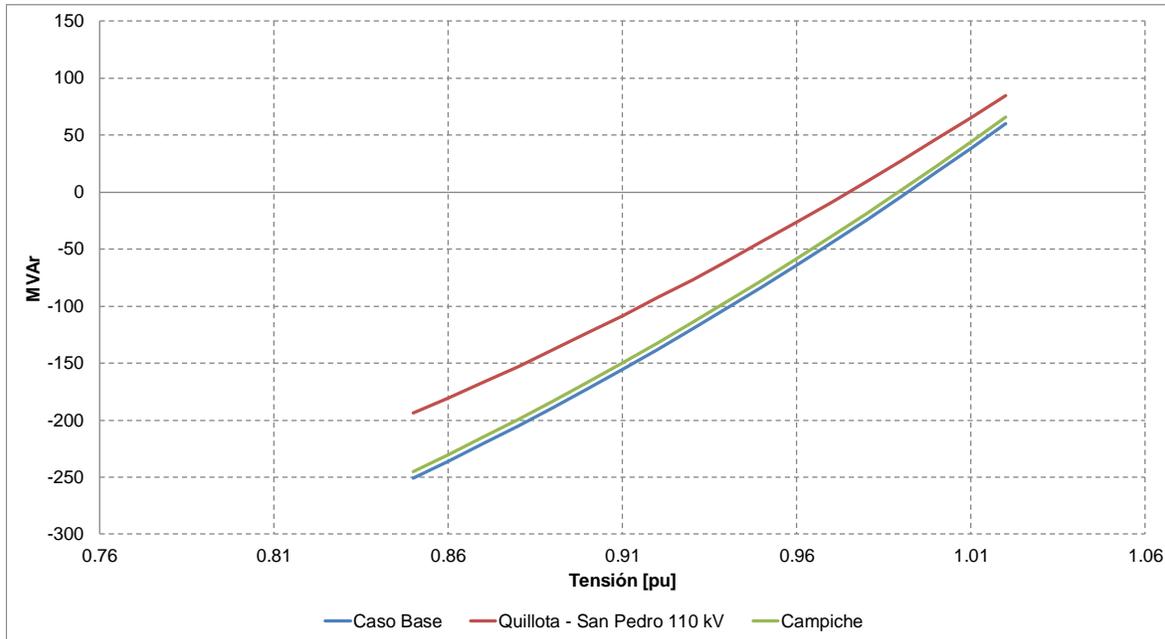


Figura 4.84. Curvas Q-V en S/E Las Vegas 110 kV, escenario E5.

Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.86. Descripción resultados Curva Q-V S/E Las Vegas 110 kV subárea Quinta Región, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.00	0.938-1.08	< 0.85
Agua Santa 220/110/60 kV	0.98	0.908-1.11	< 0.85

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra Las Vegas 110 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.4.5.4 Análisis de Resultados Escenario E7

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal (escenario base E7 demanda mínima) y post contingencias.

En este escenario no considera los aportes de inyección o absorción de reactivos internos, ya que no se encuentran recursos de control de tensión. Por lo anterior todo el requerimiento de reactivos proviene de las zonas aledañas, principalmente de la zona centro.

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERNC se encuentra en la sección de Anexos.

a) Tensiones Escenario E7

A continuación, se presentan las tensiones pre y post contingencia para las S/E más relevantes.

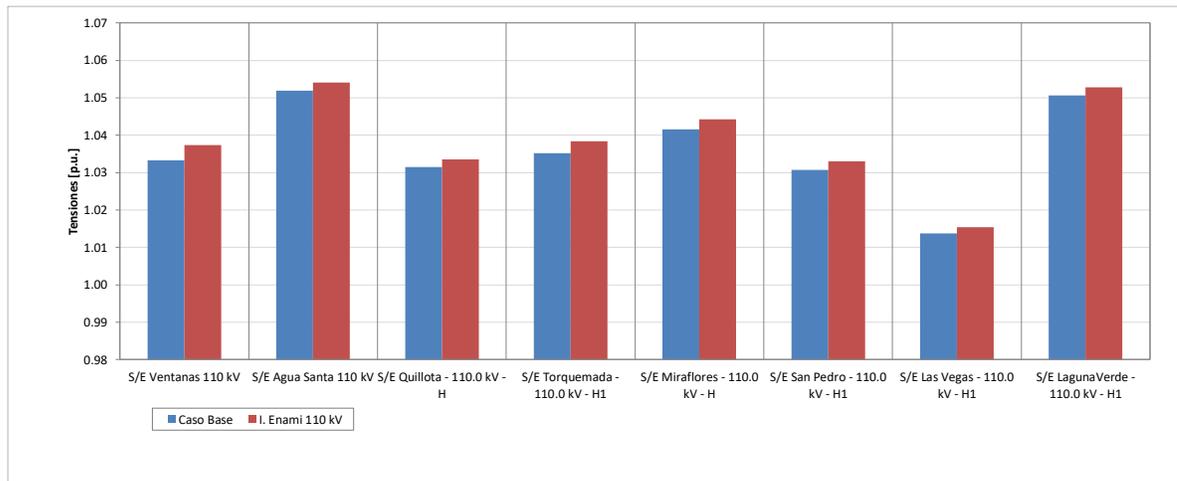


Figura 4.85. Tensión en barras ACT Centro subárea Quinta Región E7.

La contingencia que significa un mayor aumento de las tensiones corresponde a la mayoría de las barras analizadas corresponde a la desconexión de I. Enami 110 kV.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E7.

En este escenario no existen recursos de control de tensión disponibles en el área por lo ante la desconexión de los consumos más grandes de la zona, todo el aporte se realiza desde fuera de la subárea de control de tensión.

Variación de Potencia	
	I. Enami 110 kV
	$\Delta$ MVar
<b>Interno</b>	0.0
<b>Externo</b>	-9.6
<b>Total</b>	-9.6

Tabla 4.87. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E7

4.4.5.5 Verificación de Comportamiento dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, los que corresponden al E5 para inyección y para absorción de potencia reactiva, se simuló la aplicación de la contingencia que provocó dicho requerimiento. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de

amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para las contingencias, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.88. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro, subárea V Región.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\xi \geq 5\%$ ?		$\angle \text{Dif. Ang} \leq 120^\circ$ ?	$\xi V_{\text{mín.}} \geq 0.7$ p.u.?	$\xi V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	
Desconexión Central Campiche	E5	Quillota – San Pedro 110 kV	153	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Transformador Ventanas 220/110 kV	E5	Quillota – San Pedro	247	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más crítica de la subárea se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

#### 4.4.5.6 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la tabla siguiente se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea V región del ACT Centro respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.89. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de V región del ACT Centro

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
<b>Escenario más exigente</b>	E5	E5
<b>Demanda de la zona (MW)</b>	806	806
<b>Generación de la zona (MW)</b>	480	480
<b>Contingencia más crítica de la zona</b>	Campiche	Transformador Ventanas 220/110 kV
<b>Requerimientos mínimos de reactivos (MVAR)</b>	19,8	-10,2
<b>Distribución</b>	Nueva Ventanas: 100%	Campiche: 48% Nueva Ventanas: 52%

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades  $dV_{\text{barra } k} / dQ_{\text{Recurso } j}$  para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal.

De las figuras se observa que, para el sistema de 110 kV en los escenarios más exigentes de inyección de potencia reactiva, la central Ventanas presenta mayor efectividad para el CT de la zona, mientras para el escenario de absorción de potencia reactiva es la central hornitos la cual presenta mayor efectividad. Cabe destacar que en este escenario E7 que corresponde a demanda mínima, la única central despachada en la zona corresponde justamente a central Hornitos, por lo que el mayor aporte de absorción proviene desde al ACT Centro.

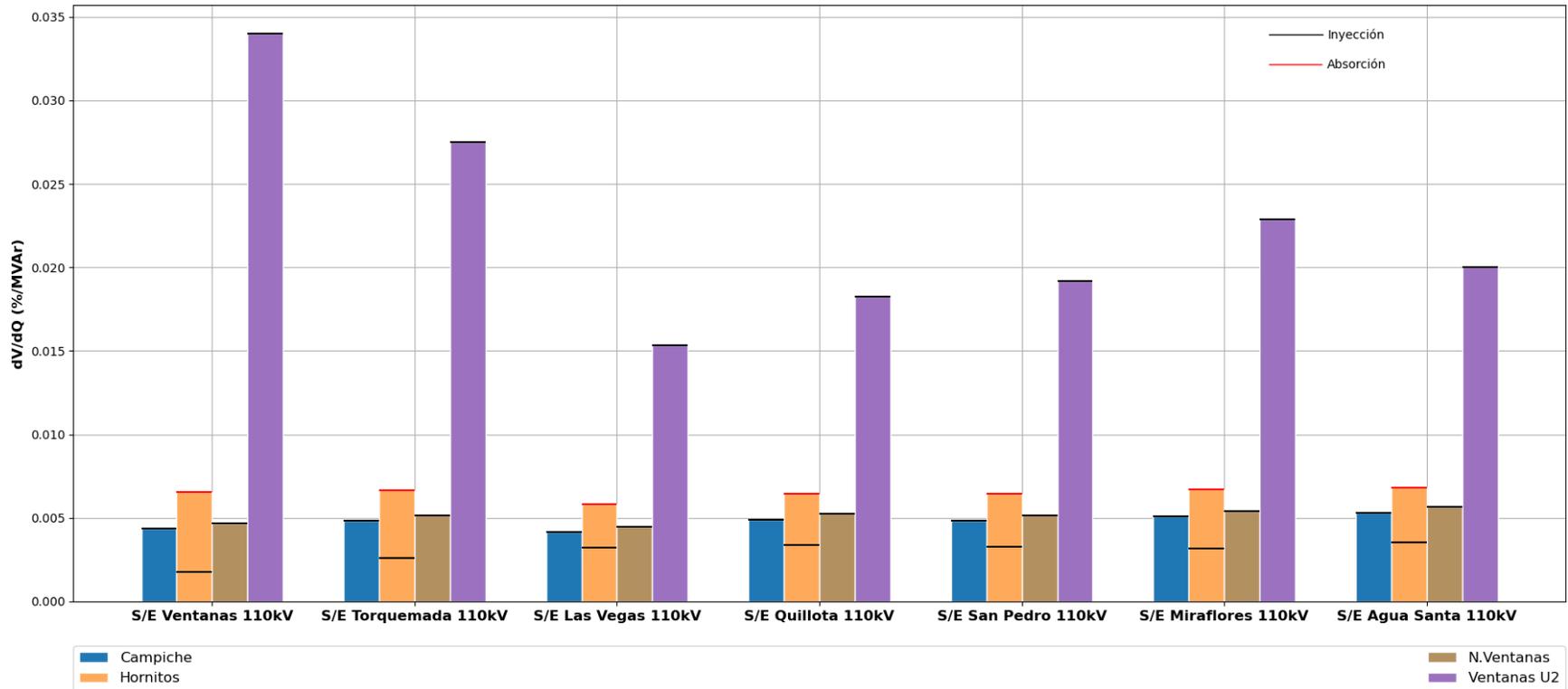


Figura 4.86. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Sub ACT V Región – 110kV

#### 4.5 Área de CT 4: Centro-Sur

Esta ACT está comprendida entre las subestaciones Alto Jahuel 500, 220, y 154 kV hasta Cautín 220 kV, y se distinguen dos subáreas de CT, la zona de 154 kV que corresponde a la subárea de 154 y 66 kV entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue 154kV, y la subárea de Concepción.

En consecuencia, el análisis de esta ACT se subdivide en tres subáreas, la subárea de 500 y 220 kV, la subárea de 154 kV y la subárea de Concepción, las cuales se estudiaron por separado.

##### 4.5.1 Escenarios de Operación

Los escenarios de operación utilizados para las simulaciones de esta ACT se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.90. Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro-Sur (subárea 220 y 500 kV).

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E3	1402	2187
E4	1123	3669
E5	1334	2296
E7	460	2227

Tabla 4.91 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea 154 kV.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E3	907	405
E5	803	476
E7	354	335

Tabla 4.92 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Concepción.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E3	604	475
E4	650	228
E7	202	202

##### 4.5.2 Contingencias Simuladas

Para cada una de las subáreas se definió un conjunto de contingencias a simular. A continuación, se listan fallas para cada una de las Subáreas:

Subárea 500 y 220 kV:

- Desconexión de Central Santa María.
- Desconexión de una Unidad de Central Ralco.
- Desconexión de una Unidad de Central Pehuenche.
- Falla un circuito de la línea 4x500 kV Alto Jahuel - Ancoa.

- Falla de línea 500 kV Ancoa – Charrúa.
- Falla de un circuito de la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos.
- Falla de un circuito de la línea 2x500 kV Entre Ríos - Charrúa.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Puente Negro – Colbún.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Charrúa – Mulchén.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Mulchén - Malleco.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Malleco - Cautín.
- Falla de la línea Los Peumos – Temuco 220 kV.
- Desconexión de Transformador 500/220 kV S/E Alto Jahuel.
- Desconexión de Transformador 500/220 kV S/E Ancoa.
- Desconexión de Transformador 500/220 kV S/E Charrúa.
- Desconexión de Transformador 500/220 kV S/E Entre Ríos.
- Desconexión consumo I. Minero 110 kV (E7).

#### Subárea 154 kV:

- Desconexión de una Unidad de Central La Higuera.
- Falla un circuito de la línea 2x154 kV Alto Jahuel – Punta Cortés.
- Falla un circuito de la línea 2x154 kV Punta Cortés - Tinguiririca.
- Falla un circuito de la línea 2x154 kV Tinguiririca – Itahue.
- Falla de la línea 154 kV Tinguiririca – Convento Viejo.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Alto Jahuel.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Itahue.
- Desconexión consumo I. Minera Valle Central 4.16 kV.

#### Subárea Concepción:

- Desconexión de una Unidad de Central Bocamina.
- Desconexión de la central MAPA.
- Falla de la línea 220 kV Charrúa - Concepción.
- Falla de la línea 220 kV Charrúa – Hualpén
- Falla de la línea 220 kV Charrúa - Lagunillas.
- Falla de la línea 220 kV Hualpén – Lagunillas.
- Falla de la línea 154 kV Charrúa – Concepción.
- Falla de la línea 154 kV Concepción – Alonso de Ribera.
- Falla de la línea 154 kV Lagunillas - Coronel.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Hualpén.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Lagunillas.
- Desconexión consumo I. Roxy + Eka Nobel + Petrodow 154 kV.

#### 4.5.3 Subárea 500 y 220 kV

Para analizar el sistema de 500 y 220 kV del ACT Centro-Sur se simularon en forma conjunta los distintos escenarios operacionales para el sistema de 500 kV (entre Alto Jahuel y Charrúa), el sistema de 220 kV (entre Alto Jahuel y Ciruelos), sin embargo, las conclusiones y análisis se presentan de manera independiente.

Este subsistema de esta ACT se caracteriza por poseer tramos con líneas de 500 kV con altos niveles de transferencias desde la S/E Charrúa hacia el norte, tiene bajo nivel de consumo y un polo de

generación importante en la zona de Charrúa con una capacidad instalada de 4400 MVA aproximadamente.

En este subsistema de esta ACT los principales recursos de control de tensión corresponden a las centrales de la zona de Charrúa, Colbún y Pehuenche.

Los escenarios de alta demanda analizados en este subsistema son el E3 y E5, los que se estudian debido a que poseen un bajo nivel de generación interna y por consiguiente bajo nivel de transferencias, por otro lado, también se estudia el escenario E4 por su alto nivel de generación y transferencias principalmente por el sistema de 500 kV.

#### **4.5.3.1 Análisis de Resultados Escenario E3.**

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

##### **a) Descripción del Escenario E3**

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- 8 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVar, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.
- 1x65 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- 3 de 4 bancos de CCEE en S/E Maipo (4x60 MVar).
- 1x65 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Charrúa.
- Centrales de sector de Charrúa.
- Centrales Colbún y Pehuenche.

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de anexos.

##### **b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E3**

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras relevantes, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

### Sistema de 500 kV

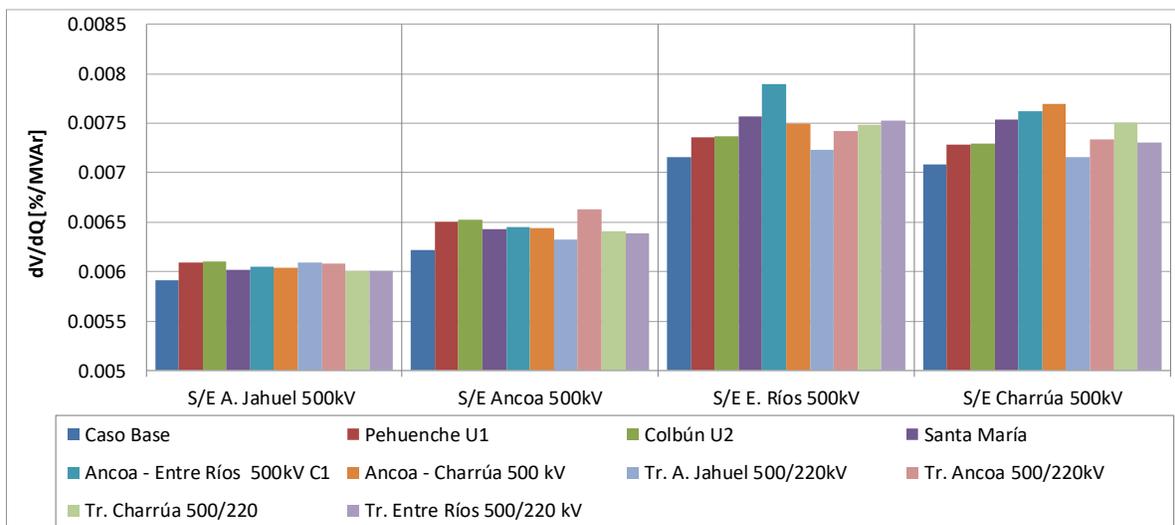


Figura 4.87. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E3 (Sistema de 500 kV).

Del gráfico resultado anterior se obtiene que la barra de 500 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Entre Ríos 500 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla de un circuito de la línea Ancoa - Entre Ríos 2x500kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

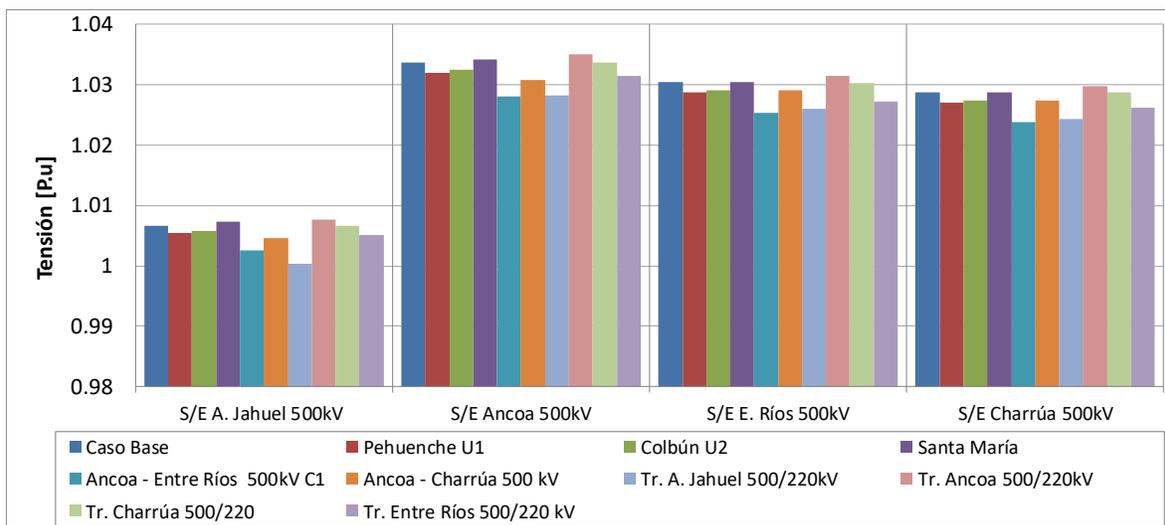


Figura 4.88. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E3 (Sistema de 500 kV).

### Sistema de 220 kV

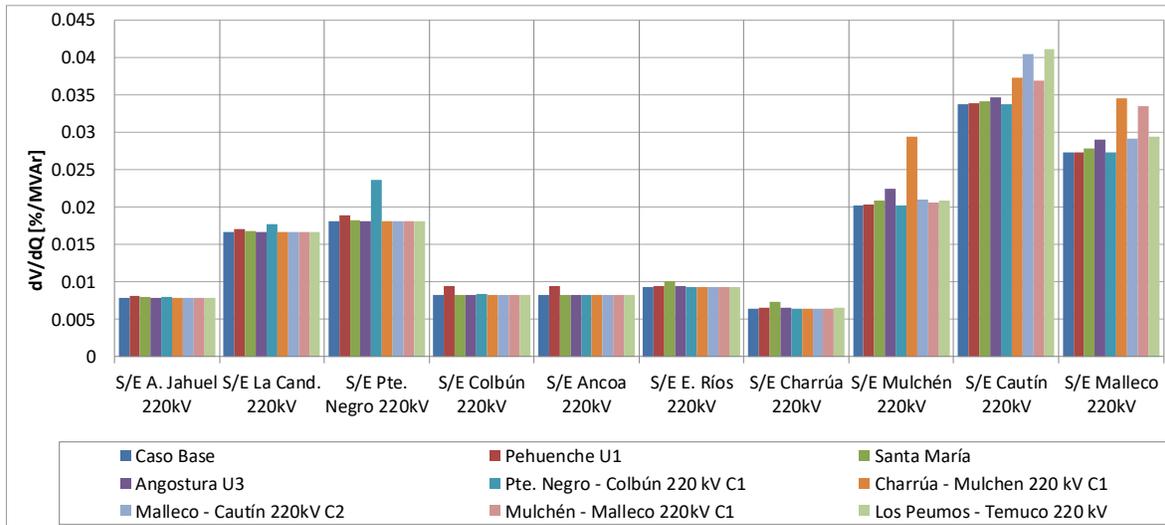


Figura 4.89. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras del ACT Centro-Sur E3 (Sistema de 220 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que en operación normal y post contingencia la barra más débil corresponde a S/E Cautín 220 kV, para la falla de la línea Los Peumos – Temuco 220kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

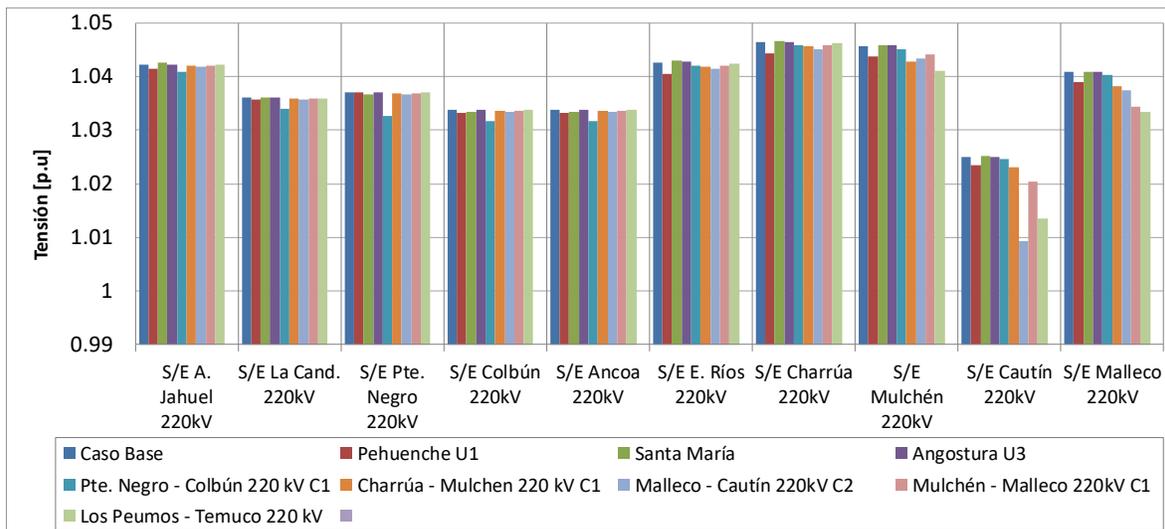


Figura 4.90. Tensión en barras de ACT Centro-Sur E3 (Sistema de 220 kV).

- c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E3.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los montos generación de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla siguiente se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subzona analizada, la contingencia más crítica corresponde a la falla de la Línea 2 Alto Jahuel – Ancoa 500 kV, donde se requiere de una reserva dinámica de 52 MVAR, con una distribución tal que, la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales Colbún, Pehuenche, Santa María y Ralco.

Tabla 4.93. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur Subárea de 500 y 220 kV E3 para diversas contingencias

Gen	Falla	Variación de Potencia Reactiva interna ante las distintas contingencias analizadas													
		Pehuenche U1		Colbún U2		CH Los Cóndores		Ancoa - A. Jahuel 500 kV C2		Ancoa - Entre Ríos 500kV C1		Entre Ríos - Charrúa 500 kV C2		Tr. A. Jahuel 500/220kV	
		Δ MVAR	%	Δ MVAR	%	Δ MVAR	%	Δ MVAR	%	Δ MVAR	%	Δ MVAR	%	Δ MVAR	%
Abanico U1		0.5	1%	0.5	2%	0.4	1%	0.8	2%	0.8	2%	-0.7	2%	0.7	1%
Angostura U3		0.9	3%	0.8	3%	0.7	2%	1.4	3%	1.4	3%	-1.2	3%	1.2	2%
Antuco U1		3.3	9%	3.1	11%	2.4	8%	1.9	4%	1.8	4%	-1.6	4%	1.6	3%
Antuco U2		3.3	9%	3.1	11%	2.4	8%	1.9	4%	1.8	4%	-1.6	4%	1.6	3%
CH Los Cóndores		0.7	2%	-0.1	0%	0.0	0%	4.5	9%	3.7	8%	-2.2	6%	5.0	10%
CH Río Colorado U1		0.2	1%	0.0	0%	0.1	0%	0.4	1%	0.3	1%	-0.2	1%	0.5	1%
Cholguán		0.3	1%	0.2	1%	0.2	1%	0.4	1%	0.4	1%	-0.4	1%	0.4	1%
Colbún U2		2.5	7%	0.0	0%	2.6	9%	7.1	14%	5.8	12%	-3.5	10%	7.8	16%
El Toro U1		2.3	7%	2.2	8%	1.7	6%	1.4	3%	1.3	3%	-1.2	3%	1.2	2%
El Toro U2		1.7	5%	1.5	5%	1.2	4%	1.4	3%	1.3	3%	-1.2	3%	1.2	2%
El Toro U3		2.3	7%	2.2	8%	1.7	6%	1.3	3%	1.3	3%	-1.1	3%	1.1	2%
El Toro U4		1.6	5%	1.5	5%	1.2	4%	1.3	3%	1.3	3%	-1.1	3%	1.1	2%
Laja 1A		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Llauquereo		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Loma Alta		0.5	1%	0.0	0%	0.2	1%	1.1	2%	0.9	2%	-0.6	2%	1.3	3%
Machicura U1		0.5	1%	0.2	1%	0.6	2%	1.7	3%	1.4	3%	-0.8	2%	1.8	4%
Pacífico 1		0.5	1%	0.4	2%	0.4	1%	0.8	2%	0.8	2%	-0.7	2%	0.7	1%
Palmucho		0.2	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.2	0%	0.2	0%	-0.2	0%	0.2	0%
Pangué U1		3.4	10%	3.1	11%	2.5	9%	2.7	5%	2.6	5%	-2.2	6%	2.3	5%
Pehuenche U1		0.0	0%	1.0	4%	2.5	9%	7.1	14%	5.8	12%	-3.5	10%	7.9	16%
Quilleco U1		0.7	2%	0.6	2%	0.5	2%	1.1	2%	1.1	2%	-0.9	3%	0.9	2%
Ralco U1		4.0	11%	3.5	12%	3.0	10%	4.6	9%	4.4	9%	-3.8	10%	4.0	8%
Rucue U1		1.4	4%	1.2	4%	1.1	4%	2.2	4%	2.1	4%	-1.8	5%	1.9	4%
Santa María		4.2	12%	3.6	13%	3.2	11%	6.5	13%	6.3	13%	-5.5	15%	5.5	11%
<b>Total</b>		<b>35.1</b>	<b>100%</b>	<b>28.6</b>	<b>100%</b>	<b>28.8</b>	<b>100%</b>	<b>52.0</b>	<b>100%</b>	<b>46.7</b>	<b>100%</b>	<b>-36.0</b>	<b>100%</b>	<b>49.7</b>	<b>100%</b>

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por las ACT y subáreas aledañas al subsistema analizado, en ella se observa que para las contingencias mostradas en la tabla el ACT que entrega un mayor aporte es el ACT Centro, el que entrega un aporte del mismo orden que el que se requiere internamente para la mayoría de las contingencias, esto debido a la cantidad de recursos que posee dicha ACT.

Tabla 4.94. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E3

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Gen	Falla	Pehuenche U1	Colbún U2	CH Los Cóndores	Ancoa - A.Jahuel 500 kV C2	Ancoa - Entre Ríos 500kV C1	Entre Ríos - Charrúa 500 kV C2	Tr. A. Jahuel 500/220kV
		$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar
Requerimiento Interno		35.1	28.6	28.8	52.0	46.7	-36.0	49.7
Aporte ACT Centro		11.4	7.6	10.0	78.5	45.3	-27.6	102.6
Aporte ACT Sur		1.3	1.1	1.0	2.0	2.0	-1.7	1.7
Aporte Subárea 154 kV		3.2	3.8	1.9	-0.3	-1.4	0.8	6.7
Aporte Subárea Concepción		3.9	3.4	3.0	6.1	5.8	-5.1	5.2
<b>Total</b>		<b>55.0</b>	<b>44.5</b>	<b>44.8</b>	<b>138.3</b>	<b>98.4</b>	<b>-69.6</b>	<b>166.0</b>

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E3

Para las barras críticas se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente, respecto de su tensión de servicio.

Sistema de 500 kV

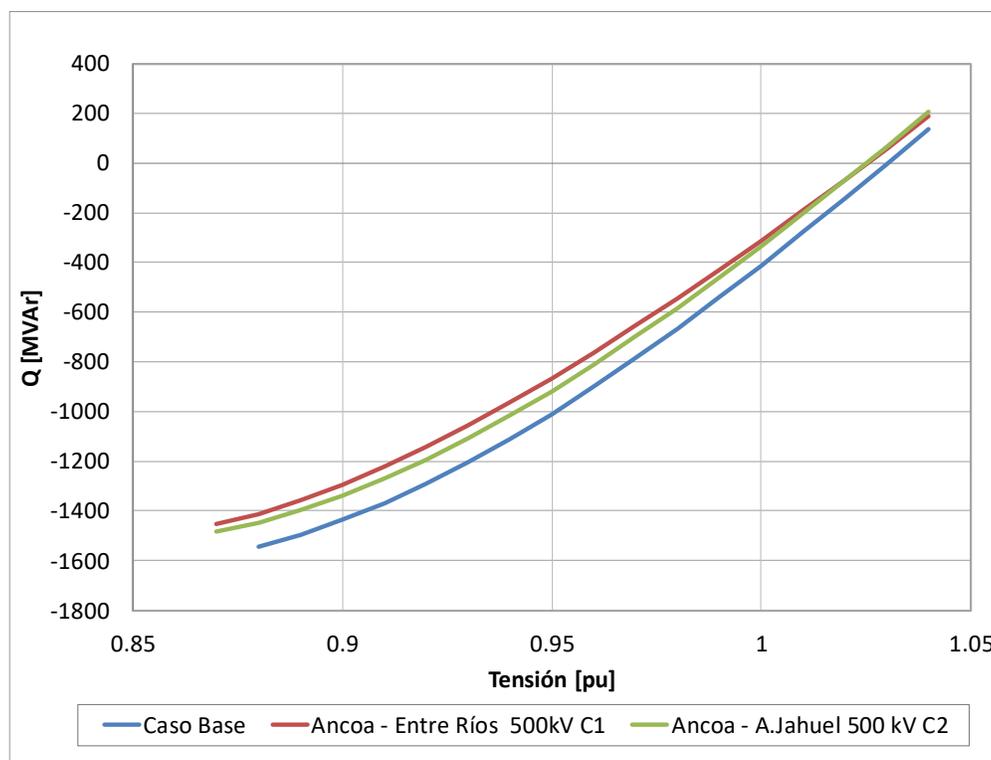


Figura 4.91. Curva QV en S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E3.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.95. Descripción resultados Curva Q-V S/E Entre Ríos 500 kV E2 Área CT Centro-Sur

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.030	0.99 - 1.05	< 0.88
Ancoa - Entre Ríos 500kV C1	1.025	0.97 - 1.07	<0.87
Ancoa - A.Jahuel 500 kV C2	1.025	0.97 - 1.07	<0.87

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Entre Ríos 500 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

### Sistema de 220 kV

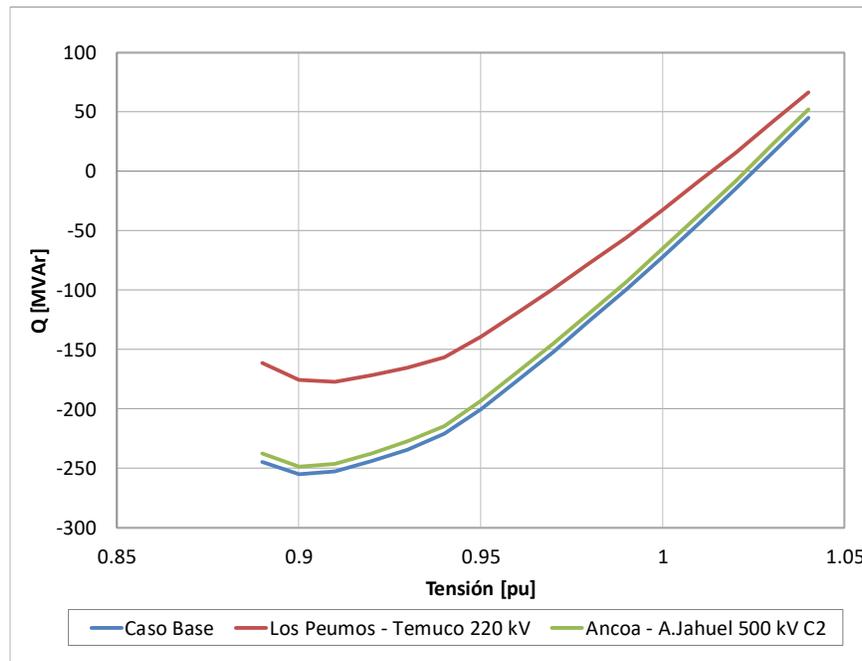


Figura 4.92. Curva QV en S/E Cautín 220 kV en escenario E3.

Los resultados del gráfico del caso de 220 kV se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.96. Descripción resultados Curva Q-V S/E Cautín 220 kV E3 ACT Centro-Sur

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.025	0.99 - 1.1	0.9
Los Peumos - Temuco 220 kV	1.013	0.97 - 1.12	0.91
Ancoa - A.Jahuel 500 kV C2	1.023	0.97 - 1.12	0.9

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Cautín 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.5.3.2 Análisis de Resultados Escenario E4

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

##### a) Descripción del Escenario E4

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- 8 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVar, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.
- 1x65 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- 4 de 4 bancos de CCEE en S/E Maipo (4x60 MVar).
- 1x65 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Ancoa.
- 1x65 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Charrúa.
- 1x55 MVar bancos de CCEE en la barra 154 kV de S/E Charrúa.
- 2 de 2 bancos de CCEE (2x30 MVar, 13.2 kV) transformador 220/154 kV en S/E Charrúa.
- Centrales de sector de Charrúa.
- Centrales Colbún y Pehuenche.

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de Anexos.

##### b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E4

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras relevantes en la subárea, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

#### Sistema de 500 kV

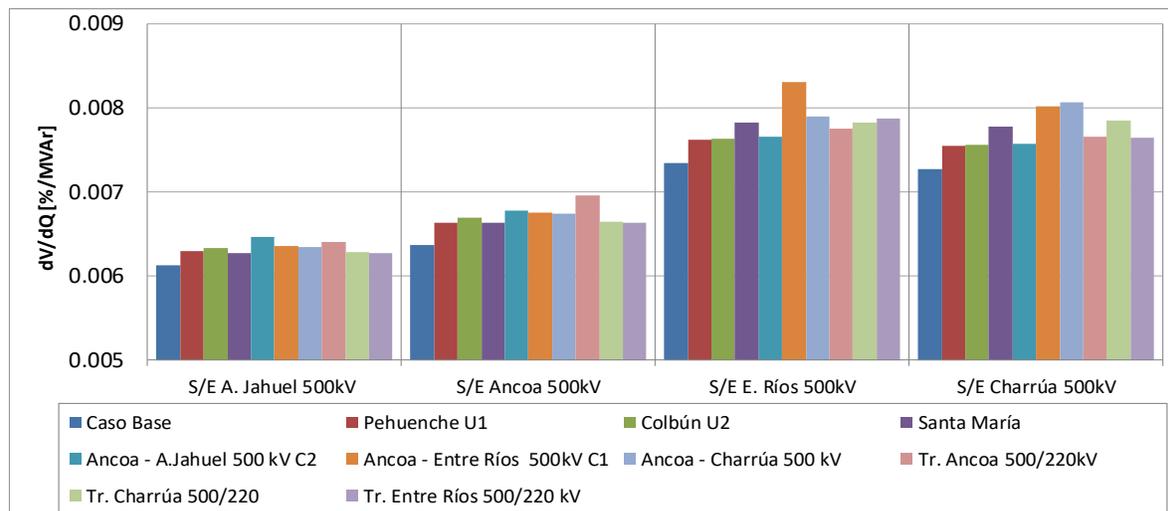


Figura 4.93. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras ACT Centro-Sur E4 (Sistema de 500 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Entre Ríos 500 kV. En el estado post contingencia la mayor sensibilidad ocurre ante la falla de un circuito de la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos 500 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

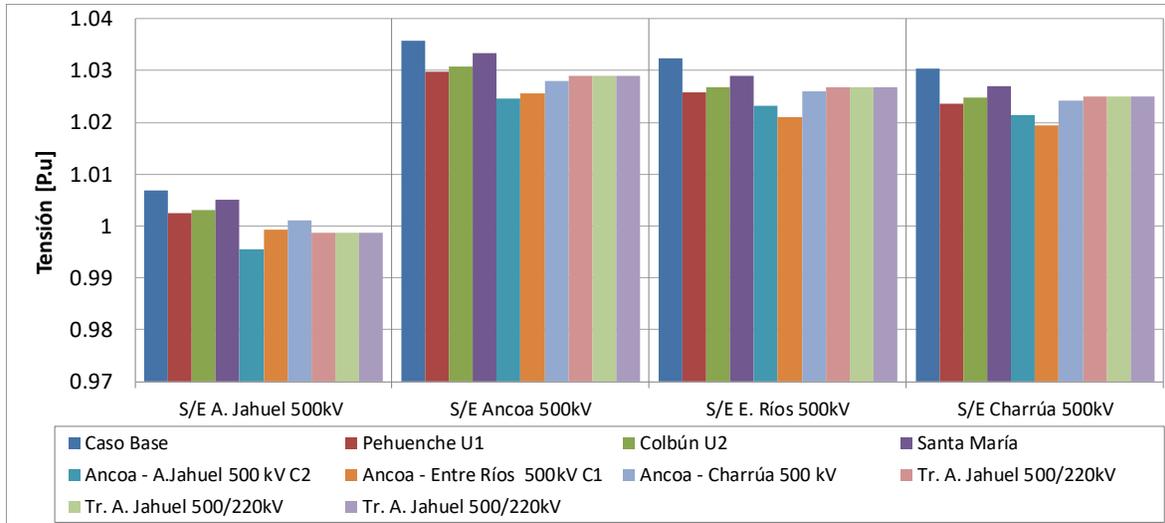


Figura 4.94. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E4 (Sistema de 500 kV).

### Sistema de 220 kV

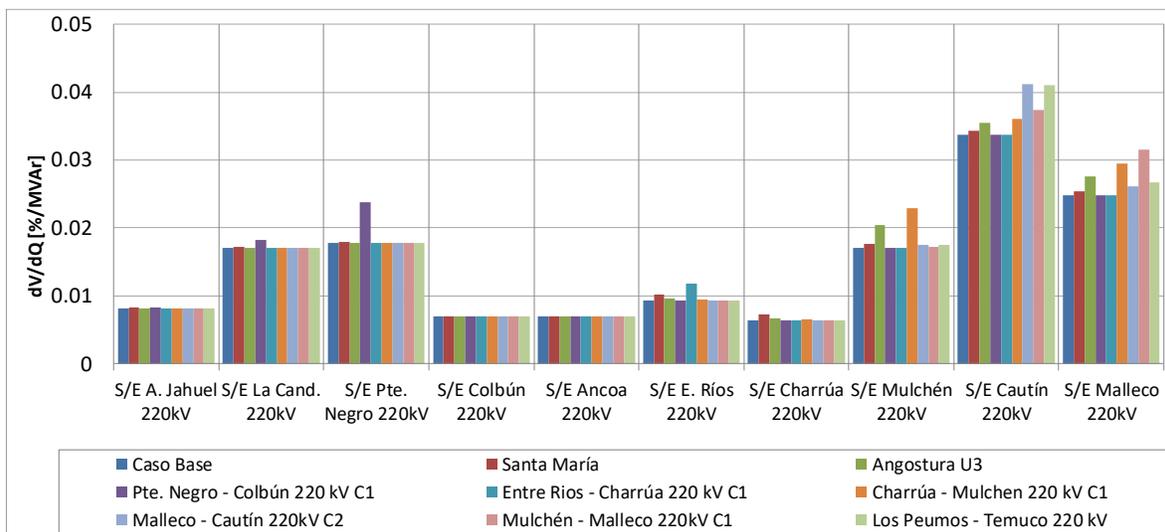


Figura 4.95. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras del ACT Centro-Sur E4 (Sistema de 220 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que en operación normal y post contingencia la barra más débil corresponde a la S/E Cautín 220 kV para la falla de una línea

Figura 4.96. Malleco-Cautín 2x220kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

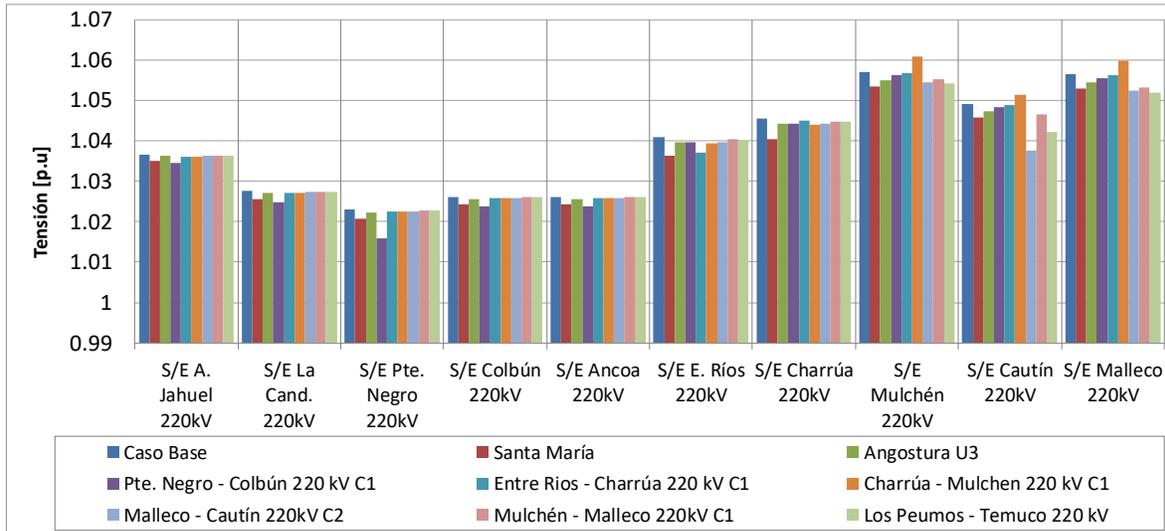


Figura 4.97. Tensión en barras ACT Centro-Sur E4 (Sistema de 220 kV).

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E4.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los montos generación de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla siguiente se puede observar que la contingencia más crítica corresponde a desconexión intempestiva de una unidad de la central Pehuenche, donde se requiere de una reserva dinámica interna de 149 MVar, con una distribución tal que, la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados las centrales Ralco, Santa María, Pehuenche (unidad que queda en servicio), Pangue y Antuco.

Tabla 4.97. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur subárea de 500 y 220 kV E4 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva interna ante las distintas contingencias analizadas																	
Gen	Falla	Pehuenche U1		Colbún U2		Santa María		CH Los Córdoros		Ancoa - A.Jahuel 500 kV C2		Ancoa - Entre Ríos 500kV C1		Entre Ríos - Charrúa 500 kV C2		Ancoa - Charrúa 500 kV	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Angostura U2		6.7	5%	5.5	5%	5.1	4%	4.2	4%	4.8	4%	5.8	5%	-2.0	5%	3.4	4%
Angostura U3		2.4	2%	2.0	2%	1.6	1%	1.5	2%	2.0	2%	2.4	2%	-0.8	2%	1.5	2%
Antuco U1		8.5	6%	6.9	6%	9.0	7%	5.0	5%	3.6	3%	4.4	3%	-1.5	4%	2.6	3%
Antuco U2		8.8	6%	7.1	6%	9.4	7%	5.2	5%	3.6	3%	4.4	3%	-1.5	4%	2.6	3%
CH Alto Renaico		0.1	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.1	0%
CH Los Córdoros		2.9	2%	2.4	2%	2.1	2%	0.0	0%	6.9	6%	5.9	5%	-1.9	5%	4.5	5%
Colbún U1		4.6	3%	3.9	3%	3.4	3%	4.6	5%	11.0	9%	9.3	7%	-3.0	7%	7.2	8%
Colbún U2		4.5	3%	0.0	0%	3.3	3%	4.6	5%	10.8	9%	9.2	7%	-2.9	7%	7.1	8%
El Toro U1		5.7	4%	4.7	4%	5.7	4%	3.4	3%	2.8	2%	3.3	3%	-1.2	3%	2.0	2%
El Toro U2		5.7	4%	4.7	4%	5.7	4%	3.4	3%	2.8	2%	3.3	3%	-1.2	3%	2.0	2%
El Toro U4		4.4	3%	3.6	3%	3.9	3%	2.7	3%	2.6	2%	3.2	3%	-1.1	3%	1.9	2%
La Mina U1		0.5	0%	0.2	0%	0.2	0%	0.2	0%	0.5	0%	0.4	0%	-0.1	0%	0.3	0%
Loma Alta		1.6	1%	0.6	1%	0.6	0%	0.7	1%	1.6	1%	1.3	1%	-0.4	1%	1.0	1%
Machicura U1		1.1	1%	0.9	1%	0.8	1%	1.1	1%	2.5	2%	2.2	2%	-0.7	2%	1.7	2%
Mampil U1		0.9	1%	0.7	1%	0.6	0%	0.6	1%	0.7	1%	0.9	1%	-0.3	1%	0.5	1%
Mampil U2		0.9	1%	0.7	1%	0.6	0%	0.6	1%	0.7	1%	0.9	1%	-0.3	1%	0.5	1%
Palmucho		0.6	0%	0.5	0%	0.6	0%	0.4	0%	0.3	0%	0.4	0%	-0.1	0%	0.3	0%
Pangue U1		9.0	6%	7.4	6%	9.5	7%	5.4	5%	3.6	3%	4.3	3%	-1.5	4%	2.6	3%
Pangue U2		9.1	6%	7.5	6%	9.6	8%	5.4	6%	3.6	3%	4.4	3%	-1.5	4%	2.6	3%
Pehuenche U1		0.0	0%	5.2	4%	6.2	5%	5.3	5%	9.5	8%	8.1	6%	-2.6	6%	6.3	7%
Pehuenche U2		11.6	8%	5.2	4%	6.2	5%	5.3	5%	9.5	8%	8.1	6%	-2.6	6%	6.3	7%
Peuchen U1		1.3	1%	1.1	1%	0.8	1%	0.8	1%	1.1	1%	1.3	1%	-0.4	1%	0.8	1%
Quilleco U1		1.9	1%	1.6	1%	1.3	1%	1.2	1%	1.6	1%	1.9	1%	-0.7	2%	1.1	1%
Quilleco U2		1.9	1%	1.6	1%	1.3	1%	1.2	1%	1.6	1%	1.9	1%	-0.7	2%	1.1	1%
Ralco U1		17.2	11%	14.5	12%	18.1	14%	11.3	12%	9.3	8%	9.7	8%	-2.5	6%	8.0	9%
Ralco U2		15.7	11%	13.1	11%	16.6	13%	9.9	10%	7.4	6%	8.2	6%	-2.4	6%	6.0	7%
Rucue U1		3.6	2%	3.0	2%	2.3	2%	2.3	2%	2.9	2%	3.6	3%	-1.2	3%	2.1	2%
Rucue U2		3.6	2%	3.0	3%	2.4	2%	2.3	2%	3.0	2%	3.6	3%	-1.2	3%	2.1	2%
Santa María		14.5	10%	12.0	10%	0.0	0%	9.2	9%	11.9	10%	14.3	11%	-5.0	12%	8.5	10%
<b>Total</b>		<b>149.4</b>	<b>100%</b>	<b>119.8</b>	<b>100%</b>	<b>126.8</b>	<b>100%</b>	<b>97.9</b>	<b>100%</b>	<b>122.3</b>	<b>100%</b>	<b>126.8</b>	<b>100%</b>	<b>-41.3</b>	<b>100%</b>	<b>86.6</b>	<b>100%</b>

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por las ACT y subáreas aledañas al subsistema analizado, en ella se observa que para las contingencias mostradas en la tabla el ACT que entrega un mayor aporte es el ACT Centro, el que entrega en algunos casos un aporte del mismo orden que el que se requiere internamente para la mayoría de las contingencias, esto debido a la cantidad de recursos que posee dicha ACT.

Tabla 4.98. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E4

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Gen	Falla	Pehuenche U1	Colbún U2	Santa María	CH Los Córdoros	Ancoa - A.Jahuel 500 kV C2	Ancoa - Entre Ríos 500kV C1	Entre Ríos - Charrúa 500 kV C2
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
<b>Requerimiento Interno</b>		<b>149.4</b>	<b>119.8</b>	<b>126.8</b>	<b>97.9</b>	<b>122.3</b>	<b>126.8</b>	<b>-41.3</b>
<b>Aporte ACT Centro</b>		<b>45.2</b>	<b>37.5</b>	<b>19.7</b>	<b>31.8</b>	<b>122.8</b>	<b>80.1</b>	<b>-25.9</b>
<b>Aporte ACT Sur</b>		<b>4.4</b>	<b>3.6</b>	<b>2.8</b>	<b>2.8</b>	<b>3.6</b>	<b>4.3</b>	<b>-1.5</b>
<b>Aporte Subárea 154 kV</b>		<b>0.7</b>	<b>0.5</b>	<b>-1.3</b>	<b>-0.5</b>	<b>-1.2</b>	<b>-1.3</b>	<b>0.4</b>
<b>Aporte Subárea Concepción</b>		<b>12.4</b>	<b>10.2</b>	<b>8.1</b>	<b>7.8</b>	<b>10.1</b>	<b>12.2</b>	<b>-4.3</b>
<b>Total</b>		<b>212.0</b>	<b>171.7</b>	<b>156.0</b>	<b>139.8</b>	<b>257.6</b>	<b>222.1</b>	<b>-72.6</b>

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E4.

Para las barras críticas en cada uno de los sistemas se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

**Sistema de 500 kV**

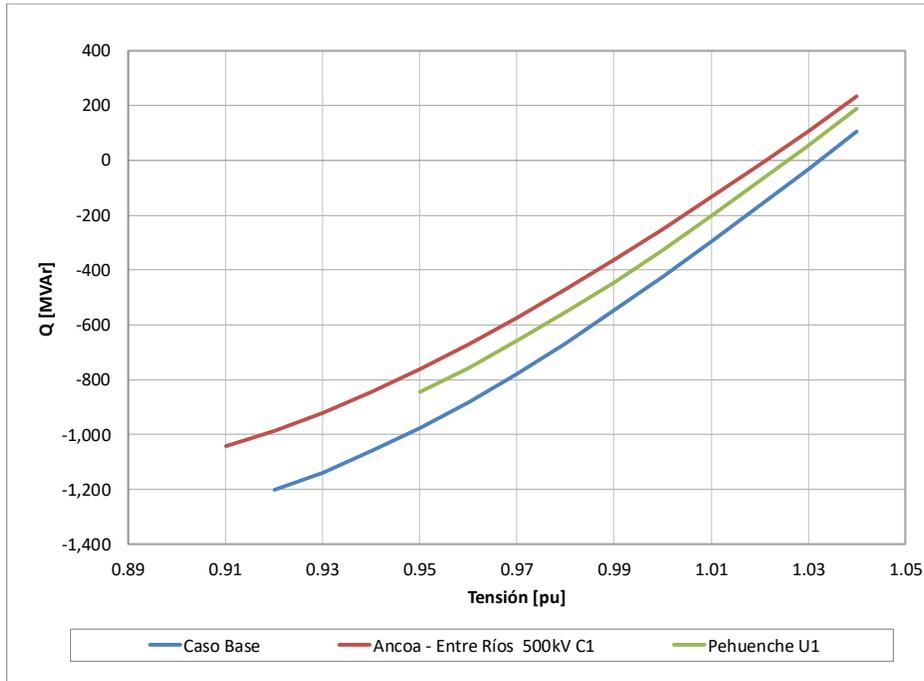


Figura 4.98. Curva QV en S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E4.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.99. Descripción resultados Curva Q-V S/E Entre Ríos 500 kV E4 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.032	0.99 - 1.05	< 0.92
Ancoa - Entre Ríos 500kV C1	1.021	0.97 - 1.07	< 0.91
Pehuenche U1	1.026	0.97 - 1.07	< 0.95

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Entre Ríos 500 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

### Sistema de 220 kV

Los resultados del gráfico para el caso 220 kV se resumen en la tabla siguiente:

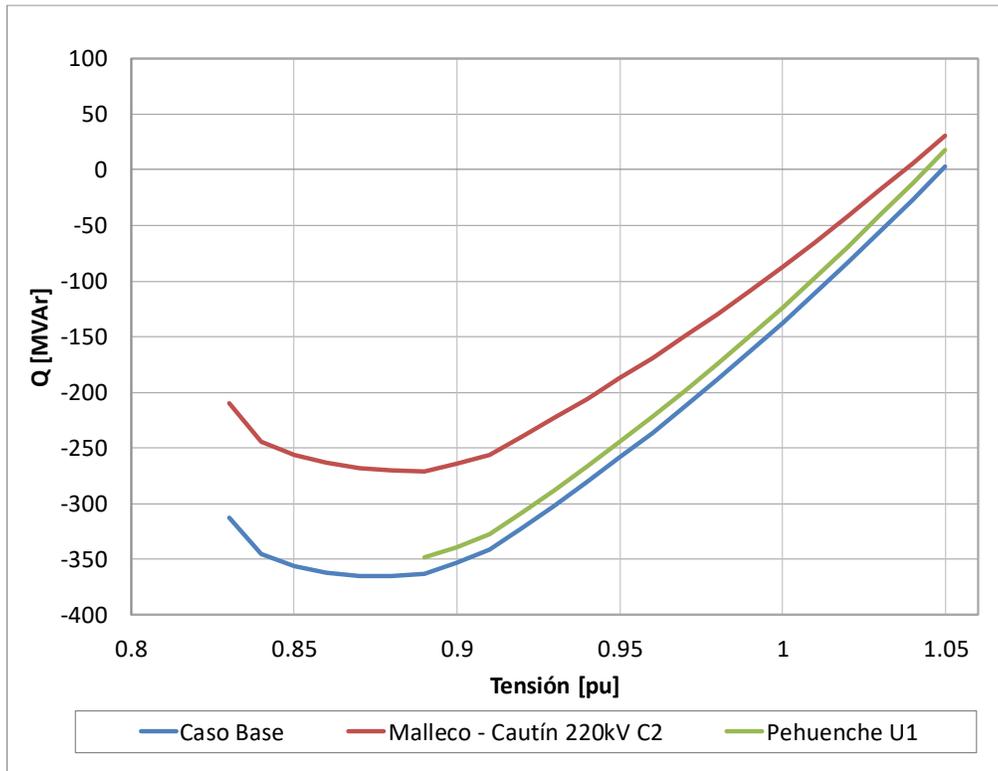


Figura 4.99. Curva QV en S/E Cautín 220 kV en escenario E4.

Tabla 4.100. Descripción resultados Curva Q-V S/E Cautín 220 kV E4 ACT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.049	0.99 - 1.1	0.86
Malleco - Cautín 220kV C2	1.038	0.97 - 1.12	0.89
Pehuenche U1	1.044	0.97 - 1.12	<0.89

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Cautín 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.5.3.3 Análisis de Resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

a) Descripción del Escenario E5

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- 8 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVar, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.
- 1x65 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- 4 de 4 bancos de CCEE en S/E Maipo (4x60 MVar).
- 1x65 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Ancoa.
- 1x65 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Charrúa.
- Centrales de sector de Charrúa.
- Central Pehuenche.

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de Anexos.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E5

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras relevantes en la subárea, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

**Sistema de 500 kV**

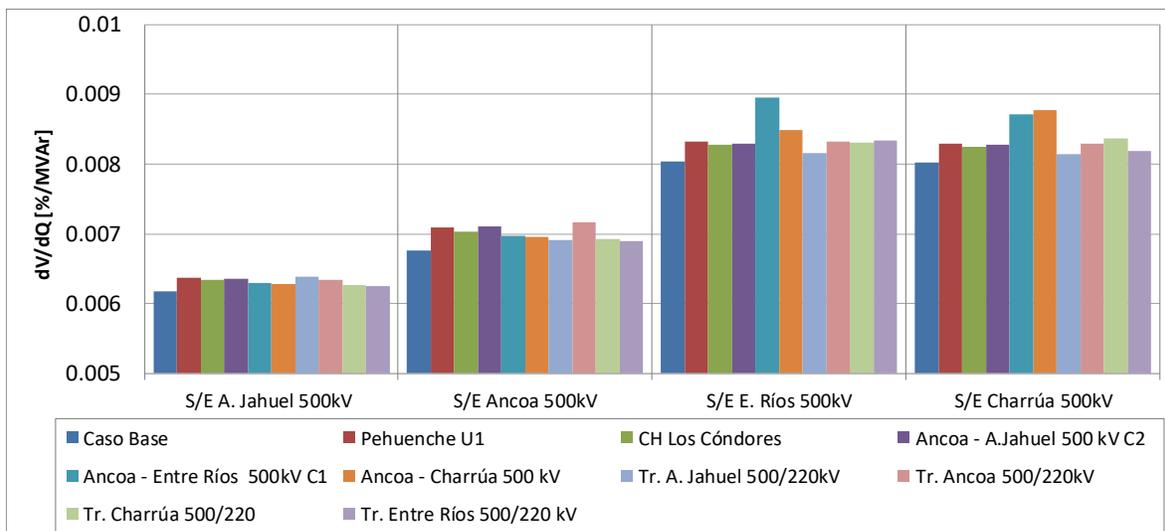


Figura 4.100. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras ACT Centro-Sur E5 (Sistema de 500 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Entre Ríos 500 kV. En el estado post contingencia la mayor sensibilidad ocurre ante la falla de un circuito de la línea 2x500 kV Ancoa – Entre Ríos 500 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

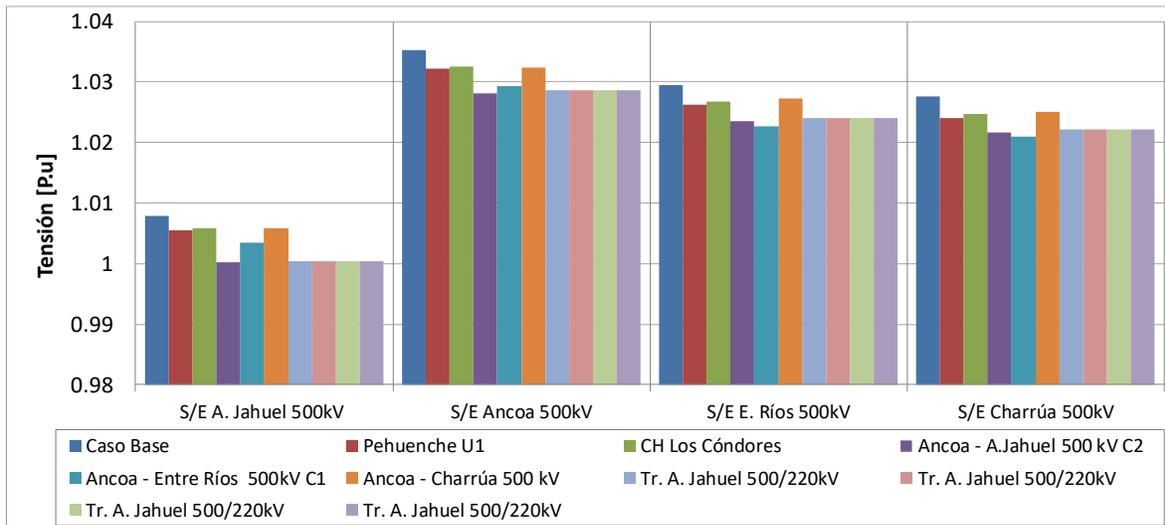


Figura 4.101. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E5 (Sistema de 500 kV).

### Sistema de 220 kV

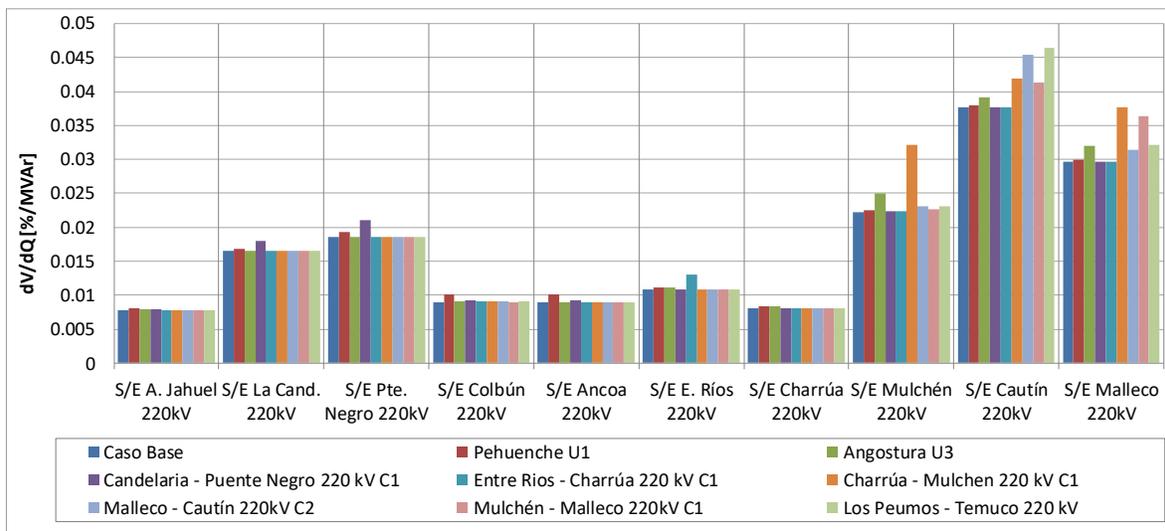


Figura 4.102. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras del ACT Centro-Sur E5 (Sistema de 220 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que en operación normal y post contingencia la barra más débil corresponde a la S/E Cautín 220 kV para la falla de una línea Los Peumos – Temuco 220kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

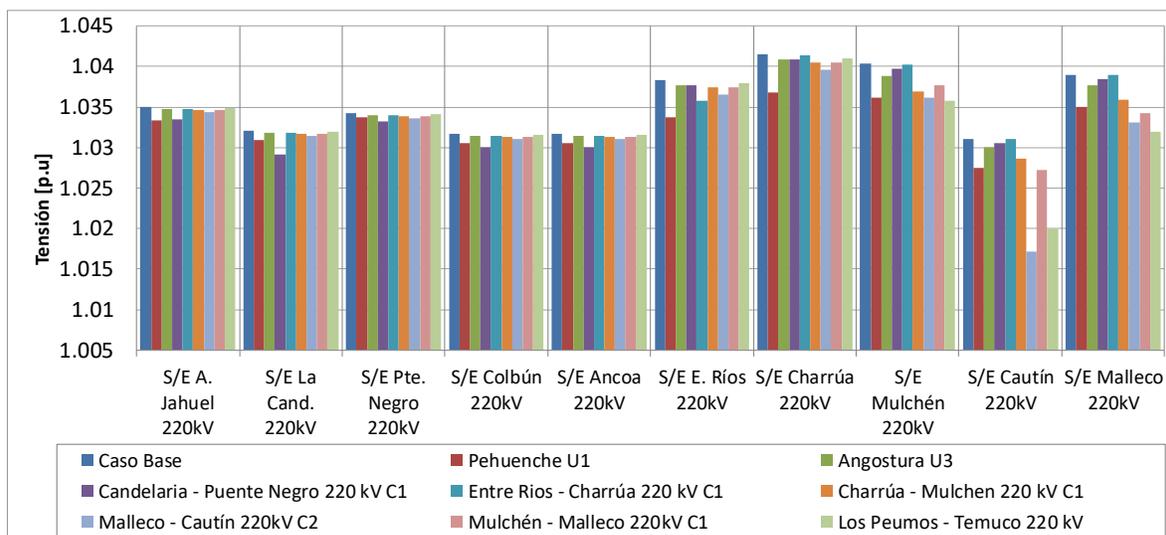


Figura 4.103. Tensión en barras ACT Centro-Sur E5 (Sistema de 220 kV).

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E5.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los montos generación de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla siguiente se puede observar que la contingencia más crítica corresponde a desconexión intempestiva de una unidad de la central Pehuenche, donde se requiere de una reserva dinámica interna de 69 MVAR, con una distribución tal que, la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados las centrales Ralco, Pehuenche (unidad que queda en servicio), Pangue y Antuco.

Tabla 4.101. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur subárea de 500 y 220 kV E5 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva interna ante las distintas contingencias analizadas															
Gen	Falla	Pehuenche U1		CH Los Cóndores		Ancoa - A.Jahuel 500 kV C2		Ancoa - Entre Ríos 500kV C1		Entre Ríos - Charrúa 500 kV C2		Ancoa - Charrúa 500 kV		Tr. A. Jahuel 500/220kV	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Angostura U3		2.2	3%	1.7	3%	1.9	3%	2.2	4%	-1.5	4%	0.8	3%	1.8	3%
Antuco U1		6.2	9%	4.6	8%	2.5	4%	2.8	5%	-2.0	5%	1.0	4%	2.3	4%
Antuco U2		6.1	9%	4.6	8%	2.4	4%	2.8	5%	-2.0	5%	1.0	4%	2.3	4%
CH Alto Renaico -		0.1	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%
CH Los Cóndores		1.2	2%	0.0	0%	5.1	9%	4.1	7%	-2.7	7%	1.9	8%	5.9	9%
Chacayes U1		0.3	0%	0.3	1%	1.4	2%	0.8	1%	-0.5	1%	0.4	2%	3.0	5%
Chacayes U2		0.3	0%	0.3	1%	1.4	2%	0.8	1%	-0.5	1%	0.4	2%	3.0	5%
El Toro U1		4.2	6%	3.2	6%	1.8	3%	2.0	3%	-1.4	4%	0.7	3%	1.6	3%
El Toro U2		4.2	6%	3.2	6%	1.8	3%	2.0	3%	-1.4	4%	0.7	3%	1.6	3%
El Toro U3		4.1	6%	3.1	6%	1.7	3%	1.9	3%	-1.4	3%	0.7	3%	1.6	2%
El Toro U4		4.1	6%	3.1	6%	1.7	3%	1.9	3%	-1.4	3%	0.7	3%	1.6	2%
Loma Alta		0.5	1%	0.4	1%	1.2	2%	1.0	2%	-0.6	2%	0.5	2%	1.4	2%
Machicura U1		0.4	1%	0.6	1%	1.9	3%	1.5	3%	-1.0	3%	0.7	3%	2.2	3%
Mampil U1		0.6	1%	0.5	1%	0.6	1%	0.6	1%	-0.5	1%	0.2	1%	0.5	1%
Palmucho		0.3	0%	0.2	0%	0.2	0%	0.2	0%	-0.1	0%	0.1	0%	0.2	0%
Pangue U1		6.7	10%	5.1	9%	3.5	6%	3.9	7%	-2.8	7%	1.4	6%	3.2	5%
Pehuenche U1		0.0	0%	3.5	6%	7.2	12%	5.7	10%	-3.7	9%	2.7	11%	8.2	13%
Pehuenche U2		4.5	7%	3.7	7%	7.2	12%	5.7	10%	-3.7	9%	2.7	11%	8.2	13%
Peuchen U1		0.9	1%	0.7	1%	0.8	1%	0.9	2%	-0.7	2%	0.3	1%	0.7	1%
Quilleco U1		1.2	2%	1.0	2%	1.1	2%	1.3	2%	-0.9	2%	0.5	2%	1.1	2%
Quilleco U2		1.2	2%	1.0	2%	1.1	2%	1.3	2%	-0.9	2%	0.5	2%	1.1	2%
Ralco U1		7.6	11%	5.8	10%	4.3	7%	4.7	8%	-3.2	8%	1.9	8%	4.0	6%
Ralco U2		7.6	11%	5.7	10%	4.0	7%	4.5	8%	-3.1	8%	1.7	7%	3.7	6%
Rucue U1		2.3	3%	1.8	3%	2.1	4%	2.4	4%	-1.7	4%	0.9	4%	2.0	3%
Rucue U2		2.3	3%	1.8	3%	2.2	4%	2.4	4%	-1.8	4%	0.9	4%	2.0	3%
<b>Total</b>		<b>69.1</b>	<b>100%</b>	<b>55.8</b>	<b>100%</b>	<b>59.0</b>	<b>100%</b>	<b>57.4</b>	<b>100%</b>	<b>-39.7</b>	<b>100%</b>	<b>23.5</b>	<b>100%</b>	<b>63.1</b>	<b>100%</b>

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por las ACT y subáreas aledañas al subsistema analizado, en ella se observa que para las contingencias mostradas en la tabla el ACT que entrega un mayor aporte es el ACT Centro, el que entrega en algunos casos un aporte del mismo orden que el que se requiere internamente para la mayoría de las contingencias, esto debido a la cantidad de recursos que posee dicha ACT.

Tabla 4.102. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Gen	Falla	Pehuenche U1	CH Los Cóndores	Ancoa - A.Jahuel 500 kV C2	Ancoa - Entre Ríos 500kV C1	Entre Ríos - Charrúa 500 kV C2	Ancoa - Charrúa 500 kV	Tr. A. Jahuel 500/220kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno		69.1	55.8	59.0	57.4	-39.7	23.5	63.1
Aporte ACT Centro		25.4	22.3	86.9	49.5	-32.6	23.5	111.9
Aporte ACT Sur		3.0	2.3	2.8	3.2	-2.3	1.2	2.6
Aporte Subárea 154 kV		0.0	-0.6	0.0	-1.2	0.8	-0.6	6.2
Aporte Subárea Concepción		2.3	1.8	2.2	2.5	-1.8	0.9	2.0
<b>Total</b>		<b>99.9</b>	<b>81.6</b>	<b>150.8</b>	<b>111.3</b>	<b>-75.5</b>	<b>48.5</b>	<b>185.8</b>

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E5.

Para las barras críticas en cada uno de los sistemas se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

**Sistema de 500 kV**

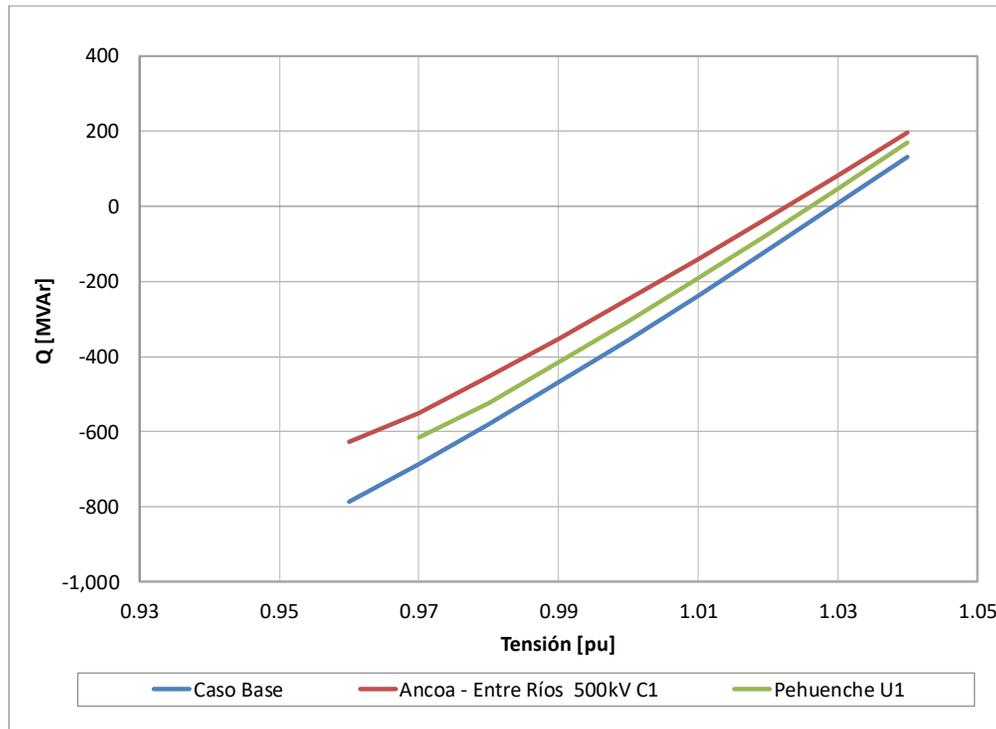


Figura 4.104. Curva QV en S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.103. Descripción resultados Curva Q-V S/E Entre Ríos 500 kV E5 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
<b>Caso Base</b>	1.030	0.99 - 1.05	< 0.96
<b>Ancoa - Entre Ríos 500kV C1</b>	1.023	0.97 - 1.07	< 0.96
<b>Pehuenche U1</b>	1.026	0.97 - 1.07	<0.97

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Entre Ríos 500 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

### Sistema de 220 kV

Los resultados del gráfico para el caso 220 kV se resumen en la tabla siguiente:

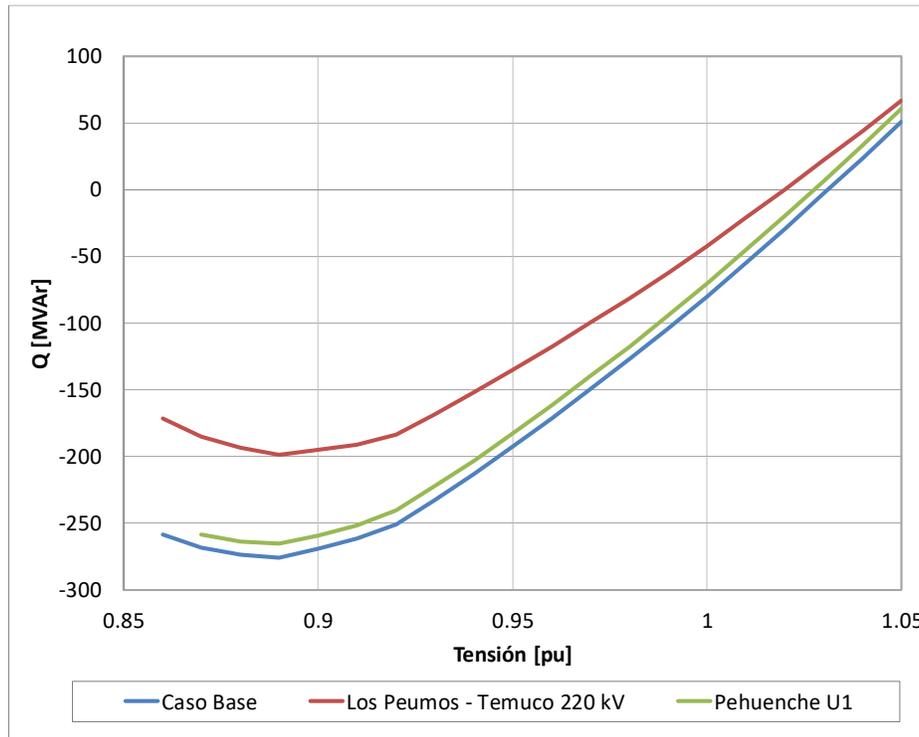


Figura 4.105. Curva QV en S/E Cautín 220 kV en escenario E5.

Tabla 4.104. Descripción resultados Curva Q-V S/E Cautín 220 kV E5 ACT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.031	0.99 - 1.1	0.89
Los Peumos - Temuco 220kV C1	1.033	0.97 - 1.12	0.89
Pehuenche U1	1.028	0.97 - 1.12	0.89

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Cautín 220 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.5.3.4 Análisis de Resultados Escenario E7

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal (escenario base E7 demanda mínima) y post contingencias.

En este escenario considera el aporte base de los siguientes elementos de inyección o absorción de reactivos:

- 0 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVAR, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.
- 1x65 MVAR reactor en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- 0 de 4 bancos de CCEE en S/E Maipo (4x60 MVAR).
- 1x65 MVAR reactor en la barra 220 kV de S/E Ancoa.
- 1x65 MVAR bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Charrúa.
- Centrales de sector de Charrúa.
- Centrales Colbún y Pehuenche.

a) Tensiones Escenario E7

A continuación, se presentan las tensiones pre y post contingencia para las S/E más relevantes.

#### Sistema de 500 kV

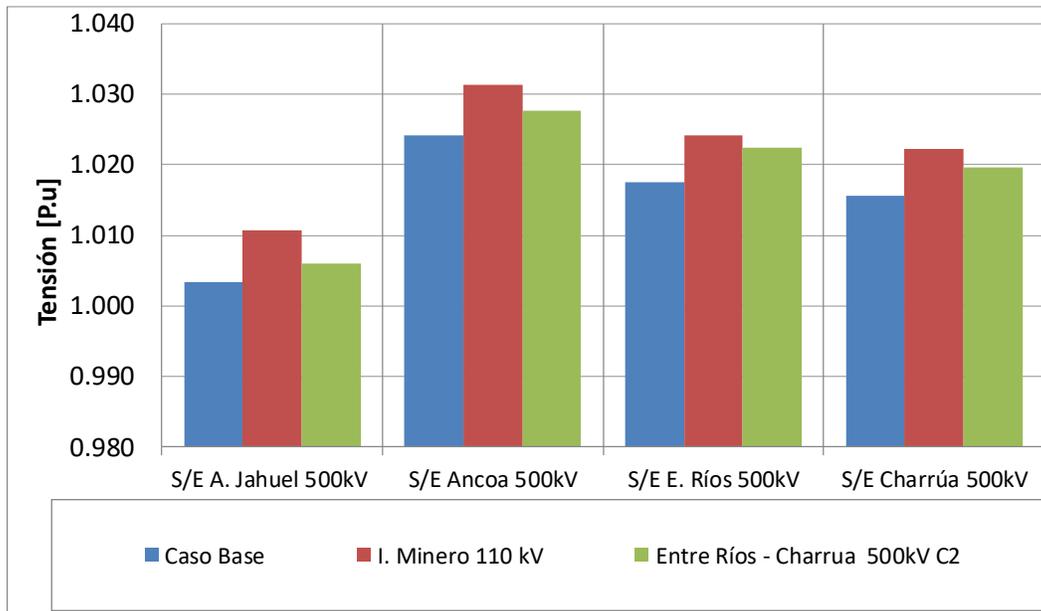


Figura 4.106. Tensión en barras ACT Centro-Sur E7 (Sistema de 500 kV).

### Sistema de 220 kV

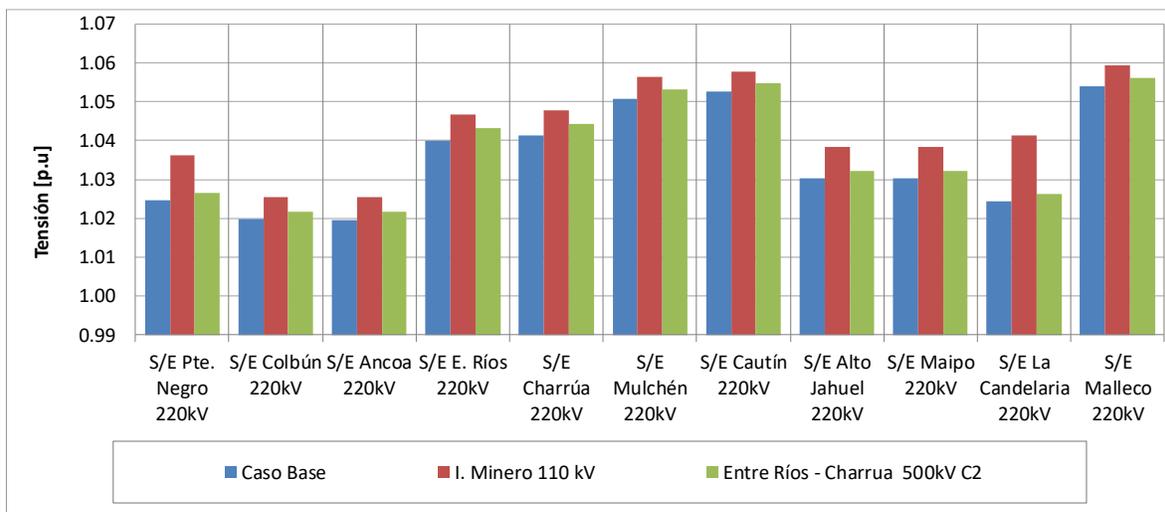


Figura 4.107. Tensión en barras ACT Centro-Sur E7 (Sistema de 220 kV).

La contingencia que significa un mayor aumento de las tensiones corresponde a la mayoría de las barras analizadas corresponde a la desconexión de I. Minero 110 kV.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E7.

El aporte de las centrales despachadas es el siguiente:

Tabla 4.105. Requerimientos internos para diversas contingencias en escenario E7

Variación de Potencia Reactiva interna ante las distintas contingencias analizadas					
Gen	Falla	I. Minero 110 kV		Entre Ríos - Charrua 500kV C2	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%
Angostura U1		-6.5	6%	-2.5	8%
Antuco U1		-4.6	4%	-1.6	5%
Antuco U2		-4.6	5%	-1.6	5%
CH Los Cóndores		-6.5	6%	-2.3	7%
CH Río Colorado U1		-0.4	0%	-0.2	0%
Chacayes U1		-7.6	7%	-0.6	2%
Cholguán		-0.8	1%	-0.3	1%
Colbún U1		-9.8	10%	0.0	0%
El Toro U1		-2.6	2%	-1.2	4%
El Toro U2		-2.6	2%	-1.2	4%
El Toro U3		-2.5	2%	-1.1	3%
El Toro U4		-2.5	2%	-1.1	3%
La Mina U1		-0.4	0%	-0.1	0%
Loma Alta		-1.5	2%	-0.5	2%
Los Hierros U1		-0.9	1%	-0.3	1%
Machicura U1		-2.3	2%	-0.8	3%
Mampil U1		0.0	0%	-0.4	1%
Pacífico 1		-1.5	1%	-0.7	2%
Palmucho		-0.3	0%	-0.1	0%
Pangue U1		-6.5	6%	-2.3	7%
Pehuenche U1		-10.9	11%	-3.4	10%
Peuchen U1		-1.2	1%	-0.5	2%
Quilleco U1		-1.7	2%	-0.8	2%
Quilleco U2		-1.7	2%	-0.8	2%
Ralco U1		-8.4	8%	-2.6	8%
Ralco U2		-8.4	8%	-2.5	8%
Rucue U1		-3.1	3%	-1.4	4%
Rucue U2		-3.1	3%	-1.4	4%
<b>Total</b>		<b>-102.8</b>	<b>100%</b>	<b>-32.3</b>	<b>100%</b>

En la tabla anterior se puede observar que para afrontar la desconexión del consumo “I. Minero 110 kV” se requiere de un margen dinámico de potencia reactiva para absorción de 103 MVar en la zona, con una distribución tal que, la mayor parte de los excedentes de potencia reactiva son absorbidos por Pehuenche, Colbún y Ralco.

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por las ACT y subáreas aledañas al subsistema analizado, en ella se observa que para las contingencias mostradas en la tabla el ACT que entrega un mayor aporte es el ACT Centro, esto debido a la cantidad de recursos que posee dicha ACT.

Tabla 4.106. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E7

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas			
Gen	Falla	I. Minero 110 kV	Entre Ríos - Charrua 500kV C2
		$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar
<b>Requerimiento Interno</b>		-102.8	-32.3
<b>Aporte ACT Centro</b>		-75.8	-23.8
<b>Aporte ACT Sur</b>		-0.5	-1.5
<b>Aporte Subárea 154 kV</b>		0.9	0.7
<b>Aporte Subárea Concepción</b>		-6.0	-2.7
<b>Total</b>		<b>-184.3</b>	<b>-59.6</b>

#### 4.5.3.5 Verificación de Comportamiento dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, los que corresponden al E4 para inyección y E7 para absorción de potencia reactiva, se simuló la aplicación de la contingencia que derivó dicho requerimiento. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para las contingencias, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.107. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro-Sur, subárea 500/220 kV.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr. Dif. Ang. $\leq$ 120°	Comportamiento Tensión			Frecuencia $f \geq 48.3$ Hz
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont. [MW]	$\xi (\geq 5\%)$		Vmín. $\geq 0.7$	V $> 0.8$ en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	
Desc. Pehuenche U1	E4	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	774	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Desc. I. Minero 110 kV	E7	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	474	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más crítica de la subárea se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

#### 4.5.3.6 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la tabla siguiente se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea de 500 y 220 kV del ACT Centro - Sur respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

*Tabla 4.108. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de 500 y 220 kV del ACT Centro - Sur*

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E4	E7
Demanda de la zona (MW)	1123	460
Generación de la zona (MW)	3669	2227
Contingencia más crítica en la zona	Pehuenche U1	I. Minero 110 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	149.4	-102.8
Distribución	Ralco U1 y U2: 11% Santa María: 10% Pehuenche U2: 8%	Pehuenche U1: 11% Colbún U1: 10% Ralco U1 y U2: 8%

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

Para estos escenarios en las siguientes figuras se resumen las sensibilidades  $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$  para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal.

De las figuras se observa que, para el sistema de 500 kV en los escenarios más exigentes de inyección y absorción de potencia reactiva, existe un comportamiento similar de los elementos de CT en las SS/EE Alto Jahuel y Ancoa 500 kV, destacándose la efectividad en el CT de las centrales Colbún, Santa María, Pehuenche y Los Cóndores. En forma análoga se aprecia un comportamiento similar de los elementos de CT en las SS/EE Entre Ríos y Charrúa 500 kV, destacándose la efectividad en el CT de las centrales Santa María, Angostura, Pacífico y Rucúe.

Por otra parte, en el sistema de 220 kV se puede observar un comportamiento similar de un grupo de elementos para el CT de las SS/EE de 220 kV hacia el norte de Ancoa, y de otro grupo para las SS/EE desde Entre Ríos 220 kV hacia el sur de la ACT.

Para el primer grupo se destacan las efectividades de Colbún, Los Cóndores, Machicura y Pehuenche. Para el segundo grupo las mayores efectividades las presentan las centrales Santa María, Angostura, Rucúe y Pacífico.

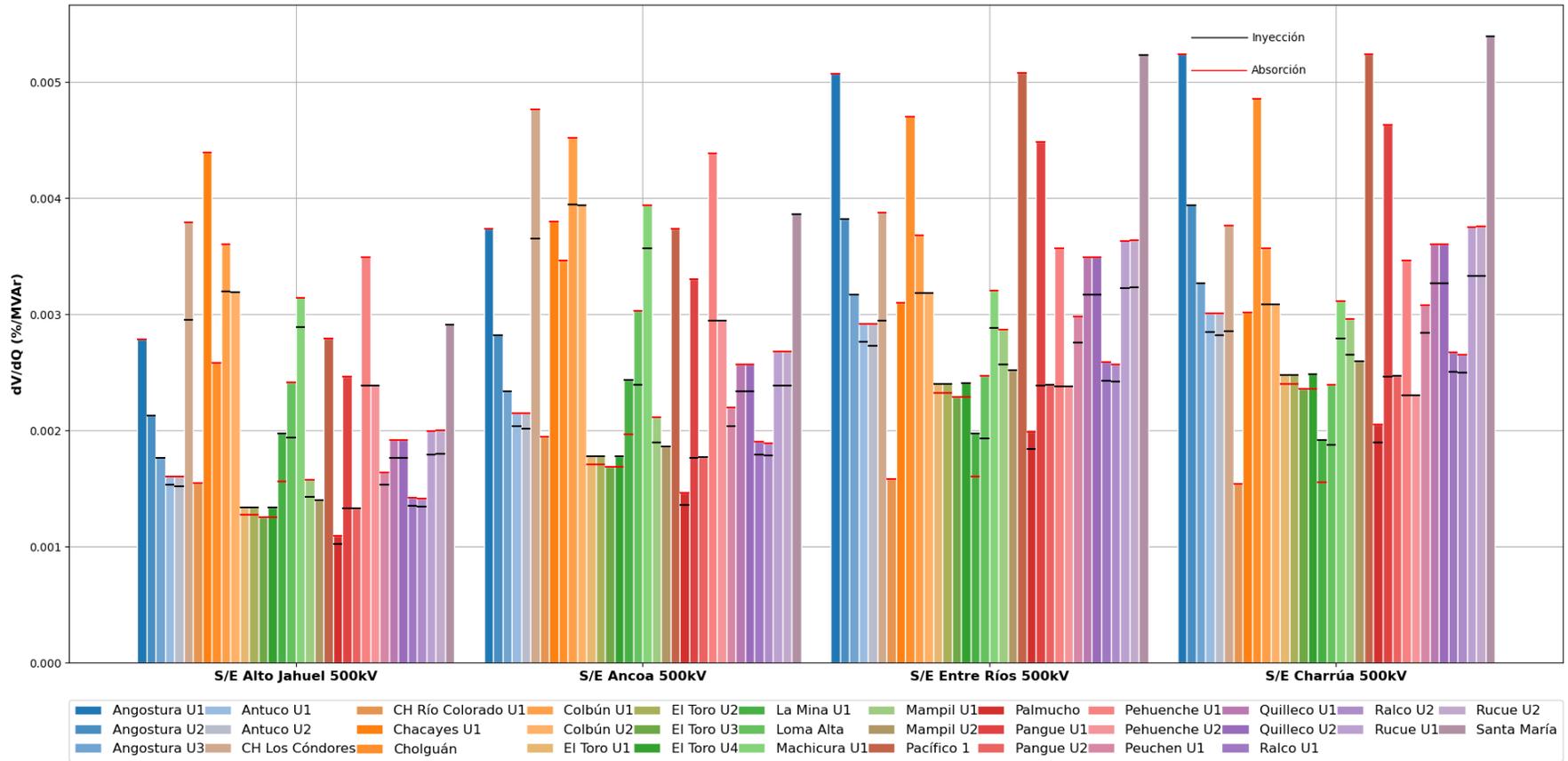


Figura 4.108. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 500 kV

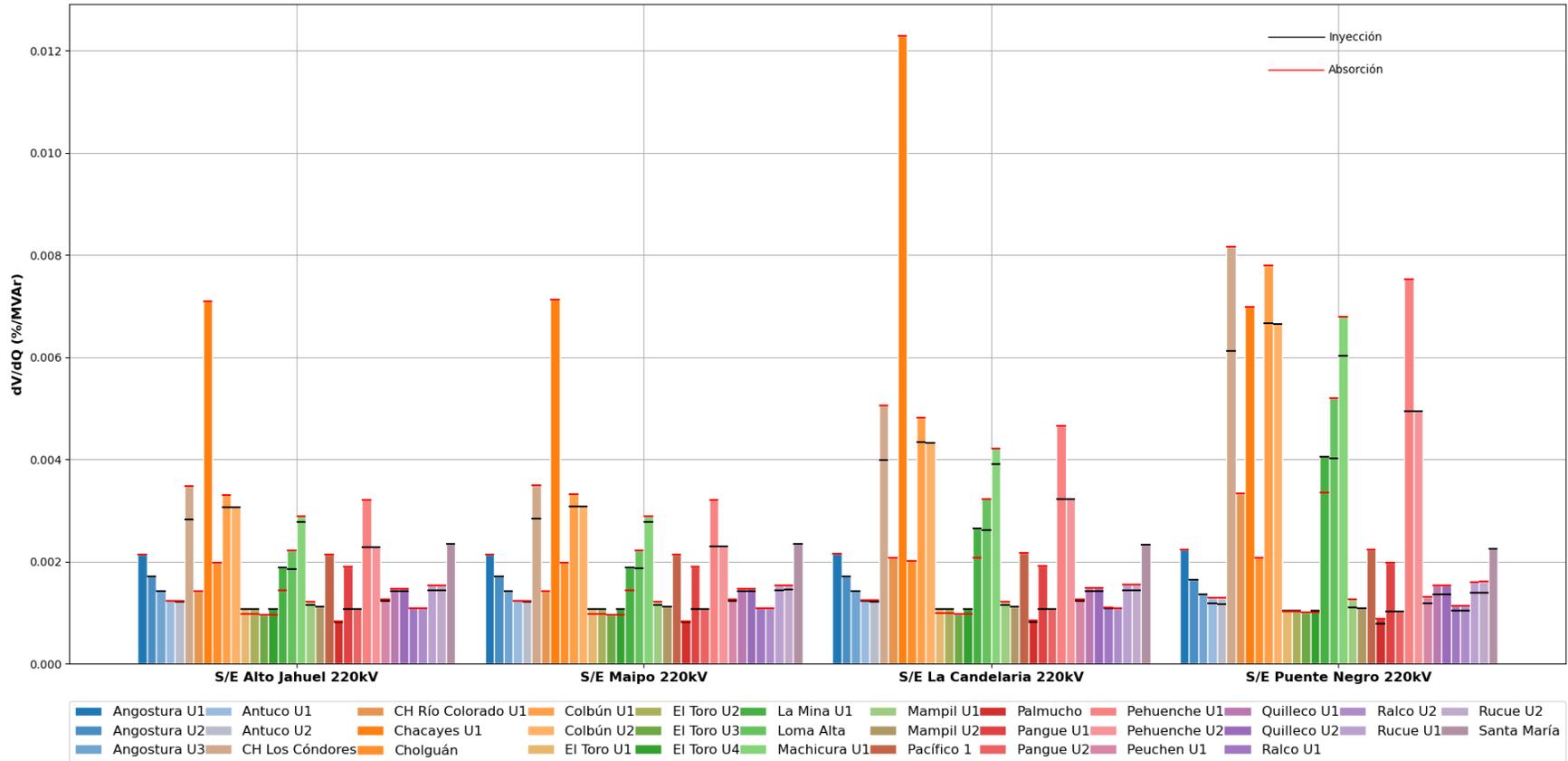


Figura 4.109. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV

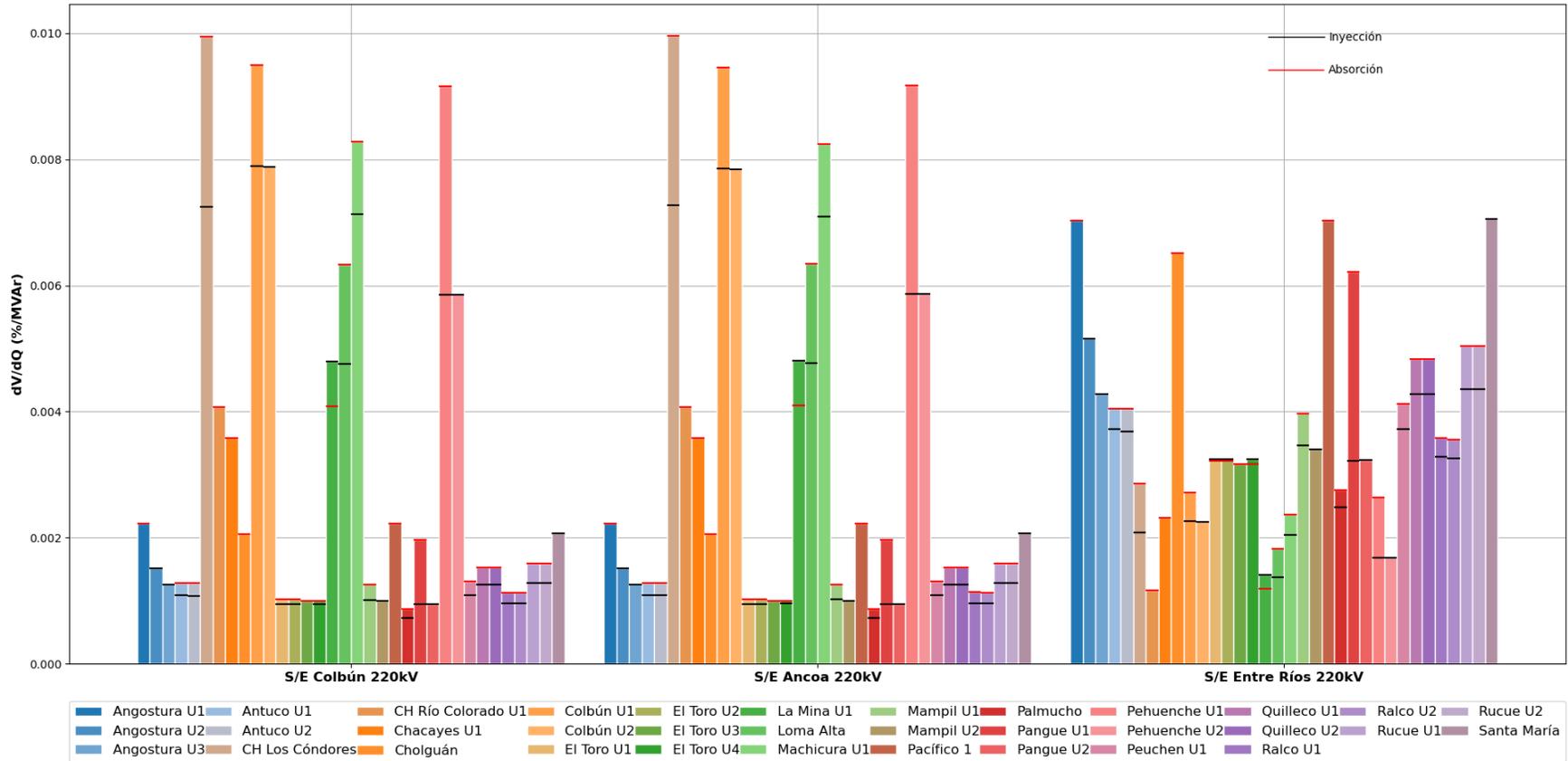


Figura 4.110. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación 1)

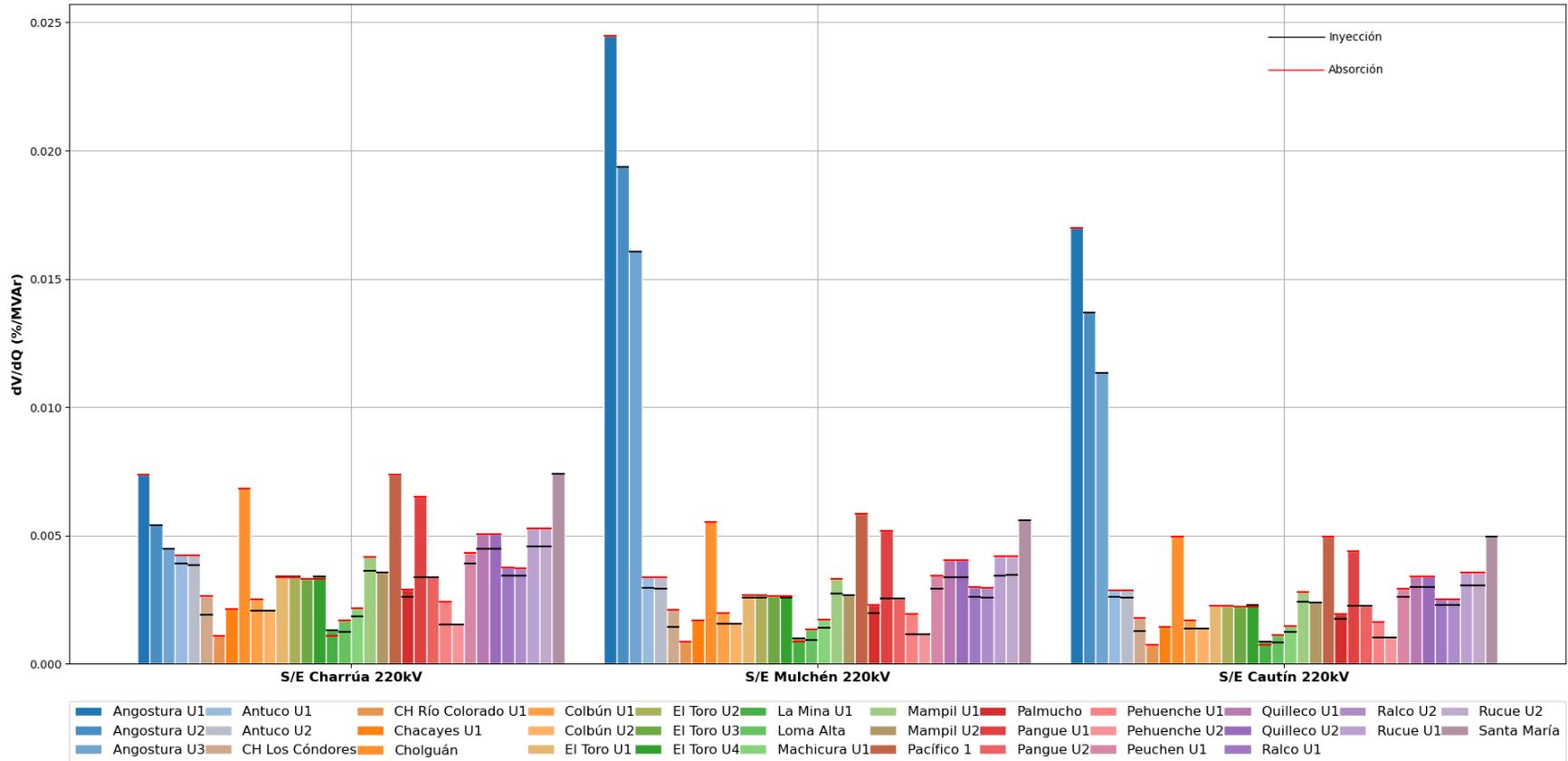


Figura 4.111. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación 2)

#### 4.5.4 Subárea 154 kV

En esta subárea, los principales recursos de control de tensión corresponden a las centrales de la zona de Tinguiririca y sus aportes externos provienen desde la S/E Alto Jahuel 154 kV, Itahue 154 kV y Maule 154 kV.

Existen dos alternativas de operación para esta subárea, las que dependen del nivel de transferencia que provenga desde los transformadores de 200/154 kV de las SS/EE Alto Jahuel e Itahue, sumado a lo proveniente por la línea Maule - Itahue 154kV. En consecuencia, se analizaron dos escenarios de demanda alta que reflejan estas condiciones operativas. El escenario E3 debido a la alta transferencia por los puntos mencionados debe contemplar la apertura de su sistema de transmisión en la S/E Punta Cortés, mientras que en el escenario E5 no fue necesario realizar tal apertura. También se analiza el escenario E7 que es el de demanda mínima.

##### 4.5.4.1 Análisis de Resultados Escenario E3.

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

###### a) Descripción del Escenario E3

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de anexos.

En este escenario las condiciones de transferencias y cantidad de centrales en servicio en Tinguiririca 154 kV ameritan apertura de la del sistema de transmisión de 154 kV en Punta Cortés 154 kV.

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- Centrales de sector de La Higuera.
  - La Higuera U1
  - Confluencia U2
  - San Andrés U1
  - El Paso U1
- Centrales del sector Cipreses.
  - Curillinke
  - Cipreses U1, U2 y U3
  - Isla U1

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de anexos.

###### b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E3

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras relevantes, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

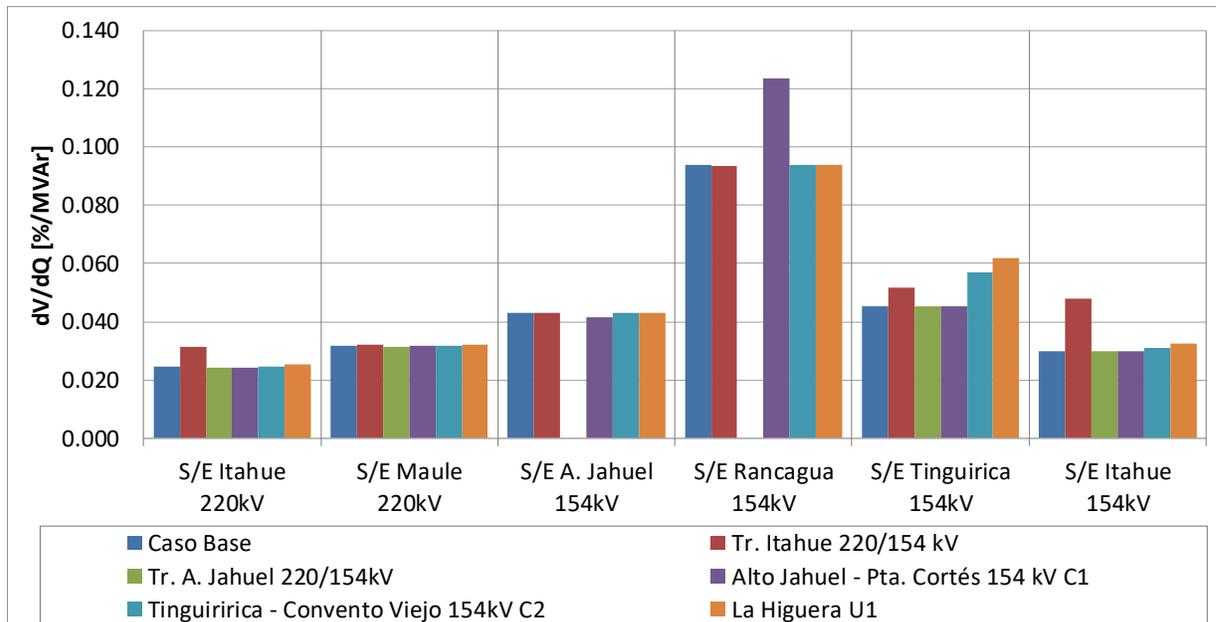


Figura 4.112. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras ACT Centro-Sur E3 (Subárea 154 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Rancagua 154 kV. En el estado post contingencia la mayor sensibilidad ocurre ante la falla de un circuito 1 de la línea Alto Jahuel – Punta Cortés 154 kV. Cabe destacar que, en este escenario al considerar la apertura de su sistema de transmisión, la falla del transformador de Alto Jahuel 220/154 kV implica la pérdida de todos los consumos entre Alto Jahuel y Punta Cortés 154 kV y el sector entre Punta Cortés e Itahue no se ve mayormente afectado.

En línea con lo anterior, considerando que el subsistema se encuentra separado, la barra más sensible pre y post contingencia entre las barras de Punta Cortés e Itahue es la S/E Tinguirica 154 kV, ante la desconexión intempestiva de una unidad de la central La Higuera.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

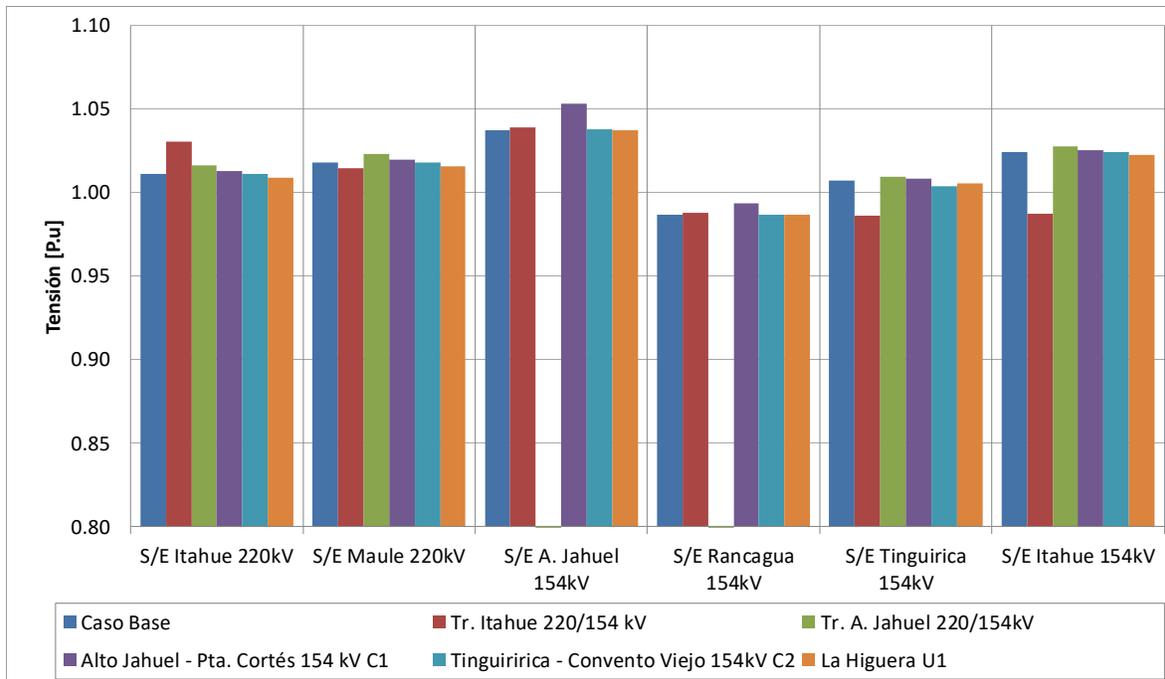


Figura 4.113. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E3 (Subárea 154 kV).

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E3.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los entre los montos generación de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla siguiente se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subzona analizada, la contingencia más crítica corresponde a la falla del transformado de 220/154 kV de Itahue, donde se requiere de una reserva dinámica de 62 MVAR, con una distribución tal que, la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales La Higuera, Curillínque y posteriormente Confluencia.

Tabla 4.109. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur Subárea 154 kV E3 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Gen	Falla	Tr. Itahue 220/154 kV		Tr. A. Jahuel 220/154kV		La Higuera U1		Pta. Cortés - Tinguiririca 154 kV C1		Itahue - Tinguiririca 154 kV C1	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Convento Viejo U1		5.0	8%	-0.5	6%	0.4	8%	-0.9	9%	0.8	10%
Celco		0.5	1%	-0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Cipreses U1		5.0	8%	-0.5	6%	0.2	3%	-0.3	3%	-0.2	-2%
Cipreses U2		3.6	6%	-0.4	4%	0.1	2%	-0.2	2%	-0.1	-2%
Cipreses U3		3.5	6%	-0.4	4%	0.1	2%	-0.2	2%	-0.1	-2%
Confluencia U2		6.2	10%	-0.7	8%	1.0	21%	-1.9	18%	2.1	26%
Curillinque		8.5	14%	-0.9	11%	0.3	6%	-0.5	4%	-0.3	-4%
El Paso U1		2.6	4%	-0.3	3%	0.4	9%	-0.8	7%	0.9	11%
Embalse Ancoa U1		1.4	2%	-0.6	7%	0.0	1%	-0.1	1%	-0.1	-1%
Isla U1		4.8	8%	-0.5	6%	0.2	3%	-0.3	2%	-0.2	-2%
La Higuera U1		14.4	23%	-1.5	18%	1.7	35%	-4.5	42%	4.9	60%
Nueva Aldea U1		0.0	0%	-0.4	5%	0.1	1%	-0.1	1%	0.0	0%
Nueva Aldea U3		0.0	0%	-0.4	4%	0.1	1%	-0.1	1%	0.0	0%
Ojos de Agua		-0.7	-1%	0.1	-1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Providencia U1		1.4	2%	-0.4	5%	0.0	-1%	0.0	0%	-0.1	-1%
San Andrés U1		2.6	4%	-0.3	3%	0.4	9%	-0.8	7%	0.9	11%
San Ignacio		2.6	4%	-0.6	7%	0.0	0%	-0.1	1%	-0.2	-2%
Viñales		0.9	1%	-0.2	2%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	-1%
<b>Total</b>		<b>62.3</b>	<b>100%</b>	<b>-8.6</b>	<b>100%</b>	<b>4.8</b>	<b>100%</b>	<b>-10.7</b>	<b>100%</b>	<b>8.1</b>	<b>100%</b>

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por la subárea de 154 kV y la subárea de 500 y 220 kV (Externa), en ella se observa que para la contingencia de los transformadores de Alto Jahuel 220/154 kV y de Itahue 220/154 kV existe un aporte de “absorción” de potencia reactiva, esto se debe a la potencia que deja de aportar la subárea externa a través del transformador fallado, que en el caso de la falla de Alto Jahuel 220/154 kV implica la pérdida de todos los consumos entre Alto Jahuel y Punta Cortés 154 kV.

Tabla 4.110. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E3

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen	Falla	Tr. Itahue 220/154 kV	Tr. A. Jahuel 220/154kV	La Higuera U1	Pta. Cortés - Tinguiririca 154 kV C1	Itahue - Tinguiririca 154 kV C1
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
<b>Requerimiento Interno</b>		62.3	-8.6	4.8	-10.7	8.1
<b>Aporte Externo</b>		-52.1	-83.2	-9.3	3.9	-2.4
<b>Total</b>		<b>10.3</b>	<b>-91.8</b>	<b>-4.4</b>	<b>-6.7</b>	<b>5.7</b>

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E3

Para las barras críticas se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente, respecto de su tensión de servicio.

Considerando que la subárea se encuentra separada en dos debido a la apertura en la S/E Punta Cortés, para este análisis se consideran dos subestaciones, al norte y sur de la S/E Punta Cortés 154 kV.

La barra más sensible pre y post contingencia entre la S/E Alto Jahuel y Punta Cortés es la S/E Rancagua 154 kV y la barra más sensible entre la S/E Punta Cortés e Itahue es la S/E Tinguiririca 154 kV.

- S/E Rancagua 154 kV

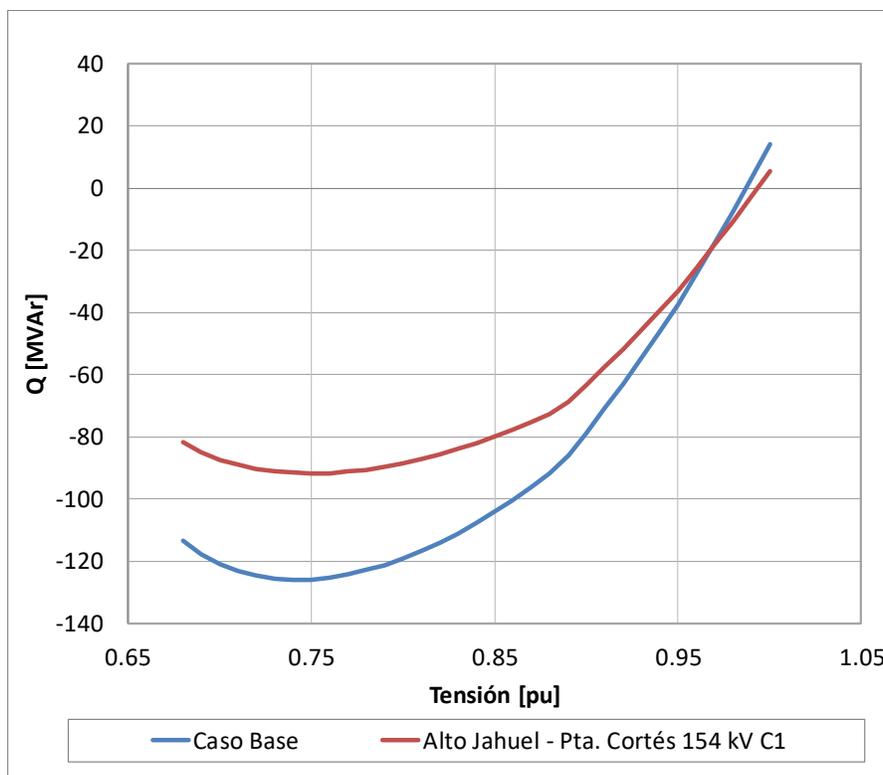


Figura 4.114. Curva QV en S/E Rancagua 154 kV en escenario E3.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.111. Descripción resultados Curva Q-V S/E Rancagua 154 kV E3 Área CT Centro-Sur

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	0.987	0.94 - 1.08	0.74
Alto Jahuel - Pta. Cortés 154 kV C1	0.993	0.91 - 1.11	0.75

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Rancagua 154 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

- S/E Tinguiririca 154 kV

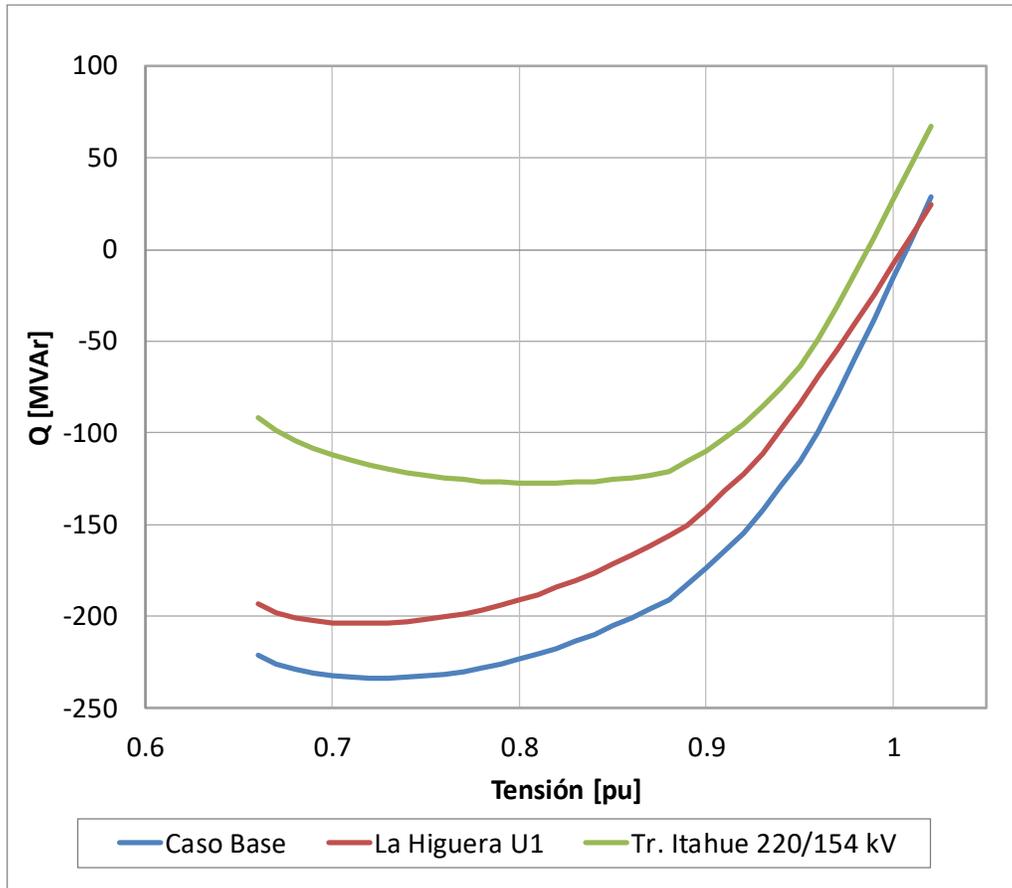


Figura 4.115. Curva QV en S/E Tinguiririca 154 kV en escenario E3.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.112. Descripción resultados Curva Q-V S/E Tinguiririca 154 kV E3 Área CT Centro-Sur

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.007	0.94 - 1.08	0.72
La Higuera U1	0.986	0.91 - 1.11	0.72
Tr. Itahue 220/154 kV	1.005	0.91 - 1.11	0.81

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la S/E Tinguiririca 154 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.5.4.2 Análisis de Resultados Escenario E5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

##### a) Descripción del Escenario E5

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de Anexos.

En este escenario las condiciones de transferencia y cantidad de centrales en servicio en Tinguiririca 154 kV no ameritan apertura del sistema de transmisión 154 kV en Punta Cortés.

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- Centrales de sector de La Higuera.
  - La Higuera U1 y U2.
  - Confluencia U1
  - San Andrés U1 y U2
  - El Paso U1
- Centrales del sector Cipreses.
  - Curillinke
  - Isla U1

Los despachos de potencia activa y reactiva, para las principales centrales de la zona, resultantes en operación normal se encuentran en la sección de anexos.

##### b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E5

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVAr], para las distintas barras relevantes en la subárea, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

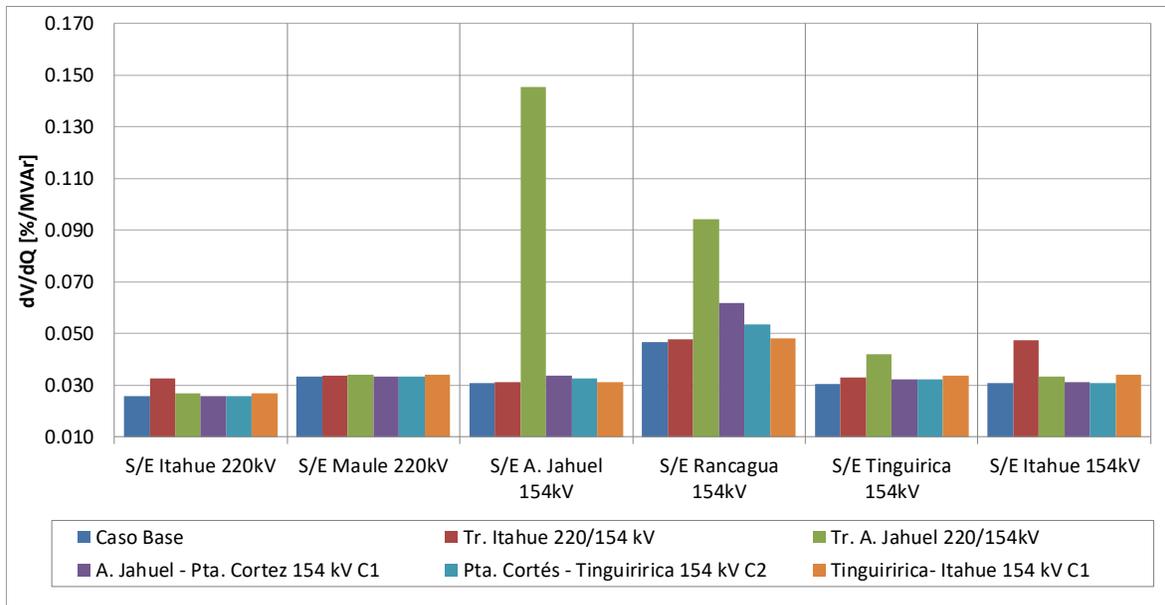


Figura 4.116. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras ACT Centro-Sur E5 (Subárea 154 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV más débil en condiciones normales de operación es el la S/E Rancagua 154 kV, mientras que post contingencia es la S/E Alto Jahuel 154 kV. En el estado post contingencia la mayor sensibilidad ocurre ante la falla del transformador de la S/E Alto Jahuel de 220/154 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

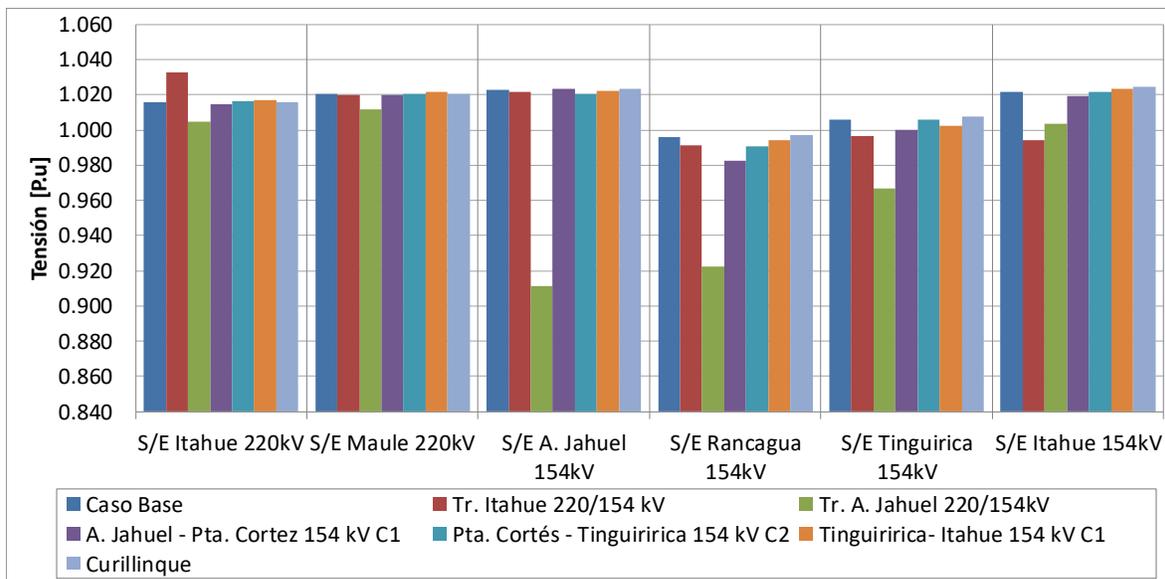


Figura 4.117. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E5 (Subárea 154 kV).

- c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E5.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los montos de generación de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

En la tabla siguiente se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subzona analizada, la contingencia más crítica corresponde a la falla del transformador de 220/154 kV de Alto Jahuel, donde se requiere de una reserva dinámica de 81 MVar, con una distribución tal que, la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales La Higuera y posteriormente Confluencia.

Tabla 4.113. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur 154 kV E5 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Gen	Falla	Tr. Itahue 220/154 kV		Tr. A. Jahuel 220/154kV		A. Jahuel - Pta. Cortez 154 kV C1		Tinguiririca- Itahue 154 kV C1		Pta. Cortés - Tinguiririca 154 kV C1	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Celco		0.5	1%	0.4	1%	0.1	1%	0.0	-1%	0.0	0%
Confluencia U1		2.4	7%	9.9	12%	1.4	12%	0.9	18%	-1.1	12%
Curillinque		7.5	21%	4.9	6%	0.7	6%	-0.5	-9%	-0.6	6%
El Paso U1		1.0	3%	4.0	5%	0.6	5%	0.4	7%	-0.4	5%
Embalse Ancoa U2		1.0	3%	1.3	2%	0.2	2%	-0.1	-2%	-0.1	1%
Isla U1		4.3	12%	2.9	4%	0.4	3%	-0.3	-5%	-0.3	4%
Isla U2		4.3	12%	2.9	4%	0.4	3%	-0.3	-5%	-0.3	4%
La Higuera U1		5.7	16%	23.1	29%	3.4	29%	2.2	42%	-2.6	28%
La Higuera U2		5.7	16%	23.1	29%	3.4	29%	2.2	42%	-2.6	28%
Nueva Aldea U1		0.0	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	1%
Nueva Aldea U3		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	1%
San Andrés U1		0.9	3%	3.7	5%	0.5	5%	0.4	7%	-0.4	5%
San Andrés U2		0.9	3%	3.7	5%	0.5	5%	0.4	7%	-0.4	5%
Viñales		0.9	2%	0.8	1%	0.1	1%	-0.1	-1%	-0.1	1%
<b>Total</b>		<b>35.0</b>	<b>100%</b>	<b>80.7</b>	<b>100%</b>	<b>11.7</b>	<b>100%</b>	<b>5.2</b>	<b>100%</b>	<b>-9.1</b>	<b>100%</b>

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por la subárea de 154 kV y la subárea de 500 y 220 kV (Externa), en ella se observa que para la contingencia de los transformadores de Alto Jahuel 220/154 kV y de Itahue 220/154 kV existe un aporte de “absorción” de potencia reactiva, esto se debe a la potencia que deja de aportar la subárea externa a través del transformador fallado.

Tabla 4.114. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen	Falla	Tr. Itahue	Tr. A. Jahuel	A. Jahuel - Pta.	Tinguiririca- Itahue	Pta. Cortés -
		220/154 kV	220/154kV	Cortez 154 kV C1	154 kV C1	Tinguiririca 154 kV C1
		$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar	$\Delta$ MVar
<b>Interno</b>		35.0	80.7	11.7	5.2	-9.1
<b>Externo</b>		-32.2	-12.4	7.2	0.2	6.3
<b>Total</b>		<b>2.7</b>	<b>68.3</b>	<b>18.9</b>	<b>5.4</b>	<b>-2.8</b>

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E4.

Para las barras críticas en cada uno de los sistemas se determinó la curva Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

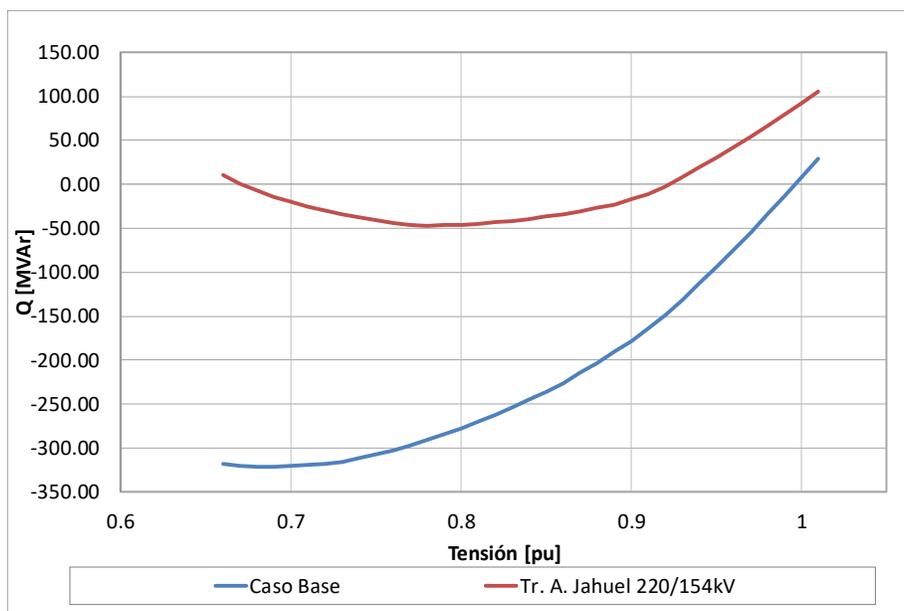


Figura 4.118. Curva QV en S/E Rancagua 154 kV en escenario E5.

Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.115. Descripción resultados Curva Q-V S/E Rancagua 154 kV E5 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
<b>Caso Base</b>	0.996	0.94 - 1.08	0.69
<b>Tr. A. Jahuel 220/154kV</b>	0.922	0.91 - 1.11	0.78

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Rancagua 154 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

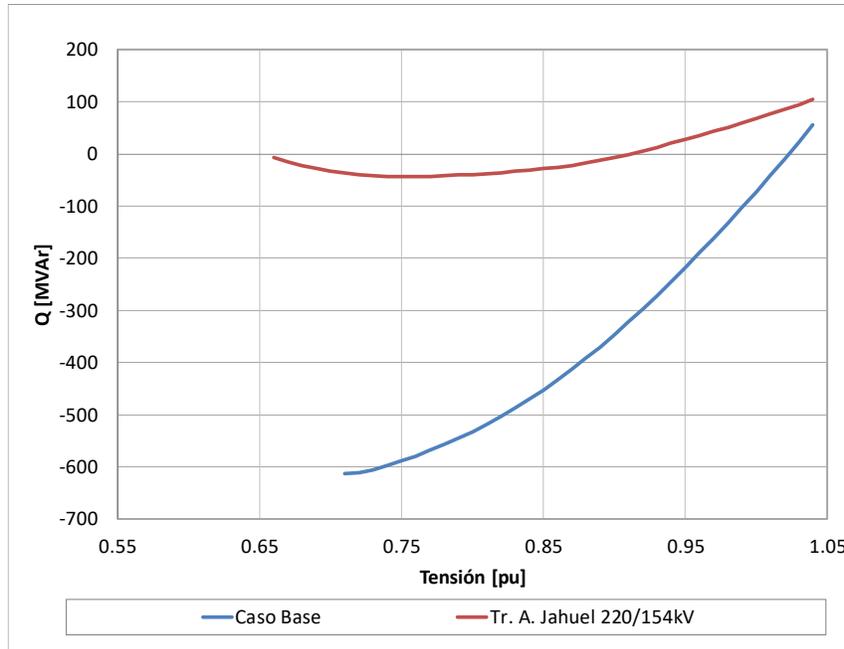


Figura 4.119. Curva QV en S/E Alto Jahuel 154 kV en escenario E5.

116. Los resultados del gráfico anterior se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 4.117. Descripción resultados Curva Q-V S/E Alto Jahuel 154 kV E5 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.023	0.94 - 1.08	0.74
Tr. A. Jahuel 220/154kV	0.912	0.91 - 1.11	<0.71

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Alto Jahuel 154 kV, tanto en operación normal como sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.5.4.3 Análisis de Resultados Escenario E7

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal (escenario base E7 demanda mínima) y post contingencias.

En este escenario considera el aporte base de los siguientes elementos de inyección o absorción de reactivos:

- Centrales de sector de La Higuera.
  - La Higuera U1
  - Confluencia U1
  - San Andrés U1
  - El Paso U1
- Centrales del sector Cipreses.

- Curillinque
- Isla U1

Este escenario posee condiciones favorables considerando el bajo nivel de demanda y alto nivel de generación, por lo que las contingencias no implican un requerimiento de potencia reactiva elevado, alcanzando valores de hasta 5 MVAR.

a) Tensiones Escenario E7

A continuación, se presentan las tensiones pre y post contingencia para las S/E más relevantes.

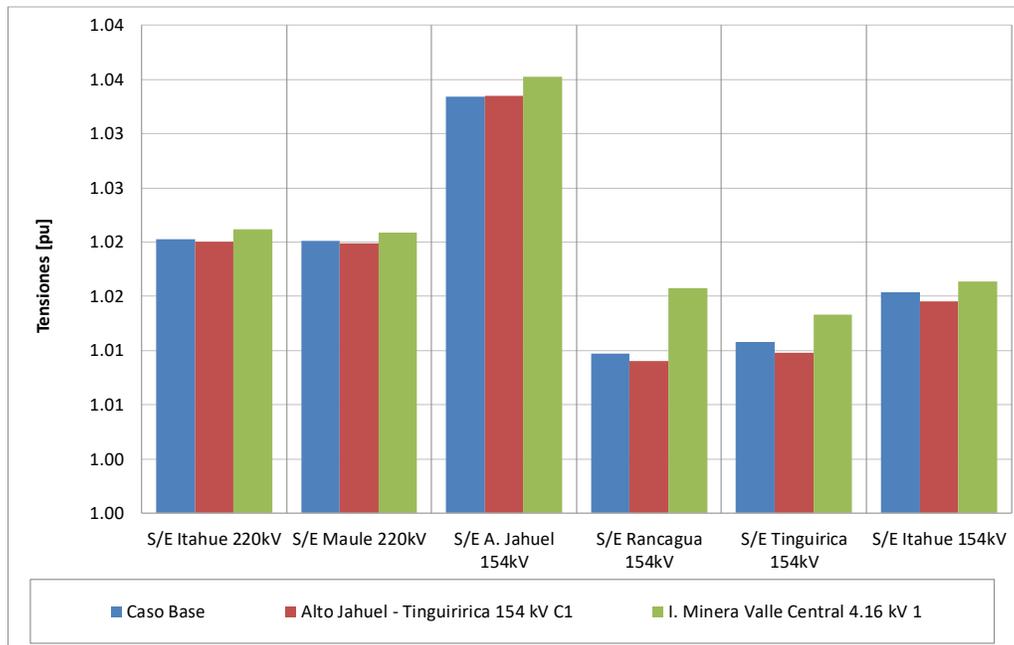


Figura 4.120. Tensión en barras ACT Centro-Sur E7 (Subárea 154 kV).

La contingencia que significa un mayor aumento de las tensiones corresponde a la mayoría de las barras analizadas corresponde a la desconexión de I. Minera Valle Central.

**4.5.4.4 Verificación del Comportamiento Dinámico**

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, los que corresponden al E5 para inyección y E3 para absorción de potencia reactiva, se simuló la aplicación de la contingencia que derivó dicho requerimiento. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para las contingencias, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.118. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro-Sur, subárea de 154 kV.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont. [MW]	$\xi (\geq 5\%)$	Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	Vmín. $\geq 0.7$	V >0.8 en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	$f \geq 48.3$ Hz
Desc. Tr. A.Jahuel 220/154 kV	E5	Punta Cortés - Tinguiririca 154 kV C1	147.5	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Falla 2F-T Línea Punta Cortés - Tinguiririca 154 kV C1	E3	Tinguiririca - Itahue 154 kV C1	18.7	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más crítica de la subárea se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

#### 4.5.4.5 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la tabla siguiente se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea de 154 kV del ACT Centro - Sur respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.119. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de 154 kV del ACT Centro - Sur

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E5	E3
Demanda de la zona (MW)	803	907
Generación de la zona (MW)	476	405
Contingencia más crítica en la zona	Tr. A. Jahuel 220/154 kV	Pta. Cortés - Tinguiririca 154 kV C1
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	80.7	-10.7
Distribución	La Higuera U1 y U2: 29% Confluencia U1: 12%	La Higuera U1: 42% Confluencia U2: 18%

Para estos escenarios en la siguiente figura se resumen las sensibilidades  $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$  para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal.

De la figura se observa que, para el sistema de 154 kV en los escenarios más exigentes de inyección y absorción de potencia reactiva, la subestación que presenta un mayor control basado en las

efectividades de los elementos de CT de la subárea es Tinguiririca 154 kV y la que posee menor control interno es la S/E Alto Jahuel 154 kV. Los elementos que entregan mayores efectividades en todas las subestaciones son la central La Higuera, Confluencia, San Ignacio, Curillinke e Isla.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

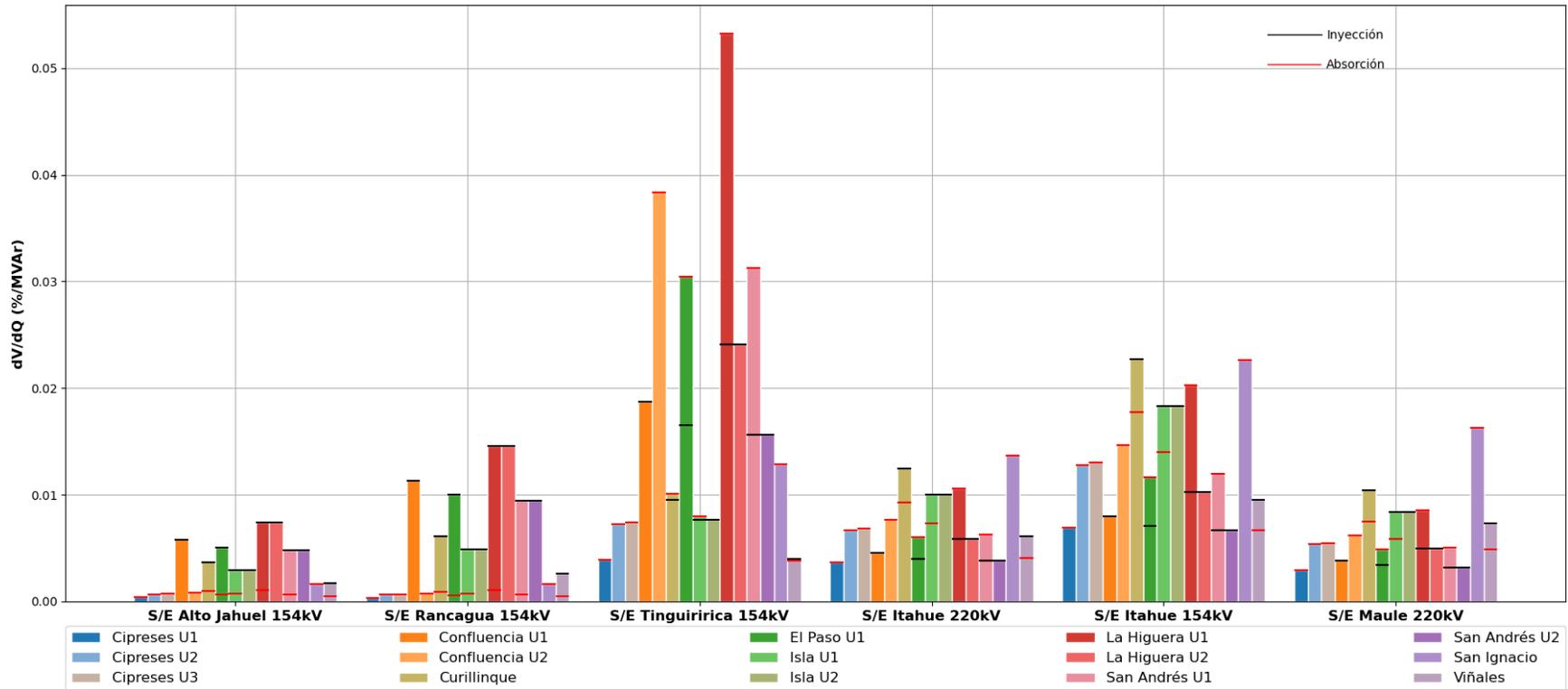


Figura 4.121. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 154 kV.

#### **4.5.5 Subárea Concepción**

##### **4.5.5.1 Escenarios analizados**

En esta subárea los principales recursos de control de tensión para el horizonte del Estudio corresponden a la unidad 2 de la central Bocamina y al proyecto de generación MAPA, mientras que el resto del soporte proviene de la S/E Charrúa, por lo tanto, como el objetivo es analizar la capacidad y suficiencia de recursos dentro de la subárea, para demanda alta se analizan un escenario en el que se considera la unidad 2 de la central Bocamina en servicio y otro escenario en el que está fuera servicio.

Cabe destacar que para los escenarios analizados no se considera en servicio la unidad 1 de la Central Bocamina.

##### **4.5.5.2 Análisis de Resultados Escenario E3**

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- 1x40 MVar CCEE S/E San Vicente 154kV
- 1x20 MVar CCEE transformador 220/154 S/E Concepción.
- 1x20 MVar CCEE en S/E Coronel 66 kV.
- Central Petropower
- Central MAPA
- Central Bocamina U2

El detalle de despacho de unidades de generación se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras de la zona Concepción, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

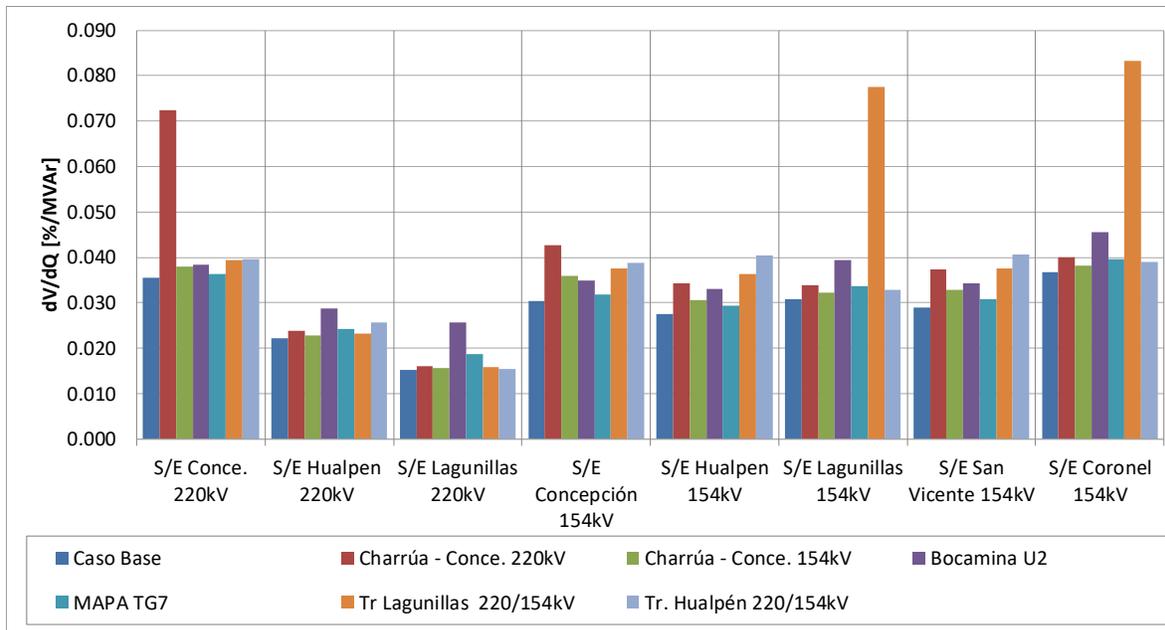


Figura 4.122. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E3.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia, la barra más débil corresponde a la de la S/E Coronel 154 kV, para la falla del transformador de Lagunillas 220/154 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220kV y 154kV se presentan a continuación:

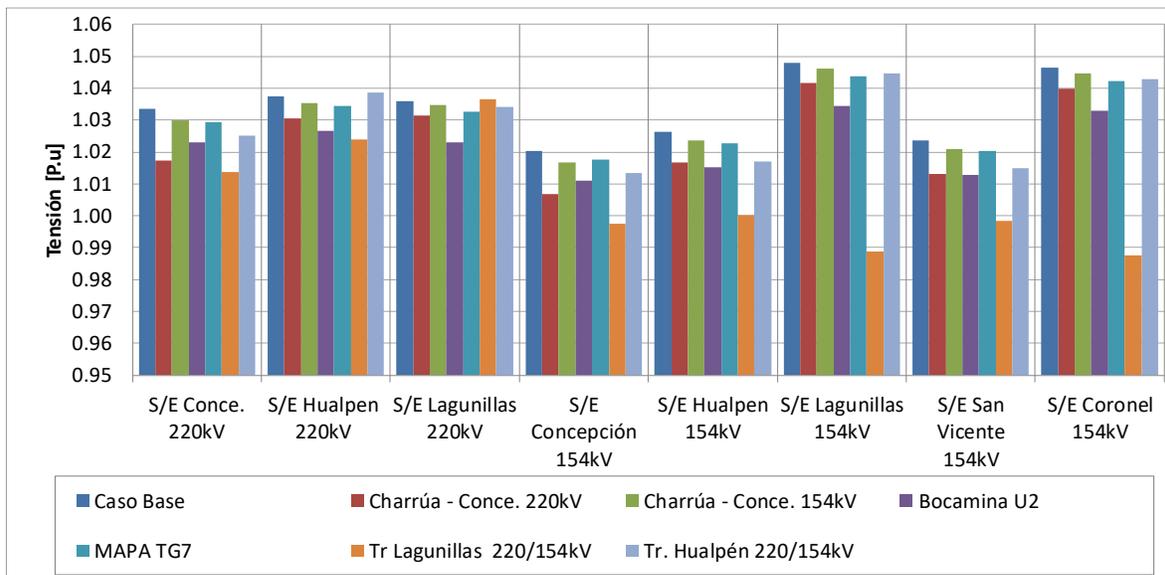


Figura 4.123. Tensión en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E3.

#### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los montos de generación de potencia reactiva de régimen

permanente para los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Tabla 4.120. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Concepción, escenario E3 para diversas contingencias.

Gen \ Falla		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
		Charrúa - Conce. 220kV		Charrúa - Conce. 154kV		Bocamina U2		Tr. Hualpén 220/154kV		Conce. - A. de Ribera 154 kV		Hualpen - Lagunillas 220 kV	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
<b>Bocamina U2</b>		12.3	60%	3.3	60%	0.0	0%	5.5	52%	-13.7	60%	9.8	95%
<b>PetroPower</b>		2.6	13%	0.7	13%	3.1	16%	2.5	24%	-3.1	13%	0.6	5%
<b>MAPA TG7</b>		5.6	27%	1.5	27%	15.7	84%	2.5	24%	-6.2	27%	0.0	0%
<b>Total</b>		<b>20.5</b>	<b>100%</b>	<b>5.6</b>	<b>100%</b>	<b>18.8</b>	<b>100%</b>	<b>10.4</b>	<b>100%</b>	<b>-23.0</b>	<b>100%</b>	<b>10.4</b>	<b>100%</b>

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión de la línea 1x154kV Concepción – Alonso de Ribera, que implica una pérdida de aproximadamente 90 MW de consumo, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de - 23MVar en la zona, los cuales provienen principalmente desde Central Bocamina U2. Por otro lado, la contingencia que genera un mayor requerimiento de potencia reactiva de inyección es la falla de la línea Charrúa-Concepción 220 kV, con un requerimiento de 21 MVar, aporte que también proviene principalmente desde la unidad 2 de Bocamina.

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por la subárea de Concepción y la subárea de 500 y 220 kV (Externa), en ella se puede observar un aporte importante de potencia reactiva desde el resto del ACT.

Tabla 4.121. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E3.

Gen \ Falla		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas					
		Charrúa - Conce. 220kV	Charrúa - Conce. 154kV	Bocamina U2	Tr. Hualpén 220/154kV	Conce. - A. de Ribera 154 kV	Hualpen - Lagunillas 220 kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
<b>Requerimiento Interno</b>		20.5	5.6	18.8	10.4	-23.0	10.4
<b>Aporte Externo</b>		6.3	4.7	-0.5	13.2	-20.8	4.8
<b>Total</b>		<b>26.8</b>	<b>10.2</b>	<b>18.3</b>	<b>23.6</b>	<b>-43.8</b>	<b>19.6</b>

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la barra Coronel 154 kV (Barra más débil pre y post contingencia), se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

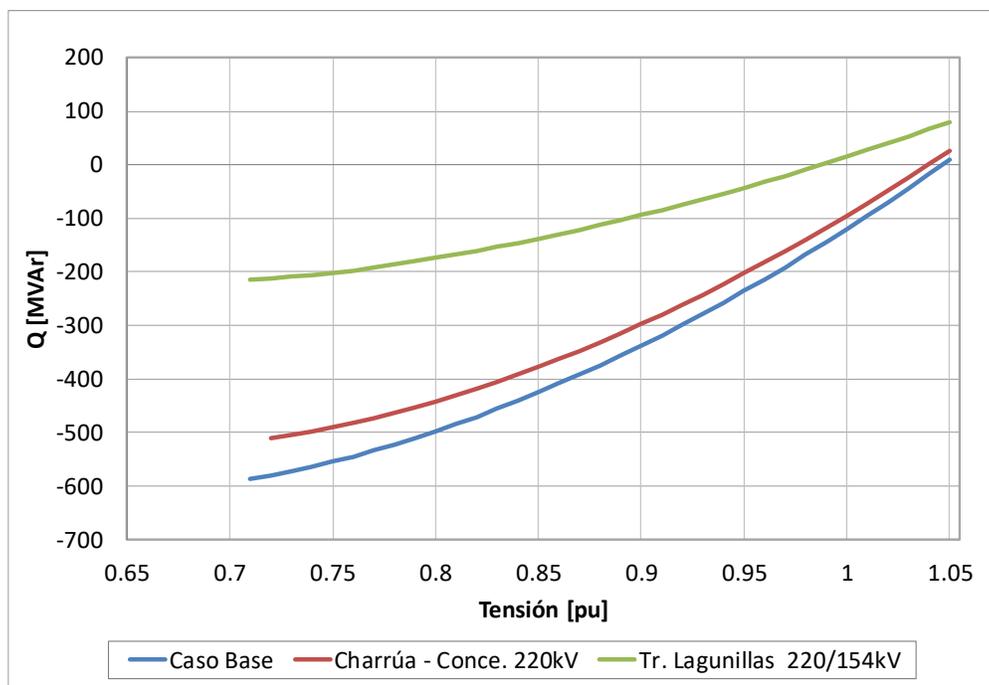


Figura 4.124. Curvas Q-V en S/E Coronel 154kV, escenario E3.

Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.122. Descripción resultados Curva Q-V S/E Coronel 154, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.046	0.94 - 1.08	< 0.81
Charrúa - Conce. 220kV	1.045	0.91 - 1.1	< 0.81
Tr. Lagunillas 220/154kV	1.043	0.91 - 1.1	< 0.81

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la S/E Coronel 154 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.5.5.3 Análisis de resultados Escenario E4

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- 1x20 MVar CCEE S/E Concepción 154kV
- 1x40 MVar CCEE S/E San Vicente 154kV

- Central Petropower
- Central MAPA

El detalle de despacho de unidades de generación se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico siguiente muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVar], para las distintas barras de la zona Concepción, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

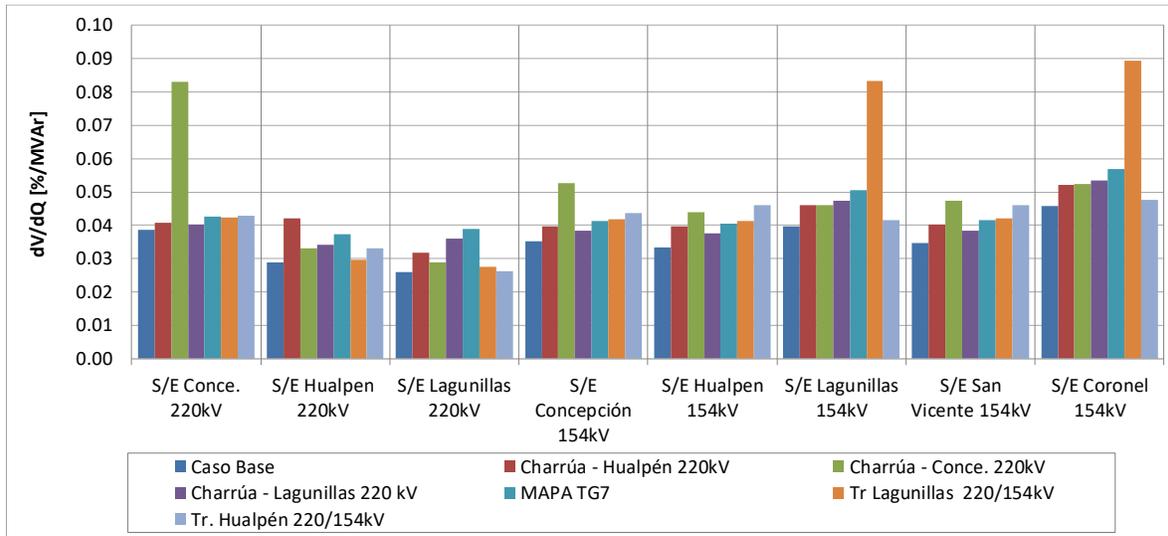


Figura 4.125. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E4.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia, la barra más débil corresponde a la de la S/E Coronel 154kV, para la falla del transformador de Lagunillas 220/154 kV.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220kV y 154kV se presentan a continuación:

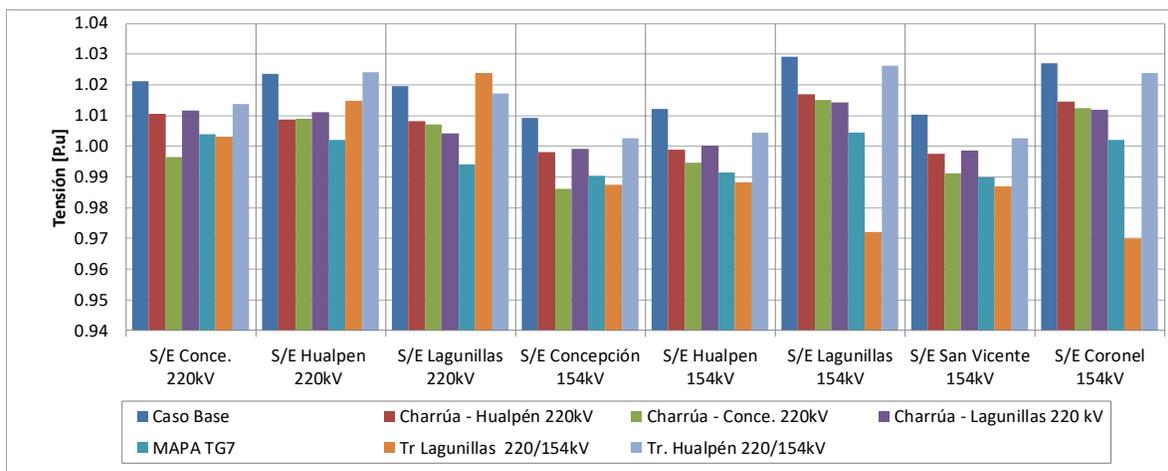


Figura 4.126. Tensión en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E4.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por diferencia entre los montos de generación de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Tabla 4.123. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la zona Concepción, escenario E4 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas													
Gen	Falla	Charrúa - Hualpén 220kV		Charrúa - Conce. 220kV		Charrúa - Lagunillas 220 kV		MAPA TG7		Tr. Hualpén 220/154kV		Charrúa - Conce. 154kV	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
MAPA TG7		13.7	79%	15.2	76%	18.6	85%	0.0	0%	2.9	57%	6.1	74%
PetroPower		3.6	21%	4.8	24%	3.3	15%	5.7	100%	2.2	43%	2.2	26%
<b>Total</b>		<b>17.3</b>	<b>100%</b>	<b>20.0</b>	<b>100%</b>	<b>21.9</b>	<b>100%</b>	<b>5.7</b>	<b>100%</b>	<b>5.1</b>	<b>100%</b>	<b>8.3</b>	<b>100%</b>

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión de la línea 1x220kV Charrúa - Lagunillas, cuyo requerimiento es de 22 MVar en la zona, los cuales provienen principalmente desde Central MAPA.

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por la subárea de Concepción y la subárea de 500 y 220 kV (Externa), en ella se puede observar un aporte importante de potencia reactiva desde el resto del ACT.

Tabla 4.124. Requerimientos internos y aportes externos para Diversas Contingencias en escenario E4.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas							
Gen	Falla	Charrúa - Hualpén 220kV	Charrúa - Conce. 220kV	Charrúa - Lagunillas 220 kV	MAPA TG7	Tr. Hualpén 220/154kV	Charrúa - Conce. 154kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
<b>Requerimiento Interno</b>		17.3	20.0	21.9	5.7	5.1	8.3
<b>Aporte Externo</b>		16.1	24.6	6.7	54.5	11.4	11.9
<b>Total</b>		<b>33.5</b>	<b>44.7</b>	<b>28.7</b>	<b>60.2</b>	<b>16.5</b>	<b>20.2</b>

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para la S/E Coronel 154 kV (Barra más débil pre y post contingencia), se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

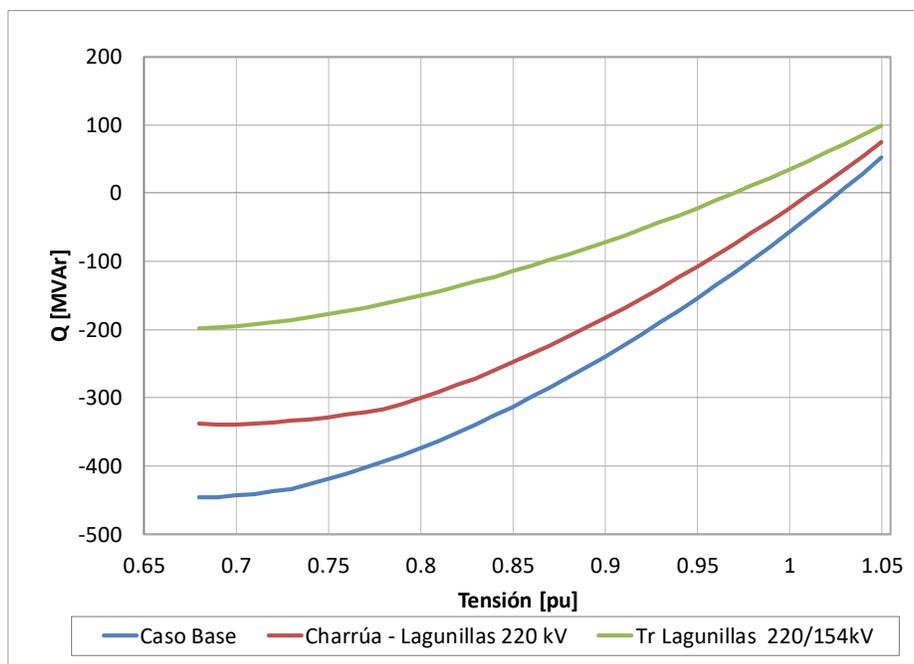


Figura 4.127. Curvas Q-V en S/E Coronel 154 kV, escenario E4.

Los resultados de la figura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.125. Descripción resultados Curva Q-V S/E Coronel 154 kV subárea Concepción, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.027	0.94 - 1.08	< 0.68
Charrúa - Lagunillas 220 kV	1.012	0.91 - 1.1	0.69
Tr Lagunillas 220/154kV	0.970	0.91 - 1.1	< 0.68

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la S/E Coronel 154 kV, tanto en operación normal como sujeto ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.5.5.4 Análisis de Resultados Escenario E7

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal (escenario base E7 demanda mínima) y post contingencias.

En este escenario considera el aporte base de los siguientes elementos de inyección o absorción de reactivos:

- 1x20 MVar CCEE S/E Concepción 154kV
- Central MAPA
- Central Petropower

a) Tensiones Escenario E7

A continuación, se presentan las tensiones pre y post contingencia para las S/E más relevantes.

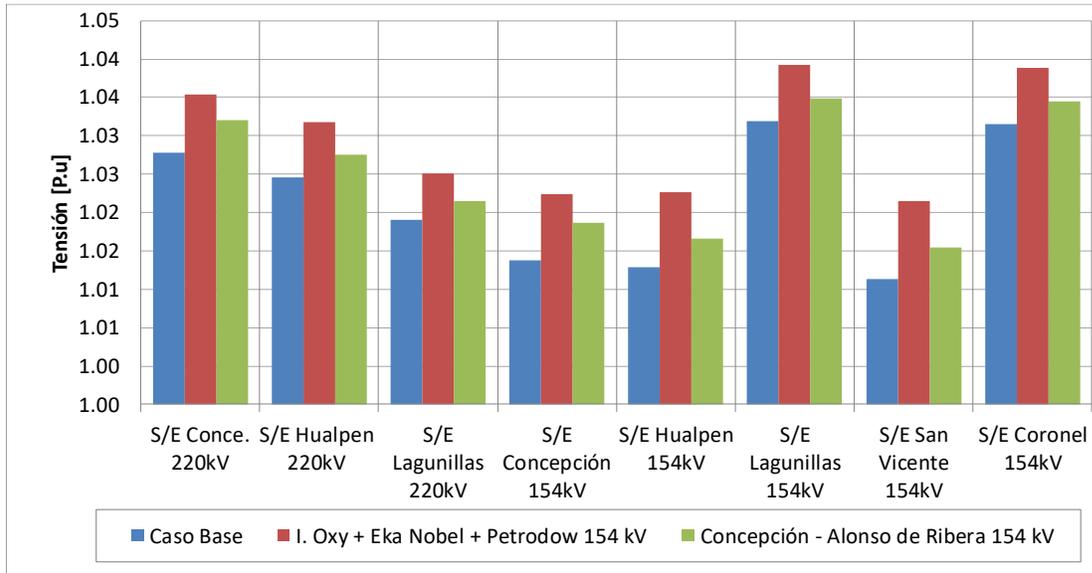


Figura 4.128. Tensión en barras ACT Centro-Sur subárea Concepción E7.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

El aporte de las centrales despachadas es el siguiente:

Tabla 4.126. Requerimientos internos para diversas contingencias en escenario E7

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas							
Gen	Falla	I. Oxy + Eka Nobel + Petrodow 154 kV		Concepción - Alonso de Ribera 154 kV		MAPA	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
MAPA TG7		-7.2	73%	-2.9	74%	0.0	0%
PetroPower		-2.7	27%	-1.0	26%	-1.7	100%
<b>Total</b>		<b>-9.9</b>	<b>100%</b>	<b>-4.0</b>	<b>100%</b>	<b>-1.7</b>	<b>100%</b>

En la tabla anterior se puede observar que para afrontar la desconexión del consumo “I. Oxy + Eka Nobel + Petrodow 154 kV” se requiere de un margen dinámico de potencia reactiva para absorción de 10 MVar en la zona, con una distribución tal que, la mayor parte de los excedentes de potencia reactiva son absorbidos por la Central MAPA.

En la siguiente tabla se observa un resumen de los aportes entregados por la subárea de Concepción y la subárea de 500 y 220 kV (Externa), en ella se puede observar un aporte importante de potencia reactiva desde el resto del ACT.

Tabla 4.127. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E7.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas							
Gen	Falla	I. Oxy + Eka Nobel + Petrodow 154 kV		Concepción - Alonso de Ribera 154 kV		MAPA	
		$\Delta$ MVar	%	$\Delta$ MVar	%	$\Delta$ MVar	%
Interno		-9.9	38%	-4.0	36%	-1.7	17%
Externo		-16.3	62%	-7.2	64%	-8.5	83%
Total		-26.2	100%	-11.1	100%	-10.2	100%

#### 4.5.5.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, los que corresponden al E4 para inyección y E3 para absorción de potencia reactiva, se simuló la aplicación de la contingencia que derivó dicho requerimiento. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

Para las contingencias, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.128. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro-Sur, subárea Concepción.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont. [MW]	$\xi (\geq 5\%)$	Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	V mín. $\geq 0.7$	V $>0.8$ en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	$f \geq 48.3$ Hz
Falla 2F-T Línea Charrúa - Lagunillas 220 kV	E4	Charrúa - Concepción 220 kV	169.5	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Falla 2F-T Línea Concepción Alonso de Ribera 154 kV	E3	Charrúa - Concepción 220 kV	61.4	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más crítica de la subárea se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

#### 4.5.5.6 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la tabla siguiente se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea de Concepción del ACT Centro - Sur respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (aquél que deriva de la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia) y los correspondientes requerimientos de reactivos, con una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.129. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de 154 kV del ACT Centro - Sur

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E4	E3
Demanda de la zona (MW)	652	605
Generación de la zona (MW)	229	475
Contingencia más crítica en la zona	Charrúa - Lagunillas 220kV	Conce. - A. de Ribera 154 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVAR)	21.9	-23
Distribución	Mapa TG7: 85% Petropower: 15%	Bocamina U2: 60% Mapa TG7: 27% Petropower: 13%

Para estos escenarios en la siguiente figura se resumen las sensibilidades  $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$  para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal.

De la figura se observa que, para el caso más exigente de inyección de potencia reactiva centrales que poseen una mayor efectividad son Bocamina y Petropower, mientras que en el caso de absorción en el que la central Bocamina está fuera de servicio, la central MAPA es la más efectiva para el sector de Lagunillas y Hualpén 220 kV y Petropower es más efectivo en el sector más cercano a la S/E Concepción.

El listado de prioridades de recursos para esta subárea para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

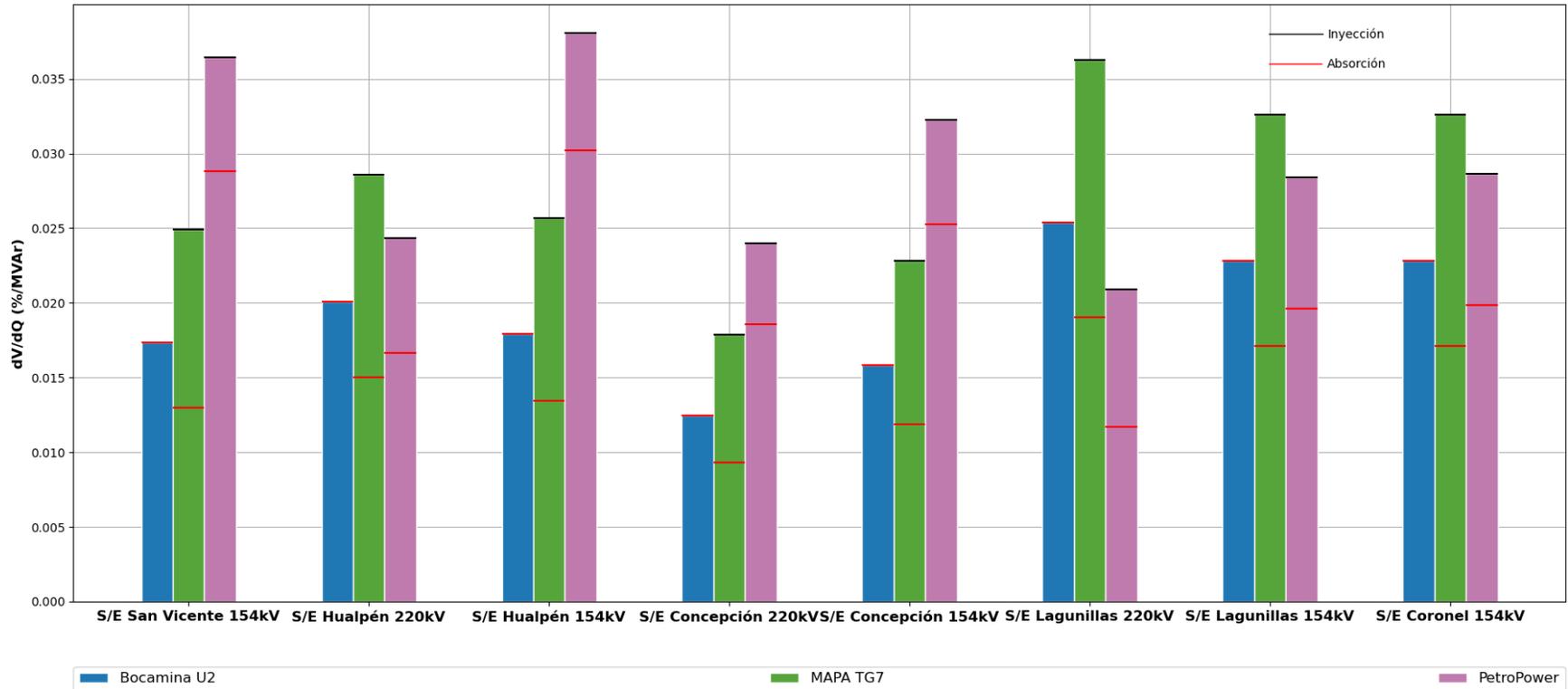


Figura 4.129. Sensibilidad  $dV/dQ$  en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 154 kV.

## 4.6 Área de CT 5: Sur

### 4.6.1 Escenarios analizados

Los escenarios de operación utilizados para los análisis y las simulaciones de la zona Sur se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.130. Escenarios de operación para el análisis ACT 5.

Escenario	Consumo ACT (MW)	Generación ACT (MW)	Generación ERNC ACT (MW)
E4	690	318	33
E7	250	268	5

### 4.6.2 Contingencias Simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Falla CER Puerto Montt
- Falla Central Canutillar U1
- Falla Central Planta Valdivia
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Cautín – Ciruelos
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Ciruelos – Valdivia
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Valdivia – El Laurel
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV El Laurel – Pichirropulli
- Falla de circuito N°2 línea 2x220kV Pichirropulli – Rahue (Central Tucatayo)
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Rahue – Puerto Montt (PE Aurora)
- Falla de circuito N°2 línea 2x220kV Ciruelos – Pichirropulli

### 4.6.3 Análisis de resultados Escenario 4 ACT 5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Central Canutillar U1
- Central Canutillar U2
- Central Pilmaiquen U1
- Central Pilmaiquen U2
- Central Rucatayo
- Central Planta Valdivia
- CER Puerto Montt

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERNC se encuentra en la sección de Anexos.

a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico que se presenta a continuación muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVAR], para las distintas barras de la Zona Sur, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

En el gráfico se puede observar que, en operación normal y/o post contingencia, las barras más débiles del ACT Sur son la S/E Valdivia 220kV, S/E Puerto Montt 220kV y S/E Chiloé 220kV. Dentro del grupo de contingencias analizadas, la que produce la mayor sensibilidad en la tensión corresponde a la salida de servicio del CER de Puerto Montt.

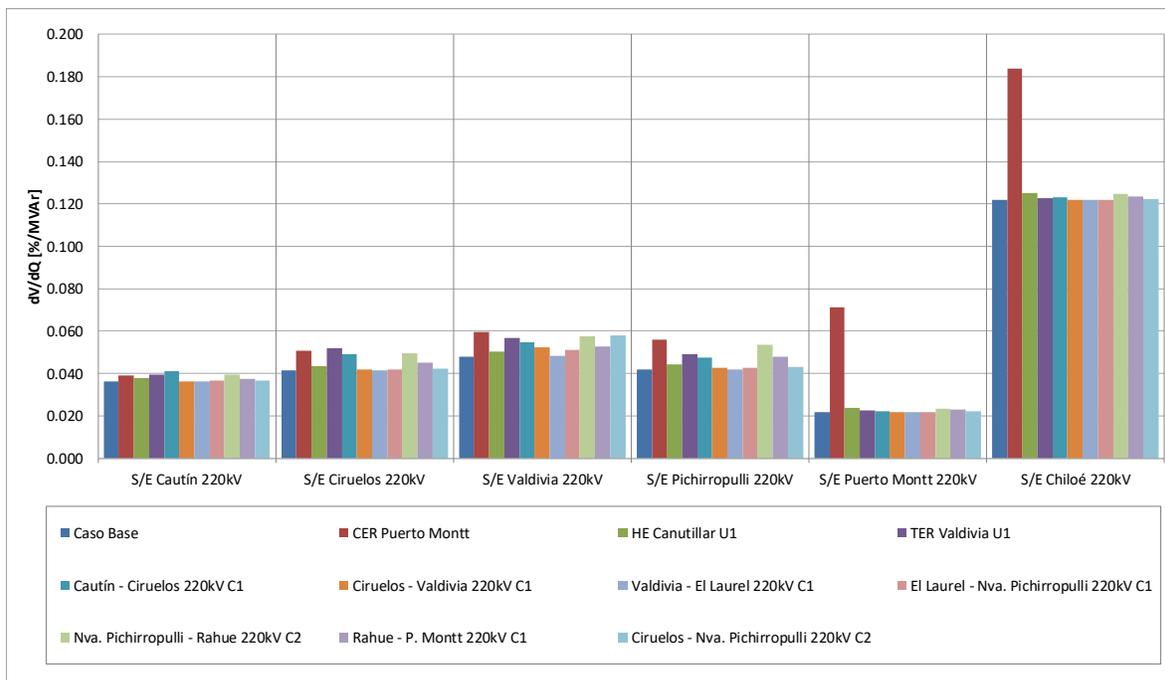


Figura 4.130. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV área de CT Sur E4.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220kV para las distintas barras del ACT Sur, se presentan a continuación:

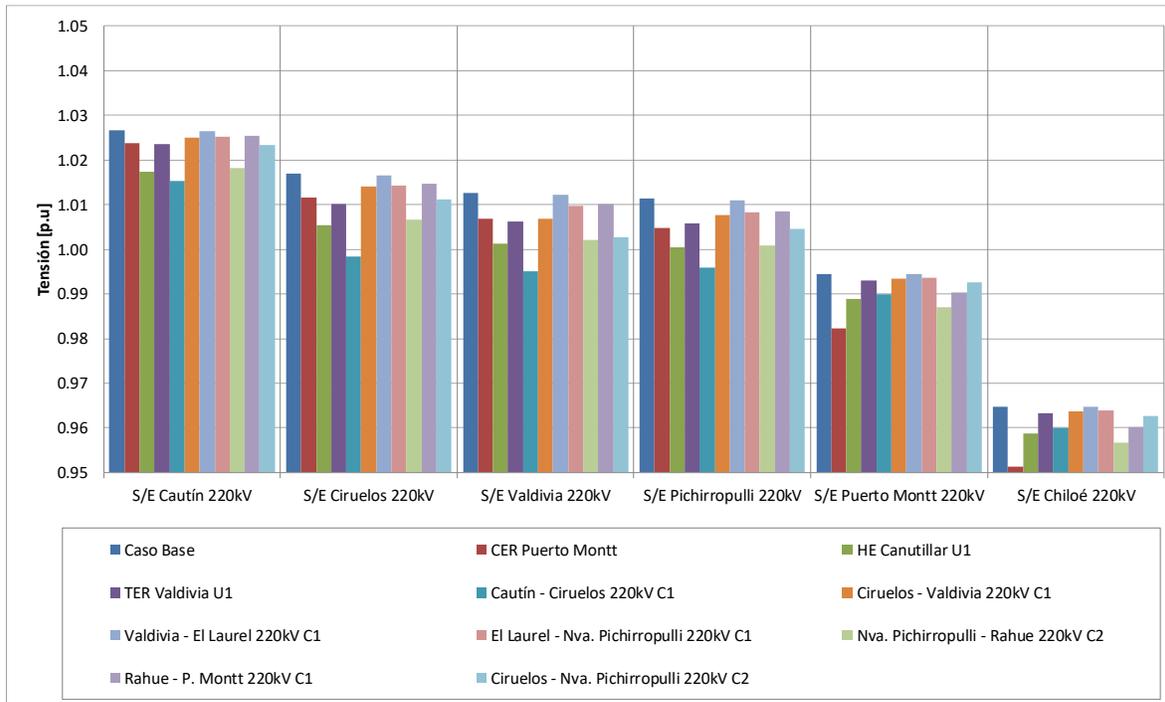


Figura 4.131. Tensión en barras de 220kV área de CT Sur E4.

#### b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En la siguiente tabla, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT Sur inyecten reactivos hacia el sistema, mientras que en color rojo se destacan las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT Sur absorban reactivos desde el sistema.

Tabla 4.131. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Sur, escenario E4 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																					
Gen	Falla	CER Puerto Montt		HE Canutillar U1		TER Valdivia U1		Cautín - Ciruelos 220kV C1		Ciruelos - Valdivia 220kV C1		Valdivia - El Laurel 220kV C1		El Laurel - Nva. Pichirropulli 220kV C1		Nva. Pichirropulli - Rahue 220kV C2		Rahue - P. Montt 220kV C1		Ciruelos - Nva. Pichirropulli 220kV C2	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
	<b>Canutillar U1</b>	5.0	29%	0.0	0%	1.2	14%	1.8	5%	0.4	6%	0.0	6%	0.4	6%	3.0	8%	1.7	9%	0.8	6%
	<b>Canutillar U2</b>	5.0	29%	4.4	13%	1.2	14%	1.8	5%	0.4	6%	0.0	6%	0.4	6%	3.0	8%	1.7	9%	0.8	6%
	<b>Pilmaiquen U1</b>	0.4	3%	0.5	2%	0.2	2%	0.7	2%	0.1	2%	0.0	2%	0.1	2%	1.1	3%	0.1	0%	0.3	2%
	<b>Pilmaiquen U2</b>	0.4	3%	0.5	2%	0.2	2%	0.7	2%	0.1	2%	0.0	2%	0.1	2%	1.1	3%	0.1	0%	0.3	2%
	<b>Rucatayo</b>	3.6	21%	4.5	14%	1.7	19%	5.2	16%	1.2	18%	0.1	16%	1.0	17%	0.0	0%	1.5	8%	2.2	17%
	<b>Valdivia</b>	2.5	15%	5.5	17%	0.0	0%	9.0	27%	1.4	20%	0.1	26%	1.2	21%	5.0	14%	1.1	6%	2.8	22%
	<b>CER Puerto Montt</b>	0.0	0%	17.5	53%	4.3	48%	13.8	42%	3.2	46%	0.2	43%	2.7	46%	23.2	64%	13.0	68%	5.9	45%
	<b>Total</b>	<b>16.9</b>	<b>100%</b>	<b>33.0</b>	<b>100%</b>	<b>8.8</b>	<b>100%</b>	<b>33.0</b>	<b>100%</b>	<b>7.0</b>	<b>100%</b>	<b>0.5</b>	<b>100%</b>	<b>5.9</b>	<b>100%</b>	<b>36.4</b>	<b>100%</b>	<b>19.2</b>	<b>100%</b>	<b>13.0</b>	<b>100%</b>

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Gen	Falla	CER Puerto Montt	HE Canutillar U1	TER Valdivia U1	Cautín - Ciruelos 220kV C1	Ciruelos - Valdivia 220kV C1	Valdivia - El Laurel 220kV C1	El Laurel - Nva. Pichirropulli 220kV C1	Nva. Pichirropulli - Rahue 220kV C2	Rahue - P. Montt 220kV C1	Ciruelos - Nva. Pichirropulli 220kV C2
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
	<b>Aporte Interno</b>	16.9	33.0	8.8	33.0	7.0	0.5	5.9	36.4	19.2	13.0
	<b>Aporte Externo</b>	5.4	7.6	8.4	20.8	3.0	0.3	2.7	5.7	2.3	6.0
	<b>Total</b>	<b>22.4</b>	<b>40.6</b>	<b>17.1</b>	<b>53.8</b>	<b>10.0</b>	<b>0.8</b>	<b>8.6</b>	<b>42.1</b>	<b>21.4</b>	<b>19.0</b>

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia más crítica corresponde a la desconexión de la línea Nueva Pichirropulli – Rahue 220kV C2 (con pérdida de la Central Rucatayo), evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de ~ 36 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt en un 64%, Central Planta Valdivia en 14%, Central Canutillar U1 y U2 en un 16%, mientras que el aporte externo proveniente desde el ACT Centro Sur es de ~ 6 MVar.

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil

Para las barras Valdivia 220kV, Puerto Montt 220kV y Chiloé 220kV (Barras más débil pre y post contingencia), se determinaron las curvas Q-V, de manera de poder verificar que las tensiones de pre y post contingencia (en régimen permanente) permanecen dentro de los rangos de tensión aceptables en estado normal y estado de alerta respectivamente.

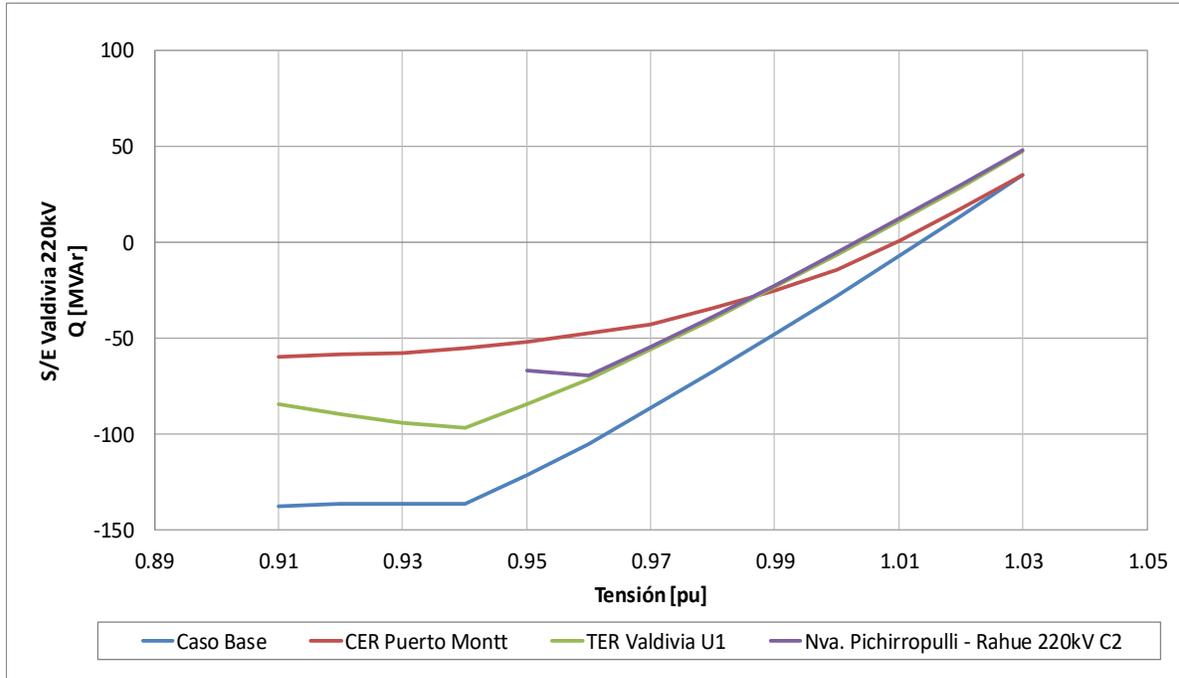


Figura 4.132. Curvas Q-V en S/E Valdivia 220kV, escenario E4.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
<b>Caso Base</b>	1.013	0.98 - 1.09	< 0.91
<b>CER Puerto Montt</b>	1.007	0.96 - 1.11	< 0.91
<b>TER Valdivia U1</b>	1.006	0.96 - 1.11	< 0.93
<b>Nva. Pichirropulli - Rahue 220kV C2</b>	1.002	0.96 - 1.11	< 0.95

Tabla 4.132. Descripción resultados Curva Q-V S/E Valdivia 220kV área CT Sur, escenario E4.

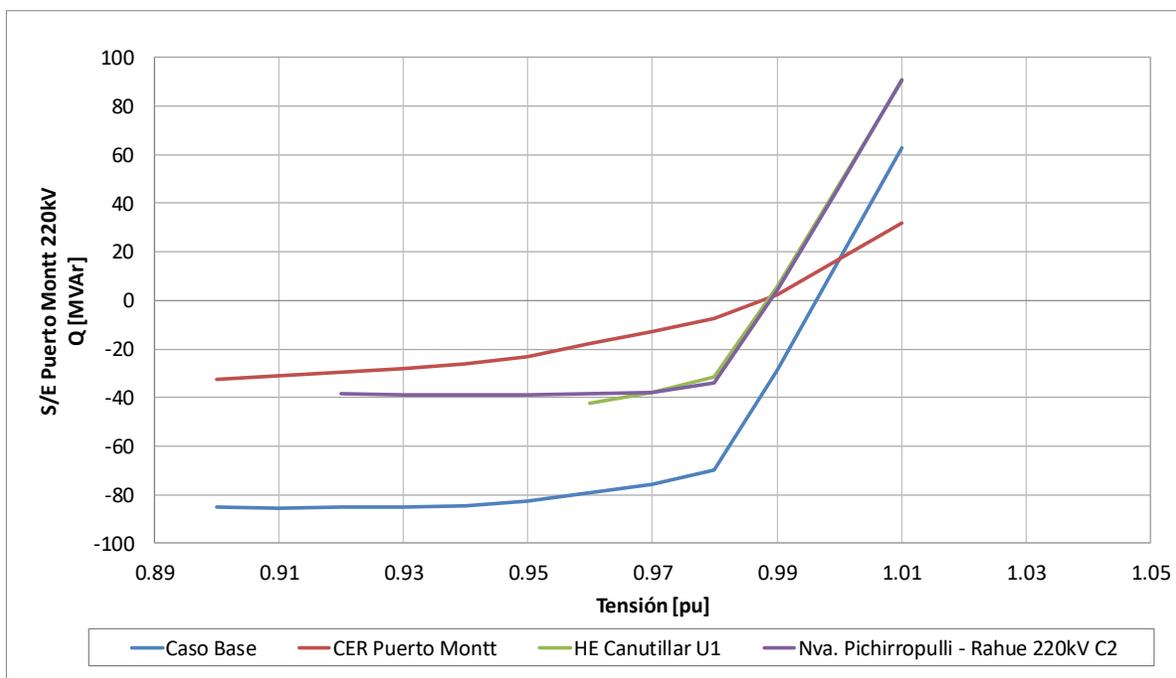


Figura 4.133. Curvas Q-V en S/E Puerto Montt 220kV, escenario E4.

Los resultados de la figura anterior se resumen en la siguiente tabla:

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
<b>Caso Base</b>	0.994	0.98 - 1.09	< 0.91
<b>CER Puerto Montt</b>	0.982	0.96 - 1.11	< 0.90
<b>HE Canutillar U1</b>	0.989	0.96 - 1.11	< 0.96
<b>Nva. Pichirropulli - Rahue 220kV C2</b>	0.987	0.96 - 1.11	< 0.94

Tabla 4.133. Descripción resultados Curva Q-V S/E Puerto Montt 220kV área CT Sur, escenario E4.

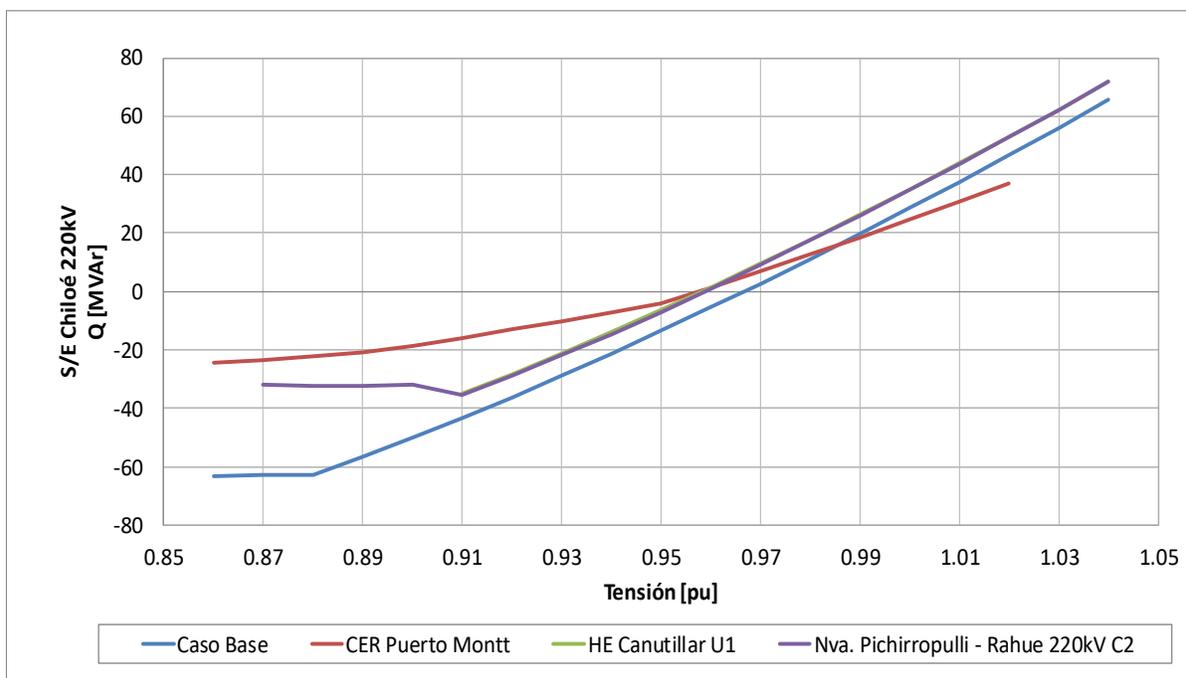


Figura 4.134. Curvas Q-V en S/E Chiloé 220kV, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	0.965	0.99 - 1.10	< 0.86
CER Puerto Montt	0.951	0.97 - 1.12	< 0.86
HE Canutillar U1	0.959	0.97 - 1.12	< 0.91
Nva. Pichirropulli - Rahue 220kV C2	0.957	0.97 - 1.12	< 0.91

Tabla 4.134. Descripción resultados Curva Q-V S/E Puerto Montt 220kV área CT Sur, escenario E4.

De las tablas y gráficos anteriores, se puede concluir que las tensiones en las barras de la S/E Valdivia 220kV, S/E Puerto Montt 220kV y S/E Chiloé 220kV, tanto en operación normal del SEN como este sujeto a contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables de operación. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

#### 4.6.4 Análisis de resultados Escenario 7 ACT 5

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias.

Este escenario considera el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

- Central Canutillar U1
- Central Canutillar U2
- Central Licán
- Central Pilmaiquen U1
- Central Pilmaiquen U2
- Central Pilmaiquen U3
- Central Pilmaiquen U4
- Central Pullinque U1
- Central Pullinque U2
- Central Rucatayo
- CER Puerto Montt

El detalle de despacho de unidades de generación sincrónica y ERV se encuentra en la sección de Anexos.

##### a) Sensibilidad Flujo de Potencia

El gráfico que se presenta a continuación muestra la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ( $dV/dQ$ ) en [%/MVAR], para las distintas barras de la Zona Sur, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

En el gráfico se puede observar que, en operación normal y/o post contingencia, las barras más débiles del ACT Sur son la S/E El Laurel 220kV, S/E Puerto Montt 220kV y S/E Chiloé 220kV. Dentro del grupo de contingencias analizadas, la que produce la mayor sensibilidad en la tensión en las barras Puerto Montt 220kV y Chiloé 220 kV, corresponde a la salida de servicio del CER de Puerto Montt, mientras que para la barra El Laurel 220 kV, corresponde a la salida de servicio del circuito N°1 de la línea Valdivia – El Laurel 220kV.

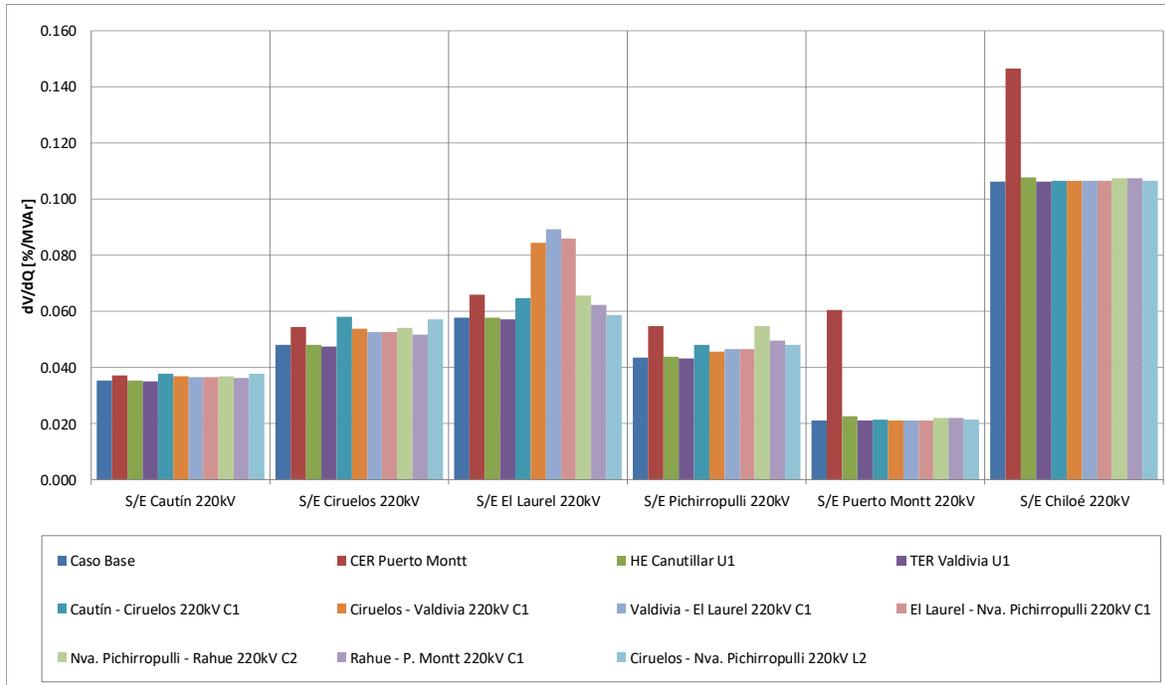


Figura 4.135. Sensibilidad de tensión ( $dV/dQ$ ) en barras de 220kV área de CT Sur E7.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220kV para las distintas barras del ACT Sur, se presentan a continuación:

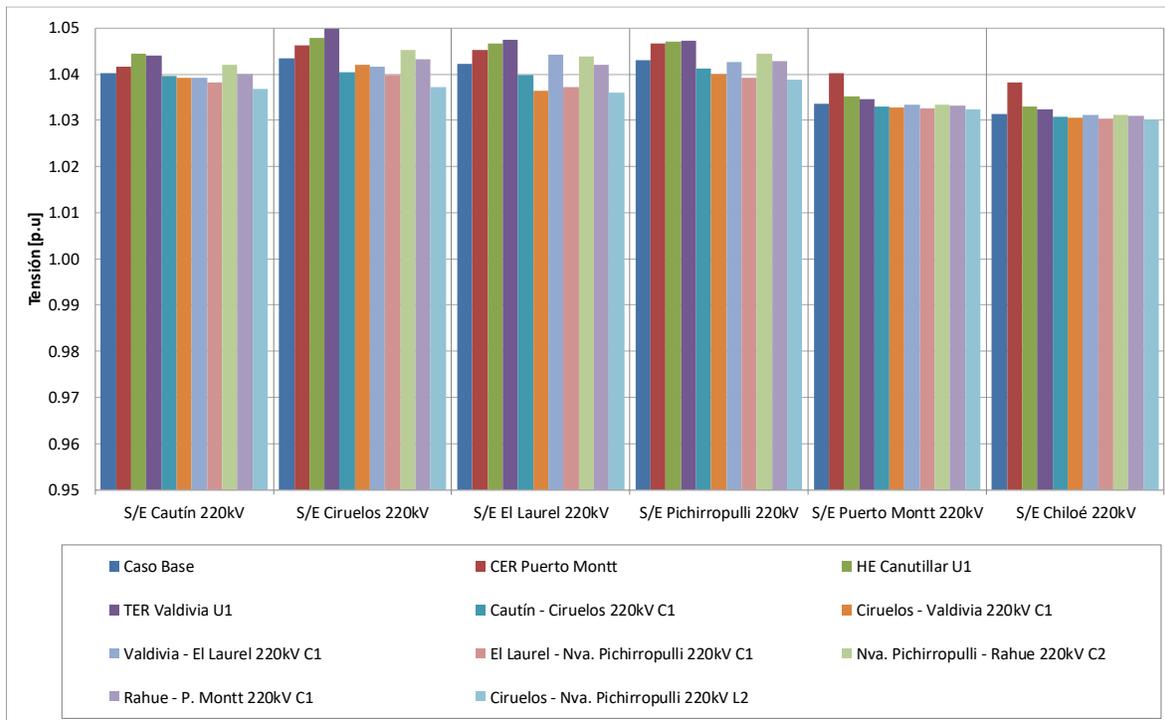


Figura 4.136. Tensión en barras de 220kV área de CT Sur E7.

## b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las distintas contingencias estudiadas, la cual se determinó por diferencia entre los despachos de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia, estado normal y estado de alerta respectivamente. Además, se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva.

En la siguiente tabla, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos presentes en el ACT Sur inyecten reactivos hacia el sistema, mientras que en color rojo se destacan las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT Sur absorban reactivos desde el sistema.

Tabla 4.135. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Sur, escenario E7 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																				
Falla	CER Puerto Montt		HE Canutillar U1		TER Valdivia U1		Cautín - Ciruelos 220kV C1		Ciruelos - Valdivia 220kV C1		Valdivia - El Laurel 220kV C1		El Laurel - Nva. Pichirropulli 220kV C1		Nva. Pichirropulli - Rahue 220kV C2		Rahue - P. Montt 220kV C1		Ciruelos - Nva. Pichirropulli 220kV L2	
	Gen	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar
Canutillar U1	-2.8	31%	0.0	0%	-0.4	6%	0.2	7%	0.3	6%	0.1	5%	0.4	6%	0.1	10%	0.2	9%	0.5	6%
Canutillar U2	-2.8	31%	-0.3	7%	-0.4	6%	0.2	7%	0.3	6%	0.1	5%	0.4	6%	0.1	10%	0.2	9%	0.5	6%
Licán	-0.3	6%	-0.3	4%	-0.4	5%	0.2	6%	0.3	5%	0.0	4%	0.3	5%	0.1	9%	0.0	2%	0.4	5%
Pilmaiquen U1	-0.1	1%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.0	-2%	0.0	1%	0.0	4%	0.0	1%	0.1	1%
Pilmaiquen U2	-0.1	1%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.0	-2%	0.0	1%	0.0	4%	0.0	1%	0.1	1%
Pilmaiquen U3	-0.3	1%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.0	-2%	0.0	1%	0.0	4%	0.0	1%	0.1	1%
Pilmaiquen U4	-0.3	3%	-0.1	1%	-0.2	3%	0.1	2%	0.2	3%	-0.1	-6%	0.1	2%	0.1	9%	0.0	1%	0.1	2%
Pullinque U1	-0.2	2%	-0.3	4%	-0.3	5%	0.1	4%	0.2	4%	0.2	21%	0.3	5%	-0.1	-13%	0.0	1%	0.4	5%
Pullinque U2	-0.2	2%	-0.4	5%	-0.4	5%	0.1	4%	0.2	4%	0.2	25%	0.4	6%	-0.1	-15%	0.0	1%	0.4	6%
Rucatayo	-1.9	21%	-1.2	14%	-1.3	18%	0.6	19%	1.0	18%	0.1	15%	1.2	19%	0.0	0%	0.1	8%	1.3	18%
CER Puerto Montt	0.0	0%	-5.3	63%	-3.3	48%	1.5	50%	2.5	48%	0.4	38%	3.0	48%	0.7	79%	1.2	67%	3.4	48%
<b>Total</b>	<b>-9.1</b>	<b>100%</b>	<b>-8.0</b>	<b>100%</b>	<b>-7.0</b>	<b>100%</b>	<b>3.0</b>	<b>100%</b>	<b>5.2</b>	<b>100%</b>	<b>1.0</b>	<b>100%</b>	<b>6.2</b>	<b>100%</b>	<b>0.8</b>	<b>100%</b>	<b>1.8</b>	<b>100%</b>	<b>7.1</b>	<b>100%</b>

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Falla	Gen	CER Puerto Montt	HE Canutillar U1	TER Valdivia U1	Cautín - Ciruelos 220kV C1	Ciruelos - Valdivia 220kV C1	Valdivia - El Laurel 220kV C1	El Laurel - Nva. Pichirropulli 220kV C1	Nva. Pichirropulli - Rahue 220kV C2	Rahue - P. Montt 220kV C1	Ciruelos - Nva. Pichirropulli 220kV L2
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Aporte Interno		-9.1	-8.0	-7.0	3.0	5.2	1.0	6.2	0.8	1.8	7.1
Aporte Externo		-3.0	-15.3	-10.7	-0.2	1.2	1.9	4.0	-8.0	0.2	6.2
<b>Total</b>		<b>-12.1</b>	<b>-23.3</b>	<b>-17.6</b>	<b>2.8</b>	<b>6.4</b>	<b>2.9</b>	<b>10.2</b>	<b>-7.2</b>	<b>2.0</b>	<b>13.4</b>

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia más crítica corresponde a la salida de servicio del CRE de Puerto Montt, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de ~ -9,1 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por la Central Canutillar U1 y U2 en un 62% y por la Central Rucatayo en un 21%, mientras que el aporte externo proveniente desde el ACT Centro Sur es de ~ -3,0 MVar.

#### 4.6.5 Verificación de Comportamiento dinámico

Para las contingencias más crítica de la zona, con el sistema bajo un escenario de demanda máxima y demanda mínima, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras del ACT Sur. Además, se verificaron el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores pertenecientes al área junto al factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona o cercana a la barra de más débil.

Tabla 4.136. Resumen verificación comportamiento dinámico área CT Sur, escenario E4.

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
	Línea	Máx. Transf. Post-Cont. [MW]	$\xi (\geq 5\%)$	Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	Vmín. $\geq 0.7$	V $>0.8$ en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	f $\geq 48.3$ Hz
Falla 2F-T Línea 2x220 kV Nva. Pichirropulli - Rahue C2 (Pérdida Central Rucatayo)	Línea 2x220 kV Nva. Pichirropulli - Rahue C1	175	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.137. Resumen verificación comportamiento dinámico área CT Sur, escenario E7.

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
	Línea	Máx. Transf. Post-Cont. [MW]	$\xi (\geq 5\%)$	Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	Vmín. $\geq 0.7$	V $>0.8$ en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	f $\geq 48.3$ Hz
Falla 2F-T CER Puerto Montt	Canutillar - Puerto Montt 220 kV C1	68	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De las tablas anteriores se puede concluir que para las contingencias más críticas del área de CT Sur bajo el escenario de operación E4 y escenario de operación E7, se cumple con el comportamiento dinámico de la tensión y la frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento en ambos casos.

Las gráficas y resultados de las simulaciones dinámicas se pueden observar en los Anexos.

#### 4.6.6 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la Tabla 4.138 se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos de los escenarios analizados para el ACT Sur respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas en la zona. En dicha tabla se muestran los escenarios más exigentes (aquel que deriva en la mayor inyección/absorción de potencia reactiva luego de una contingencia simple) y los correspondientes requerimientos dinámicos de reactivos, con la distribución de los recursos de control de tensión que permiten afrontar dicha contingencia.

*Tabla 4.138. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para el ACT Sur.*

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
<b>Escenario más exigente</b>	E4	E7
<b>Demanda de la zona (MW)</b>	690	250
<b>Generación de la zona (MW)</b>	321	273
<b>Contingencia más crítica de la zona</b>	Línea Nva. Pichirropulli - Rahue 220kV C2	CER Puerto Montt
<b>Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)</b>	36.44	-9.1
<b>Distribución</b>	CER P. Montt 64% Valdivia 14% Canutillar U1 8% Canutillar U2 8%	Canutillar U1 31% Canutillar U2 31% Rucatayo 21%

En la figura que se presenta a continuación, se resumen las sensibilidades  $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$  para las principales barras del ACT Sur en condiciones de operación normal, para los escenarios en donde el área de CT requiere una mayor inyección y absorción de potencia reactiva, los cuales corresponden a los escenarios E4 y E7 respectivamente.

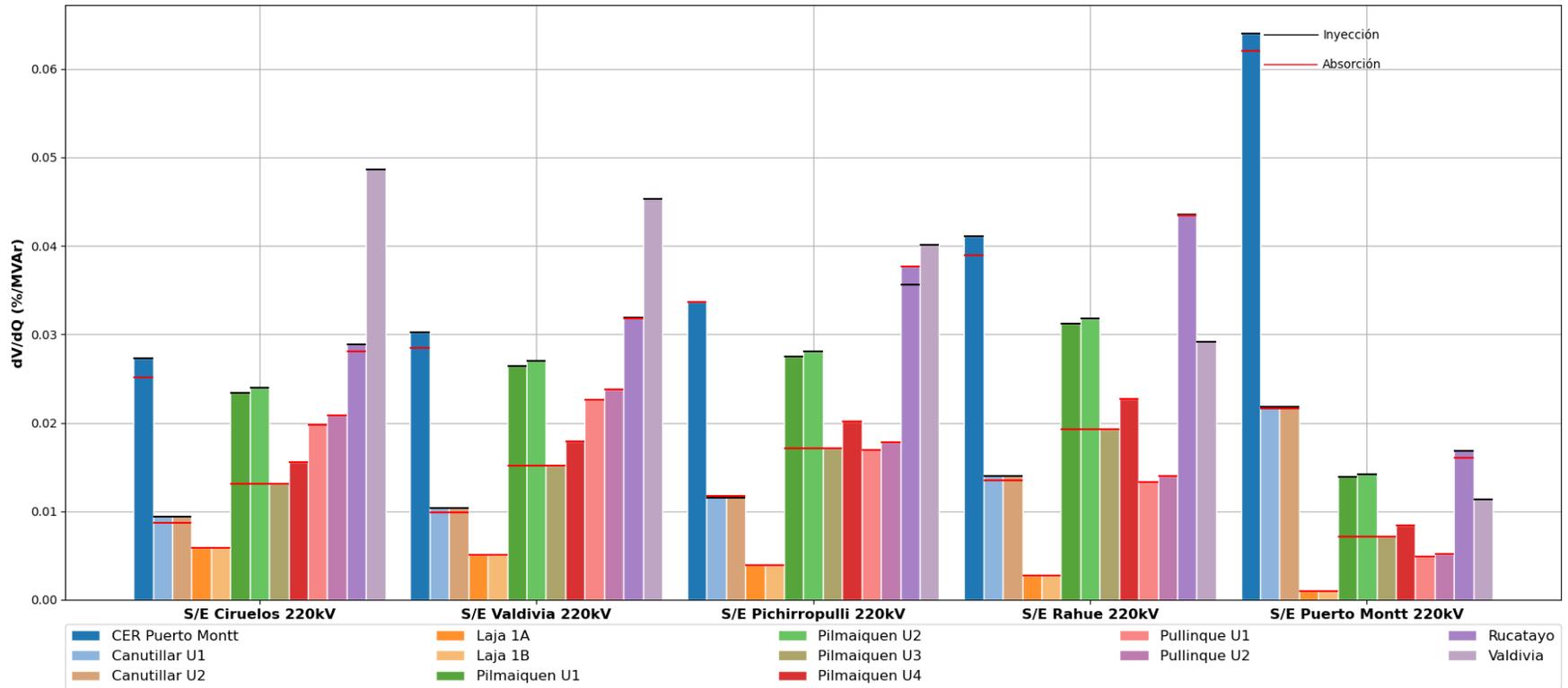


Figura 4.137. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal ACT Sur.

De la figura anterior se puede observar que, dentro del ACT Sur los recursos más efectivos para realizar el control de tensión corresponden al CER de Puerto Montt, la Central Rucatayo y la Central Valdivia. Adicionalmente, se puede observar que dentro del ACT Sur existen dos zonas donde los recursos de control mencionados anteriormente toman mayor o menor relevancia, dependiendo de la cercanía de estos con la barra a controlar. Una zona corresponde a la comprendida entre la S/E Cautín y la S/E Pichirropulli, donde el recurso más efectivo en esta zona corresponde a la Central Valdivia junto a la Central Rucatayo, tomando esta última mayor relevancia a medida que la barra a controlar se encuentra más cercana a la S/E Pichirropulli. La otra zona corresponde a la comprendida desde la S/E Rahue hacia el Sur, donde los recursos más efectivos corresponden a la Central Rucatayo junto al CER de Puerto Montt. En particular en la S/E Rahue destaca la efectividad de control de tensión de la Central Rucatayo, pero a medida que se avanza hacia el sur, va tomando mayor protagonismo el CER de Puerto Montt junto a las unidades de la Central Canutillar.

El listado de prioridades de recursos del ACT Sur para los escenarios más exigentes analizados se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

## 5 CONCLUSIONES

De acuerdo con el análisis de las simulaciones de diferentes escenarios de operación, tanto en condiciones normales como de contingencias para las ACT establecidas, se puede concluir lo siguiente:

### 5.1 Área Norte Grande

En esta ACT se distingue dos subáreas de control de tensión, la subárea norte, que se compone por las SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV al norte y la subárea sur, que se compone principalmente por las SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV y Puri 220 kV, las cuales se estudiaron por separado.

#### Subárea Norte

La barra más débil pre y post contingencia corresponde a Parinacota 220 kV, ubicada en el extremo norte del sistema. La falla que más aumenta la sensibilidad de esta barra es la desconexión de un circuito de la línea Changos – Kimal 500 kV. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 180 MVAR para inyectar y 103 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea 500 kV Changos – Kimal y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión del reactor de la S/E Los Changos. Los recursos más eficaces para el control de tensión corresponden a las unidades de las centrales Tocopilla, Norgener, Cochrane, Angamos, el complejo Chacaya y la unidad IEM, los cuales tienen mayor influencia sobre barras más cercanas a ellos, pero que comparten la labor de control de tensión de las barras ubicadas de S/E Changos hacia el norte.

A modo de ejemplo, entre las barras de 220 kV de las SS/EE Parinacota, Lagunas y Encuentro, los recursos de tensión más eficaces son las centrales Tocopilla, Cochrane y Norgener, mientras que entre las barras de 220 kV de las SS/EE Atacama, Laberinto y Kapatour, los recursos de tensión más eficaces son las centrales Angamos, el Complejo Chacaya y la central IEM.

#### Subárea Sur

Para la subárea sur del ACT Norte Grande, los recursos de control de tensión de la subárea norte poseen gran relevancia para el control de tensión de la subárea sur, debido a que solo existe un elemento de control, que corresponde al SVC Domeyko.

La barra más débil pre y post contingencia corresponde a S/E Andes 220 kV, ubicada más hacia el sur y la cordillera del ACT. La falla que más aumenta la sensibilidad de esta barra es la desconexión del SVC Domeyko que corresponde al principal recurso de control de tensión en la zona.

### 5.2 Área Norte Chico

En esta ACT se distingue dos subárea de control de tensión, la subárea norte, correspondiente al subsistema de 220 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre y la subárea sur, que incluye los sistemas de 500, 220 y 110 kV comprendidos entre las barras de 500 kV de S/E Los Changos, por

el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico y de 220 kV de S/E Los Vilos, por el sur, ambas subáreas se estudiaron por separado.

### **Subárea Norte**

Para condiciones de operación normal y post contingencia (desconexión de los transformadores 220/110kV en S/E Diego de Almagro), la barra más débil corresponde a la barra de 220 kV de la S/E Paposo. Para el control de tensión en la dicha barra más débil pre y post contingencia, el SVC Plus de Diego de Almagro cumple efectivamente con el control de tensión, para todos los escenarios analizados.

La falla que causa mayor requerimiento de reactivos para absorción corresponde a la pérdida de los transformadores de 220/110 kV de la S/E Diego de Almagro, donde el orden de magnitud de los recursos internos de reactivos requeridos corresponde a 43 MVAR. Para estos efectos, el total de los aportes internos en la zona provienen del SVC Plus de Diego de Almagro, mientras que los aportes externos vienen desde la subárea Centro-Sur. El caso de mayor inyección corresponde a la falla del Transformador de Cumbre con un requerimiento de 27 MVAR.

En relación con el escenario de demanda mínima, es posible que en algunos escenarios particulares sea necesario tomar medidas operacionales especiales (desconexión de líneas) para controlar eventuales sobretensiones en la zona, originadas por un sistema de transmisión con baja carga.

De los escenarios examinados para el ACT Norte Chico, tanto para la subárea Centro-Sur como para la subárea Norte, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta. Para las barras más débiles del ACT se verificó, mediante análisis de curvas Q-V, que en todos los escenarios se cuenta con suficiente margen de potencia reactiva respecto del punto de colapso de tensión.

Para las contingencias más críticas desde el punto de vista del CT del área se cumple con las exigencias de la NT relativas al comportamiento dinámico de la tensión y la frecuencia, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

### **Subárea Centro-Sur**

Actualmente el ACT se caracteriza por presentar elevados niveles de tensión producto de la potencia reactiva que inyectan las líneas del sistema de transmisión de 500kV Los Changos – Polpaico. Esta potencia reactiva debe ser absorbida principalmente por los elementos de control de tensión existentes en el sistema de 220kV (Central Guacolda, SVC de Diego de Almagro y los CER de Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar). Conforme con lo anterior, adquiere gran relevancia el aporte de potencia reactiva de los parques fotovoltaicos y eólicos presentes en el ACT, más aún en ausencia del recurso primario, para proveer margen de potencia reactiva a los equipos que controlan tensión de forma automática.

La barra más débil post contingencia corresponde a las barras de 220 kV de la S/E Punta Colorada y S/E Las Palmas ante la falla de la línea 220 kV Pan de Azúcar – Punta Colorada y la falla de Don Goyo

– Pan de Azúcar respectivamente. Los recursos más eficaces para el control de tensión de estas subestaciones corresponden al CER de Cardones, CER de Pan de Azúcar y al SVC Plus de Nueva Pan de Azúcar.

Los mayores requerimientos totales de inyección de potencia reactiva, sumando el aporte desde las ACT adyacentes y desde la subárea Norte, corresponden a la falla de un circuito de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar, con un requerimiento máximo de 333 MVar.

El mayor requerimiento de absorción de potencia reactiva en todos los escenarios de operación analizados corresponde a la desconexión del reactor de 175 MVar de la barra de 500 kV de la S/E Nueva Cardones. Esta contingencia impone un requerimiento total del orden de 211 MVar y un requerimiento interno del orden de 100 MVar.

En cuanto a los requerimientos de reserva de potencia reactiva, la incorporación del SVC en la S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV provee cierta holgura a los elementos de control de tensión actuales ante la ocurrencia de las contingencias más severas.

### 5.3 Área Centro

Para el análisis de esta área se simularon distintos escenarios, con distintas combinaciones de generación y con distintas topologías del sistema, con el objeto de estudiar el comportamiento del ACT con diferentes elementos para el control de tensión, lo que mostró un mayor requerimiento de potencia reactiva en los escenarios en los cuales había una menor cantidad de centrales en servicio. Para todos los escenarios analizados se consideró la condición de operación abierto en S/E Don Héctor 220 kV.

En los escenarios de operación para altas demandas y sin las unidades de la Central Rapel en servicio, la barra de 220 kV más débil respecto del control de tensión para operación normal y post contingencia resulta ser la de la S/E Lo Aguirre, ante la desconexión del STATCOM de Cerro Navia. En condiciones en las que está en servicio la central Rapel la barra más débil en operación normal y post contingencia sería la barra de 220 kV de la S/E Quillota ante la desconexión del CER de Polpaico 220 kV. Si bien las unidades de Rapel aportan al control de tensión en la zona, estas no son las más eficaces. Para el control de tensión en la barra más débil tanto en operación normal como post contingencia, los aportes más eficaces corresponden al STATCOM en Cerro Navia y el CER de Polpaico.

Por otra parte, para el sistema de 500 kV la barra más débil de 500 kV pre y post contingencia corresponde a la de la S/E Lo Aguirre y la contingencia que implica un mayor aumento de sensibilidad corresponde a la falla de un circuito de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico. Para esta condición y en los escenarios analizados, se cuenta con un margen de reserva reactiva suficiente para atender esta contingencia, como es posible apreciar en las curvas QV para la barra de Lo Aguirre 500 kV, ver Tabla.4.61.

La contingencia que implica mayor requerimiento interno de potencia reactiva corresponde a la desconexión de un circuito de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, con un monto aproximado de 183 MVar. En esta condición se requiere de un aporte externo de aproximadamente

137 MVAR desde las áreas de control adyacentes (Norte y Centro Sur), por lo que gran parte de los requerimientos exigidos al sistema por esta contingencia son aportados por los recursos internos del ACT. Por otra parte, la mayor exigencia de absorción de reactivos en la zona es de unos 17 MVAR, correspondientes a la desconexión de la carga más grande de la zona que corresponde a I. Maitenes 220 kV.

En relación con el escenario de operación con demanda mínima, el área Centro, en condiciones normales de operación y ante la desconexión del mayor consumo individual, no presenta problemas de sobretensión que transgredan las exigencias de la NT.

De los escenarios examinados para el área centro, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta. Además, dado el margen de reactivos y considerando la característica de las curvas Q-V obtenidas, no se presentan riesgos de colapso de tensión.

### **Subárea Región Metropolitana**

Para la subárea Región Metropolitana, en los escenarios con altas demandas y bajo condiciones de operación normal, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión corresponde a la barra de 220 kV de la S/E El Salto, ante la desconexión del Transformador de S/E Los Almendros 220/110 kV. Para la contingencia recién señalada, que es la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos de potencia reactiva, se requiere una absorción total de 28 MVAR, siendo las unidades de Alfalfal y Alfalfal 2 los recursos más eficaces para el control de tensión.

Como se deduce de lo anterior, en estas condiciones de alta demanda, el soporte de reactivos más eficaz lo proveen casi en su totalidad las unidades despachadas en la zona, a las que hay que agregar el aporte desde el área de control de tensión Centro.

La mayor exigencia de absorción de reactivos en la zona, considerando el aporte tanto interno como externo, es de unos 70 MVAR, correspondientes a la desconexión del transformador de S/E Los Almendros 220/110 kV.

En relación con el escenario de demanda mínima, el área de la Región Metropolitana, en condiciones normales de operación y ante la desconexión del mayor consumo, no presenta problemas de sobretensión que transgredan las exigencias de la NT.

De los escenarios examinados para la zona de la Región Metropolitana, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta, además se cuenta con suficiente margen de reactivos para atender las contingencias más exigentes del área. Conforme con lo anterior, esta zona no presenta problemas de estabilidad o colapso de tensión.

### **Subárea Quinta Región**

Para la ACT Quinta región, en los escenarios con altas demandas y bajo condiciones de operación normal, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 110 kV de la S/E Las Vegas. Para la operación post contingencia, la barra más débil corresponde a la barra de 110 kV

de la S/E Agua Santa, ante la desconexión de su transformador de 220/110/60 kV. Para la contingencia recién señalada, que es la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos de potencia reactiva, se requiere un total de 17 MVAR, aportados principalmente por las centrales despachadas en la zona correspondientes a Campiche y Nueva Ventanas.

Como se deduce de lo anterior, en estas condiciones de alta demanda, el soporte de reactivos más eficaz lo proveen casi en su totalidad las unidades despachadas en la zona, a las que hay que agregar el aporte desde S/E Nogales a través de la línea 2x220 Ventanas – Nogales.

En relación con el escenario de demanda mínima, el área de la V Región, en condiciones normales de operación y ante la desconexión del mayor consumo, no presenta problemas de sobretensión que transgredan las exigencias de la NT.

De los escenarios examinados para la zona de la V Región, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta, además se cuenta con suficiente margen de reactivos para atender las contingencias más exigentes del área. Conforme con lo anterior, esta zona no presenta problemas de estabilidad o colapso de tensión.

#### **5.4 Área Centro-Sur**

Esta ACT está comprendida entre las subestaciones Alto Jahuel 500, 220, y 154 kV hasta Cautín 220 kV, y se distinguen tres subáreas de CT, la subárea de las subestaciones de 500 y 220 kV, la subárea de 154 kV que corresponde al subsistema de 154 y 66 kV entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue 154kV, y la subárea de Concepción. Por lo tanto, el análisis se subdivide en estas tres subáreas, la de 500 y 220 kV, la 154 kV y la de Concepción, las cuales se estudiaron por separado.

Dentro del horizonte del estudio se analizaron escenarios de máxima y mínima demanda más desfavorables en términos de requerimientos de potencia reactiva para el ACT y sus respectivas subáreas. Cabe destacar que la subárea de 500/220 kV y la de 154 kV no se ven afectadas con cambios topológicos importantes dentro del horizonte de estudio, por lo tanto, los escenarios considerados se basan únicamente en diferencias en condiciones operativas, nivel de transferencia, montos de demanda y cantidad de unidades generadoras en servicio. La única subárea que sufre cambios dentro del horizonte del Estudio es la de Concepción, los que corresponden a la salida de servicio la unida 1 de la Central Bocamina, y a la entrada de la Central MAPA aguas debajo de S/E Coronel 66kV.

Esta ACT se caracteriza por poseer extensos tramos de líneas de 500 kV con altos niveles de transferencias desde la S/E Charrúa hacia el norte, cuyo objetivo es abastecer la demanda de la zona centro, puesto que esta ACT tiene un polo de generación importante en la zona de Charrúa, con una capacidad instalada de 4400 MVA aproximadamente.

Por otro lado, la subárea definida como de 154 kV posee un conjunto de centrales principalmente hidroeléctricas ubicadas ente las subestaciones Itahue y Tinguiririca 154 kV, las que son el principal recurso de control de tensión de la subárea. El aporte externo al área corresponde a las bajadas de los transformadores de 300 MVA ubicados en las subestaciones Itahue y Alto Jahuel 220 kV, apoyadas con la reciente inclusión de un transformador de 300 MVA en la S/E Maule 154 kV. Debido

a las características topológicas y de demanda de esta subárea, existen dos alternativas de operación para la misma, que dependen del nivel de transferencia que provenga desde los transformadores de las subestaciones Alto Jahuel e Itahue, sumado a lo proveniente por la línea Maule-Itahue 154kV. Si la suma de estos montos es mayor a 340 MW es necesario realizar una apertura del sistema de transmisión en la S/E Punta Cortés 154kV, de manera de evitar el colapso de toda la subárea producto de la pérdida del transformador de la S/E Alto Jahuel.

En la subárea Concepción, los principales recursos de control de tensión corresponden a la unidad 2 de la central Bocamina, y a la central MAPA, mientras que el resto del soporte proviene de la S/E Charrúa, por lo tanto, los requerimientos de esta subárea son totalmente dependientes del estado de estas unidades.

### **Subárea de 500 y 220 kV**

Los escenarios de alta demanda analizados en esta subárea son el E3 y E5, los que se estudian debido a que poseen un bajo nivel de generación interna y por consiguiente bajo nivel de transferencias, por otro lado, también se estudia el escenario E4 por su alto nivel de generación y altas transferencias principalmente por el sistema de 500 kV.

En estos escenarios, la barra más débil de 500 kV pre y post contingencia corresponde a la barra de 500 kV de la S/E entre Ríos, y la contingencia que implica un mayor aumento de sensibilidad corresponde a la falla de un circuito de la línea 2x500 kV Ancoa-Entre Ríos. En el sistema de 220 kV la barra más sensible pre y post contingencia es la barra de 220 kV de la S/E Cautín, la contingencia que implica un mayor aumento en la sensibilidad cuando hay una unidad de la Central Angostura en servicio es la falla de la línea Los Peumos – Temuco 220 kV, mientras que cuando hay dos unidades en servicio la contingencia que implica un mayor aumento en la sensibilidad es la falla de un circuito de la línea 2x220 kV Malleco-Cautín. En efecto, esta falla debilita el enlace de la S/E Cautín con la zona fuerte del ACT, conformada por Charrúa y las unidades de Angostura.

La contingencia que implica mayor requerimiento interno de potencia reactiva corresponde a la desconexión de la central Pehuenche, requiriendo 149 MVar para el escenario E4.

En todos los escenarios se observa que la ACT que entrega un mayor aporte es el ACT Centro, que para la mayoría de las contingencias es del mismo orden que el que se requiere internamente, esto debido a la cantidad de recursos que posee dicha ACT.

Cabe destacar que en los escenarios de demanda alta la contingencia que implica mayores requerimientos de absorción de potencia reactiva es la falla de un circuito de la línea Charrúa – Entre Ríos 2x500 kV, esto se debe a la pérdida del reactor de línea asociado, el que tiene un monto de 84 MVar. En consecuencia, el aumento de requerimiento de inyección de potencia reactiva producto de la redistribución de flujos de potencia por la salida de la línea no alcanza a sobrepasar el monto de potencia absorbida por el reactor en cuestión.

En el escenario de demanda mínima analizado, la contingencia que implica un mayor aumento de tensión y mayores requerimientos de absorción de potencia reactiva corresponde a la desconexión del consumo I. Minero 110 kV, con un monto de -103 MVar.

En esta subárea, existe un comportamiento similar de los elementos de CT en las SS/EE Alto Jahuel y Ancoa 500 kV, destacándose la efectividad en el CT de las centrales Colbún, Santa María, Pehuenche y Los Cóndores. Para las SS/EE Entre Ríos y Charrúa 500 kV, se destaca la efectividad en el CT de las centrales Santa María, Angostura, Pacífico y Rucúe.

Por otra parte, en el sistema de 220 kV en las SS/EE de 220 kV hacia el norte de Ancoa, se destacan las efectividades de Colbún, Los Cóndores, Machicura y Pehuenche. Para las SS/EE desde Entre Ríos 220 kV hacia el sur de la ACT las mayores efectividades las presentan las centrales Santa María, Angostura, Rucúe y Pacífico.

De los escenarios examinados para esta subárea, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta. Además, dado el margen de reactivos y considerando la característica de las curvas Q-V obtenidas, no se presentan riesgos de colapso de tensión.

### **Subárea de 154 kV**

Se analizaron dos escenarios de demanda alta que reflejan las condiciones operativas de apertura en Punta Cortés antes mencionada. Se escogió el escenario E3 debido a que la alta transferencia por los transformadores de 220/154 kV de las subestaciones Alto Jahuel e Itahue, requiere la apertura de su sistema de transmisión, mientras que en el escenario E5 no fue necesario realizar tal apertura.

Para el escenario E5 (no considera apertura en Punta Cortés) la barra más sensible en estado normal es la barra de 154 kV de la S/E Rancagua, mientras que para post contingencia es la barra de 154 kV de la S/E Alto Jahuel ante la desconexión de su transformador de 220/154 kV, quedando conectada de manera radial desde los puntos de control de tensión Tinguiririca e Itahue 154 kV.

La contingencia que implica un mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión del transformador Alto Jahuel 200/154 kV, con un monto de 81 MVAR. Para esta contingencia, y para la del transformador de Itahue 220/154 kV, se muestra que post contingencia desde la subárea externa existe un aporte de “absorción” de potencia reactiva, esto se debe a la potencia que deja de aportar la subárea externa a través del transformador fallado.

Para el escenario E3, que considera apertura de líneas en Punta Cortés, la contingencia del transformador Alto Jahuel 220/154 kV provoca la pérdida de suministro de todo el tramo comprendido entre alto Jahuel y Punta Cortés 154 kV. La barra más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Rancagua 154 kV. En el estado post contingencia la mayor sensibilidad ocurre ante la falla de un circuito 1 de la línea Alto Jahuel – Punta Cortés 154 kV. Cabe destacar que, en este escenario al considerar que el subsistema se encuentra separado, la barra más sensible pre y post contingencia entre las barras de Punta Cortés e Itahue es la S/E Tinguiririca 154 kV, ante la desconexión intempestiva de una unidad de la central La Higuera.

La contingencia que implica un mayor requerimiento de potencia reactiva interno es la falla del transformador Itahue 220/154 kV, con un monto de 62 MVAR.

En el escenario de demanda mínima existe un gran monto de generación interna, por lo que en este caso esta subárea se comporta como excedentaria, entregando potencia activa hacia la subárea adyacente. Debido a lo anterior, las desconexiones de consumo simuladas no elevan de manera

importante las tensiones ni tampoco provocan requerimientos de potencia reactiva de montos altos, puesto que son compensados de manera eficiente por la generación interna.

En esta subárea, la subestación que presenta un mayor control basado en las efectividades de los elementos de CT de la subárea es Tinguiririca 154 kV y la que posee menor control interno es la S/E Alto Jahuel 154 kV. Los elementos que entregan mayores efectividades en todas las subestaciones son la central La Higuera, Confluencia, San Ignacio, Curillinque e Isla.

De los escenarios examinados para esta subárea, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta. Además, dado el margen de reactivos y considerando la característica de las curvas Q-V obtenidas, no se presentan riesgos de colapso de tensión.

### **Subárea Concepción**

En esta subárea los principales recursos de control de tensión para el horizonte del Estudio corresponden a la unidad 2 de la central Bocamina y al proyecto de generación MAPA, mientras que el resto del soporte proviene de la S/E Charrúa, por lo tanto, como el objetivo es analizar la capacidad y suficiencia de recursos dentro de la subárea, para demanda alta se analizan un escenario en el que se considera la unidad 2 de la central Bocamina en servicio (E3) y otro escenario en el que está fuera servicio (E4).

Cabe destacar que para los escenarios analizados no se considera en servicio la unidad 1 de la Central Bocamina, en estas condiciones el control de tensión sobre la S/E Coronel 154 kV disminuye, por lo que es la barra más sensible pre y post contingencia para todos los escenarios analizados tanto con la unidad 2 de Bocamina en servicio como fuera de servicio. La falla que implica un mayor aumento de sensibilidad es la desconexión de transformador de Lagunillas 200/154 kV.

En relación con la contingencia simple que provoca el mayor requerimiento de potencia reactiva, esta corresponde a la falla de la línea 1x220kV Charrúa – Lagunillas, en los escenarios analizados ya sea con y sin la unidad 2 de Bocamina en servicio, el orden de magnitud de los recursos de reactivos requeridos para esta contingencia asciende a 22 MVAR.

La contingencia que implica un mayor requerimiento de absorción de potencia reactiva en el área de Concepción, en condiciones de demanda alta corresponde a la falla de la línea Concepción – Alonso de Ribera 154 kV, cuya desconexión provoca una gran pérdida de consumos, alcanzando valores de hasta 90 MW. No obstante, lo anterior, el área no presenta problemas de sobretensión que transgredan las exigencias de la NT.

El escenario de demanda mínima analizado no contempla en servicio a la Central Bocamina, por lo que el aporte interno viene únicamente de Petropower y MAPA, por lo tanto, los requerimientos de potencia reactiva para las contingencias son aportados principalmente desde la S/E Charrúa. En este caso la contingencia que implica un mayor aumento en la tensión corresponde a la desconexión del consumo I. Oxy + Eka Nobel + Petrodow 154 kV.

Para el sistema Concepción se observa que, para el caso más exigente de inyección de potencia reactiva las centrales que poseen una mayor efectividad son Bocamina y Petropower, mientras que en el caso de absorción en el que la central Bocamina está fuera de servicio, la central MAPA es la

más efectiva para el sector de Lagunillas y Hualpén 220 kV y Petropower es más efectivo en el sector más cercano a la S/E Concepción.

De los escenarios examinados para la zona de Concepción, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta. Conforme con lo anterior, esta zona no presenta problemas de estabilidad o colapso de tensión.

## 5.5 Área Sur

Para condiciones de operación normal y post contingencia bajo un escenario de operación de demanda máxima y por lo tanto un escenario donde los recursos de CT deben inyectar potencia reactiva hacia el sistema, las barras más débiles corresponden a la barra de la S/E Valdivia 220 kV, S/E Puerto Montt 220kV y S/E Chiloé 220kV. La contingencia que produce la mayor sensibilidad de la tensión producto de la variación de la potencia reactiva, corresponde a la salida de servicio del CER de Puerto Montt.

Bajo el escenario de demanda máxima, la falla que causa el mayor requerimiento de potencia reactiva corresponde a la pérdida del circuito N°2 de la línea Nueva Pichirropulli – Rahue 220 kV (con pérdida de la central Rucatayo), donde el orden de magnitud de los recursos internos de reactivos requeridos por el área de CT Sur corresponde aproximadamente a 36 MVar. Para estos efectos, los principales aportes internos en la zona provienen del CER de Puerto Montt, mientras que los aportes externos provenientes desde el área de CT Centro Sur alcanza un valor de aproximadamente 6 MVar.

En relación con el escenario de demanda mínima, es posible que en algunos escenarios particulares sea necesario tomar medidas operacionales especiales (desconexión de líneas) para controlar eventuales sobretensiones en la zona, originadas principalmente por un sistema de transmisión que posee una baja cargabilidad.

Para realizar el control de tensión dentro del área Sur, los recursos más efectivos identificados corresponden al CER de Puerto Montt, la Central Rucatayo y la Central Valdivia. Adicionalmente, dentro de esta área se identifican dos zonas donde estos recursos de control de tensión poseen una mayor o menor participación. Una zona corresponde a la comprendida entre la S/E Cautín y la S/E Pichirropulli, en donde destaca como recurso más efectivo la Central Valdivia. La otra zona corresponde a la comprendida desde S/E Rahue hacia el Sur, donde destacan como recursos más efectivos la Central Rucatayo y el CER de Puerto Montt apoyado por las unidades de la Central Canutillar en menor medida.

## 5.6 Consideraciones Generales

De acuerdo con las simulaciones realizadas, la falla de centrales importantes (falla de un Ciclo Combinado, por ejemplo) significa un problema que afecta a todo el sistema, debido a que, junto con la necesidad de suplir el déficit local de potencia reactiva, también se debe suplir el déficit de potencia activa. Este déficit es compensado por las unidades que aportan a la reserva primaria y con

esto se produce un aumento en las transferencias por el sistema de transmisión, lo que deriva en un aumento en las pérdidas y consumo de reactivos del sistema.

Si bien el informe presenta los requerimientos de reactivos de acuerdo con el aporte adicional de los generadores y equipos de compensación estáticos (CER, STATCOM, SVC Plus) de cada una de las áreas estudiadas, es importante mencionar que el sistema (a través de las líneas que inyectan a cada una de las zonas) aporta con recursos adicionales que son relevantes para mantener el control y estabilidad de tensión de algunas zonas.

Por último, cabe señalar que la estimación de las reservas de reactivos necesarias para afrontar contingencias indicadas en el estudio, están supeditadas a las características de la demanda, al tipo de despacho y a la disponibilidad de los recursos definidos en cada uno de los escenarios de operación analizados. En consecuencia, las reservas determinadas en el estudio y su asignación son sólo de carácter referencial.

