
ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

Informe Final

GERENCIA DE OPERACIÓN

Junio 2021

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

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
3	14-05-2021	Informe Preliminar para revisión interna	Carlos Alvear A. Carlos Fuentes C. Hernán Barra C. Nicolás Cáceres G.	Victor Velar G.
2	28-05-2021	Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Carlos Fuentes C. Hernán Barra C. Nicolás Cáceres G.	Victor Velar G.
1	30-06-2021	Informe Final	Carlos Alvear A. Carlos Fuentes C. Hernán Barra C. Nicolás Cáceres G.	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 Norte	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	12
2	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	13
3	ANTECEDENTES.....	14
3.1	Antecedentes Normativos	14
3.2	Bases Técnicas	16
3.3	Antecedentes para el Desarrollo del Estudio	19
3.4	Metodología.....	28
4	DESARROLLO DEL ESTUDIO	30
4.1	Áreas de Control de Tensión.....	30
4.2	Área de CT 1: Norte Grande.....	31
4.3	Área de CT 2: Norte Chico.....	58
4.4	Área de CT 3: Centro Norte.....	100
4.5	Área de CT 4: Centro-Sur	133
4.6	Área de CT 5: Sur.....	186
5	CONCLUSIONES.....	207
5.1	Área Norte Grande.....	207
5.2	Área Norte Chico.....	208
5.3	Área Centro Norte.....	209
5.4	Área Centro-Sur	212
5.5	Área Sur	215
5.6	Consideraciones Generales.....	216
6	ANEXOS.....	217

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 2021 y diciembre 2022, 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 (E6)
Demanda Alta/Baja	DA	DA	DA	DA	DB	DB
% Gen ERV	51	50	43	53	24	40
% Gen Convencional	49	50	57	47	76	60
N° Unidades Guacolda	3	3	5	2	3	4
Demanda SEN (MW)	11289	11305	10989	10534	7223	7143

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, 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

Para la 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 316 MVAR para inyectar y 107 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 dentro de esta subárea corresponden a las unidades de las centrales Cerro Dominador, 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.

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 25 MVAR para inyectar y 71 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-Planta Óxidos. El único recurso que permite el control dinámico de tensión dentro de esta subárea 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 36, 41, 49 y 53.

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. En los escenarios E4 y E5, se contemplaron medidas operacionales consistentes en aperturas de líneas y/o transformadores:

- ATR 2 KIMAL 500/220kV 750MVA
- Línea 500 kV Kimal - Los Changos C2
- Línea 500 kV Cumbre-Nueva Cardone C1

- Línea 500 kV N. Maiten.-N. P. de Azúcar C1

Estas medidas se contemplaron para solventar eventuales sobretensiones en la zona, originadas por un sistema de transmisión con baja carga.

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 33 MVAR para inyectar y 73 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 dentro de esta subárea corresponde al SVC de Diego de Almagro.

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 62, 67 y 71.

Subárea Centro-Sur

Para la subárea Centro-Sur las barras más débiles pre y post contingencia corresponden a las de la S/E Don Héctor 220 kV y S/E Las Palmas 220 kV. La falla con mayor sensibilidad dV/dQ se produce por la desconexión de un circuito de la línea Maitencillo - Don Héctor 220kV. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 340 MVAR para inyectar y 138 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea 500 kV N. P. de Azúcar – Polpaico y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión intempestiva de la central IEM. Los recursos más eficaces para el control de tensión dentro de esta subárea corresponden al CER de Cardones, CER de Pan de Azúcar y los SVC Plus de Nueva Pan de Azúcar.

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 81, 87 y 93.

1.3 Área de Control de Tensión Centro Norte

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 está compuesta de 3 subáreas, correspondientes al área Centro 500 y 220 kV, a la Región Metropolitana 220 y 110 kV, y a la Quinta región Costa 220 y 110 kV.

Subárea Centro Norte 500 y 220 kV

Para el sistema de 500 kV y 220 kV las barras más sensibles producto de cambios en la potencia reactiva corresponden a las barras de S/E Polpaico 500 kV y la S/E Lo Aguirre 220 kV, lo anterior se produce ante la pérdida de uno de los circuitos de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV y por la pérdida del transformador de Lo Aguirre 220 kV respectivamente.

El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 239 MVar para inyectar y 48 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. Los Piuquenes 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 kV 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 de un circuito de la línea Polpaico – El Manzano 220 kV. Mientras que el mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 31 MVar para inyectar y 2.3 MVar para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión del Transformador de Alto Jahuel 220/110 kV y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión de la carga asociada a la línea Tap Santa Marta 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, Alfalfal 2 y Las Lajas.

Subárea V Región

Para la subárea V Región la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la S/E Las Vegas 110 kV. La falla con mayor sensibilidad dV/dQ se produce por la desconexión de la línea Quillota San Pedro 110 kV. Mientras que el mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 9 MVar para inyectar y 14 MVar para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de la línea Quillota – San Pedro 110 kV 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, lo cual corresponde a la central 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 105, 109, 117, 120, 126 y 128.

1.4 Área de Control de Tensión Centro - Sur

En el Área de CT Centro Sur el análisis se divide en tres subáreas, la subárea 500/220 kV, la subárea 154 kV y la subárea de Concepción, las cuales son estudiadas de manera independiente.

Subárea Centro Sur 500 y 220 kV

Para el sistema de 500 kV y 220 kV las barras más sensibles producto de cambios en la potencia reactiva corresponden a las de S/E Entre Ríos 500 kV y la de S/E Río Malleco 220 kV, lo anterior se produce ante la pérdida de uno de los circuitos de la línea Entre Ríos – Ancoa 500kV y por la pérdida de uno de los circuitos de la línea Río Malleco – Mulchén 220kV, respectivamente. Por otra parte, la contingencia que implica una mayor exigencia en cuanto a los requerimientos internos de inyección de potencia reactiva también corresponde a la pérdida de uno de los circuitos de la línea Entre Ríos – Ancoa 500kV, requiriendo un monto de inyección de aproximadamente 63 MVar, lo que ocurre en el escenario de operación E4. Mientras que, la contingencia que se traduce en el mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva corresponde a la desconexión de los consumos de S/E Minero 110 kV, requiriendo un monto de absorción por parte de los recursos internos de aproximadamente 52 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, Machicura, Loma Alta y Los Hierros. En tanto que, para las SS/EE Entre Ríos y Charrúa 500kV, se destaca la efectividad en el CT de las centrales Santa María, Abanico, Ralco y Antuco.

Por otra parte, en las SS/EE de 220 kV hacia el norte de Ancoa, se destaca la efectividad de las centrales Chacayes, Colbún, Machicura y Loma Alta. Mientras que, para las SS/EE desde Entre Ríos 220 kV hacia el sur, la mayor efectividad la presentan las centrales Santa María, Abanico, Angostura, Pangué y Rucúe.

Subárea 154 kV

Para la subárea 154 kV las barras más sensibles en operación normal y en estado de alerta producto de variaciones en la potencia reactiva corresponden a las barras de 154 kV de la S/E Rancagua y S/E Parral. Por otra parte, la contingencia que implica una mayor exigencia en cuanto a los requerimientos internos de inyección de potencia reactiva corresponde a la pérdida del transformador Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA, requiriendo un monto de inyección de aproximadamente 45 MVar. Mientras que, la contingencia que se traduce en el mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva corresponde a la falla y posterior desconexión de la línea Itahue – Tinguiririca 154kV C1, requiriendo un monto de absorción por parte

de los recursos internos de aproximadamente 9 MVar. Ambos requerimientos de inyección y absorción de potencia reactiva se producen en el escenario de operación E2.

Para esta subárea los recursos internos que entregan una mayor efectividad en el CT en las distintas subestaciones son las centrales Convento Viejo, San Ignacio, La Higuera, Confluencia, Curillinque y Lircay.

Subárea Concepción

Para la subárea Concepción las barras más sensibles en operación normal y en estado de alerta producto de variaciones en la potencia reactiva corresponden a la barra de 220 kV de la S/E Concepción y a la barra de 154 kV de S/E Coronel. Por otra parte, la contingencia que implica una mayor exigencia en cuanto a los requerimientos internos de inyección de potencia reactiva corresponde a la falla y posterior desconexión de la línea Bocamina – Coronel 154kV, requiriendo un monto de inyección de aproximadamente 8 MVar. Mientras que, la contingencia que se traduce en el mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva corresponde a la pérdida del transformador Lagunillas TR1 230/161/69KV 390MVA, requiriendo un monto de absorción por parte de los recursos internos de aproximadamente 1 MVar. Ambos requerimientos de inyección y absorción de potencia reactiva se producen en el escenario de operación E3.

En la subárea de Concepción los principales recursos internos de control de tensión para el horizonte temporal estudiado son la Central PetroPower, la unidad 2 de la Central Bocamina y el proyecto de generación MAPA, sin embargo, cuando estos recursos de no se encuentran disponibles, el mayor soporte de CT proviene de recursos externos, alcanzando montos de potencia reactiva de aproximadamente 76 MVar para el caso de inyección y de aproximadamente 36 MVar para el caso de absorción.

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 138, 145, 150, 160, 165, 175 y 179.

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 Pargua 220kV, S/E Nueva Ancud 220kV y S/E Chiloé 220kV, donde el requerimiento interno de inyección de potencia reactiva asciende a monto total de 31 MVar, para la contingencia correspondiente a la desconexión de la unidad U1 de la central Canutillar, mientras que los requerimientos de absorción son del orden de -39 MVar ante la desconexión del transformador Chiloé 220/110 kV. En cuanto a las prioridades de uso, para el mayor requerimiento de inyección, el CER de Puerto Montt es el más efectivo en toda el área, mientras que, para el mayor requerimiento de absorción, la central Valdivia resulta ser más efectiva para controlar tensión desde las SS/EE Cautín a Valdivia y desde las barras de N. Pichirropulli hacia el sur, el CER de Puerto Montt es el recurso más efectivo.

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 189 y 195.

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

La siguiente tabla se muestra el resumen de los requerimientos tanto para operación Normal como para contingencias obtenidos del análisis del presente estudio.

ACT	Sub-ACT	Requerimiento para Operación Normal [MVar]		Reservas para Contingencia [MVar]	
		Mínimo	Máximo	Capacitiva	Inductiva
Norte Grande	Norte-Centro	-523	-97	316	-107
	Sur (Domeyko)	-77	43	25	-71
Norte Chico	Norte	-71	8	33	-73
	Centro-Sur	-360	320	340	-138
Centro	500/220 kV	-44	169	239	-48
	RM 110 kV	4	202	31	-2
	V Región	0	181	9.4	-14
Centro Sur	500/220 kV	-198	86	63	-52
	Centro-Sur 154 kV	-58	29	45	-9
	Concepción	-32	41	8	-1
Sur	Sur	-154	131	31	-39

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 SCCC, 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:

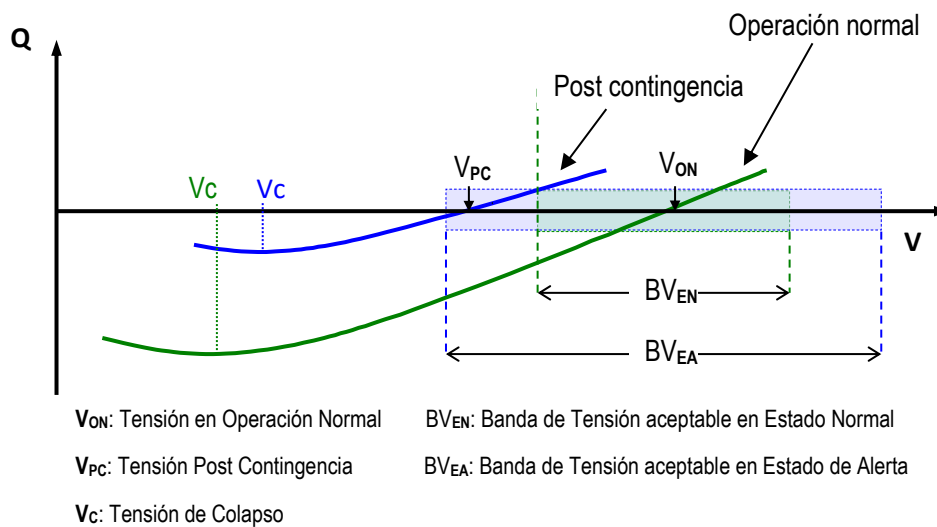


Figura 3.1. Curvas QV en barra más débil.

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 2021 y diciembre de 2022.

3.3.2 Proyectos incluidos en Estudio

Para la elaboración del Estudio se incluyeron las obras más relevantes de generación, transmisión y consumo, de acuerdo con la declaración en construcción de instalaciones de generación y transmisión publicada por la CNE en octubre 2020, 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. Cabe señalar que, las fechas y antecedentes de los proyectos son los que contaba el Coordinador al inicio del estudio (octubre 2020), por lo cual algunas fechas de PES Estimada pudieran diferir en la actualidad.

Tabla 3.1. Proyectos de Generación considerados en el Estudio.

Nombre Proyecto	Tipo de Generación	Tipo Tecnología	Potencia Neta Total [MW]	Punto de Conexión	Región	PES Estimada
Planta Solar Fotovoltaica Blanca Solar	convencional y no convencional	Solar	20.0	Línea 1x66 kV Palestina - EL Peñón		30-jun-20
Cabo Leones II - Primera etapa	convencional y no convencional	Eólico	204.0	SE Maitencillo	Atacama	17-sep-20
Cabo Leones II - Segunda etapa	convencional y no convencional	Eólico	204.0	SE Maitencillo	Atacama	17-sep-20
Cardones	convencional y no convencional	Solar	35.0	Línea 110 kV Maitencillo - Cardones	Atacama	30-sep-20
Parque Fotovoltaico San Pedro	convencional y no convencional	Solar	106.0	S/E Seccionadora Lasana, Línea 1x220 kV Calama - Solar Jama	Antofagasta	23-oct-20
Primer los Cóndores	convencional y no convencional	Térmico	100.0	SE Los Vilos	Coquimbo	30-oct-20
Digua	convencional y no convencional	Hidroeléctrico	20.0	Línea 2x220 Kv San Fabián - Ancoa	Maule	30-nov-20
Parque Eólico Negrete - Etapa I	convencional y no convencional	Eólico	36.0	S/E Negrete 66 kV	Biobío	30-nov-20
Parque FV Azabache	convencional y no convencional	Solar	59.8	S/E Calama 110 kV	Antofagasta	15-dic-20
Parque Eólico Alena	convencional y no convencional	Eólico	84.0	Tap Off Coyanco en Línea 1x154 kV Los Ángeles - Santa Fe	Biobío	21-dic-20
Llanos Blancos (Etapa 2)	Convencional y no convencional	Diésel	150.0	Tap Off Línea 220kV Pan de Azúcar - Minera Carmen de Andacollo	Coquimbo	30-dic-20
Santa Isabel Etapa I Etapa I	convencional y no convencional	Solar	70.0	SE Seccionadora Línea Encuentro - Lagunas 220 kV	Antofagasta	30-dic-20
Parque Fotovoltaico La Huella	convencional y no convencional	Solar	87.0	S/E Don Héctor 220 kV	Coquimbo	30-dic-20
Trupán	convencional y no convencional	Hidroeléctrico	20.0	Torre 121 Línea Abanico - Charrúa 154	Biobío	30-dic-20
Parque Solar Fotovoltaico Nuevo Quillagua	convencional y no convencional	Solar	100.0	Tap Off Quillagua 220 kV	Tarapacá	31-dic-20
Parque Eólico Calama	convencional y no convencional	Eólico	150.0	El punto de conexión al ST sera través de una conexión en derivación a la línea 1x220kV Calama - Solar Jama.	Antofagasta	31-dic-20
Etapa 2: CSP Cerro Dominador	convencional y no convencional	Termosolar	110.0	Línea Encuentro - Sierra Gorda	Antofagasta	31-dic-20

Nombre Proyecto	Tipo de Generación	Tipo Tecnología	Potencia Neta Total [MW]	Punto de Conexión	Región	PES Estimada
Parque Eólico Malleco – Fase I	convencional y no convencional	Eólico	135.1	S/E Río Malleco 220 kV	La Araucanía	31-dic-20
Parque Eólico La Estrella	convencional y no convencional	Eólico	50.0	Línea Queletaro - Portezuelo 110 kV	O'Higgins	31-dic-20
Atacama Solar II	convencional y no convencional	Solar	144.0	Subestación Lagunas 220, propiedad de Transelec	Tarapacá	31-dic-20
Pampa	convencional y no convencional	Solar	150.0	Se conectará a S/E Farellones	Antofagasta	01-ene-21
MAPA (Etapa 2)	convencional y no convencional	Biomasa	166.0	S/E Planta Arauco 220 kV	Biobío	30-ene-21
Parque Eólico Los Olmos	convencional y no convencional	Eólico	100.0	Nueva S/E Seccionadora Los Olmos 220 kV en Línea 1x220 kV Tolpán - Mulchén	Biobío	30-ene-21
Parque Eólico Negrete	convencional y no convencional	Eólico	40.0	Subestación Existente Negrete.	Biobío	30-ene-21
Cerro Pabellón Unidad 3	convencional y no convencional	Geotérmica	33.0	S/E Cerro Pabellón 220 kV	Antofagasta	28-feb-21
Sol de Lila	convencional y no convencional	Solar	152.0	S/E Andes 220 kV	Antofagasta	28-feb-21
Parque Eólico Malleco – Fase II	convencional y no convencional	Eólico	137.9	S/E Río Malleco 220 kV	La Araucanía	28-feb-21
PE Puelche Sur	convencional y no convencional	Eólico	152.4	S/E Frutillar Norte 220 kV	Los Lagos	28-feb-21
Parque FV Malgarida I	convencional y no convencional	Solar	28.0	S/E Cumbre 220 kV	Atacama	15-mar-21
Parque FV Malgarida II	convencional y no convencional	Solar	162.7	S/E Cumbre 220 kV	Atacama	15-mar-21
Parque Eólico Mesamávida	convencional y no convencional	Eólico	60.0	S/E Santa Luisa 154 kV	Biobío	30-mar-21
La Cruz Solar	convencional y no convencional	Solar	50.0	Tap Off La Cruz 220 kV	Antofagasta	12-abr-21
Parque Eólico Tchamma	convencional y no convencional	Eólico	155.4	S/E Seccionadora Pallata 220 kV, Línea Encuentro – SGO 1x220 kV	Antofagasta	12-abr-21
Las Lajas	convencional y no convencional	Hidroeléctrico	267.0	SE Florida 110 kV	Metropolitana	13-abr-21
Alfalfal II	convencional y no convencional	Hidroeléctrico	264.0	SE Los Almendros 220 kV	Metropolitana	13-abr-21
Central de Respaldo Maitencillo	convencional y no convencional	Térmico	64.0	SE Maitencillo 110 Kv	Atacama	30-abr-21
Ampliación Finis Terrae Etapa I	convencional y no convencional	Solar	126.2	S/E Rande 220 kV	Antofagasta	30-abr-21
Río Escondido	convencional y no convencional	Solar	145.0	S/E Cardones 220 kV	Atacama	30-abr-21
Campos del Sol	convencional y no convencional	Solar	400.0	S/E Carrera Pinto 220 Kv	Atacama	30-abr-21
Parque Eólico Cerro Tigre	convencional y no convencional	Eólico	184.8	S/E Farellón 220 kV	Antofagasta	30-abr-21
Planta FV Sol del Desierto Fase I	convencional y no convencional	Solar	175.0	S/E María Elena 220 kV	Antofagasta	30-abr-21
Parque FV Pampa Tigre	convencional y no convencional	Solar	100.0	S/E Seccionadora Tigre 220 kV, Línea 1x220 kV Cerro Tigre - Farellón	Antofagasta	30-abr-21

Nombre Proyecto	Tipo de Generación	Tipo Tecnología	Potencia Neta Total [MW]	Punto de Conexión	Región	PES Estimada
Valle Escondido	convencional y no convencional	Solar	105.0	S/E Seccionadora Valle Escondido 220 kV, Línea 1x220 kV Río Escondido - Cardones	Atacama	30-abr-21
Planta FV Sol del Desierto Fase II	convencional y no convencional	Solar	55.0	S/E María Elena 220 kV	Antofagasta	30-abr-21
Parque Solar Capricornio	convencional y no convencional	Solar	87.9	S/E Capricornio 110 kV	Antofagasta	30-abr-21
Cabo Leones III Fase 2	convencional y no convencional	Eólico	110.0	S/E Central Parque Eólico Cabo Leones I 33 kV	Atacama	30-abr-21
Cerro Tigre	convencional y no convencional	Eólico	184.8	Subestación Farellón	Antofagasta	30-abr-21
Parque FV Domeyko	convencional y no convencional	Solar	186.2	S/E Puri 220 kV	Antofagasta	30-may-21
Extensión de Parque Eólico Cabo Leones I	convencional y no convencional	Eólico	60.0	S/E Central Parque Eólico Cabo Leones I 33 kV	Atacama	30-may-21
MAPA (Etapa 3)	convencional y no convencional	Biomasa	166.0	S/E Planta Arauco 220 kV	Biobío	30-jun-21
Sol de Los Andes	convencional y no convencional	Solar	89.4	S/E Seccionadora Sol de Los Andes, Línea 2x110 kV Diego de Almagro –Llanta C1	Atacama	30-jun-21
PV Tamaya Solar	convencional y no convencional	Solar	114.0	S/E Tamaya 110 kV	Antofagasta	30-jun-21
Parque Eólico Renaico II	convencional y no convencional	Eólico	144.0	S/E Central Parque Eólico Renaico 220 kV	La Araucanía	30-jul-21
Parque Eólico Ckani	convencional y no convencional	Eólico	107.2	S/E El Abra 220 kV	Antofagasta	30-jul-21
PE Lomas de Duqueco	convencional y no convencional	Eólico	57.4	S/E Duqueco 66 kV	Biobío	30-jul-21
PSF Sol de Atacama	convencional y no convencional	Solar	80.8	Tap Off en Línea 1x110 kV Manto Verde - Planta Bombeo N° 2	Atacama	30-ago-21
PE Llanos del Viento	convencional y no convencional	Eólico	156.1	S/E O'Higgins 220 kV	Antofagasta	30-ago-21
Proyecto FV Coya	convencional y no convencional	Solar	180.0	S/E Seccionadora Coya 678 220 kV, Línea 1x220 kV Crucero – Radomiro Tomic	Antofagasta	30-dic-21
Willka (Parque FV Willka3)	convencional y no convencional	Solar	98.0	S/E Parinacota 220 kV	Arica y Parinacota	30-dic-21
Ñuble	convencional y no convencional	Hidroeléctrico	136.0	SE Ancoa 220 kV	Ñuble	30-jul-22
CH Los Lagos	convencional y no convencional	Hidroeléctrico	48.7	Nueva S/E Seccionadora Los Notros 220 kV, en Línea 1x220 kV Rucatayo – Pichirrahue	Los Ríos	30-ago-22

Tabla 3.2. Proyectos de Transmisión considerados en el Estudio.

Nombre Proyecto	Sistema Tx	Nivel Tensión [kV]	Capacidad instalada [MVA]	Región	PES Estimada
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Maitencillo	STN	500/220	750	Atacama	30-sep-20
Subestación seccionadora Lasana 220 kV	STD	220	120	Antofagasta	30-sep-20
Nueva SE Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV	STN	220	-	Los Ríos	27-oct-20
S/E Seccionadora Ana María 220 kV, Línea Encuentro – Lagunas 2x220 kV	STN	220	-	Tarapacá/ Antofagasta	30-oct-20
Nuevo Transformador en SE Puerto Montt 220/23 kV 60 MVA	STZ	220/23	60	Los Lagos	26-nov-20
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	STN	220	-	Metropolitana	30-nov-20
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	STN	220	-	Metropolitana	30-nov-20
SE Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	STN	220	-	Metropolitana	30-nov-20
Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	STN	500	-	Coquimbo	30-nov-20
Nueva SE Seccionadora Algarrobal 220 kV	STN	220	-	Atacama	30-nov-20
SE Seccionadora Río Toltén 220 kV	STN	220	-	La Araucanía	30-nov-20
Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Cardones	STN	500/220	750	Atacama	30-nov-20
Nueva SE Llanquihue 220 kV - Etapa 1	STZ	220	90	Los Lagos	13-dic-20
SE Alto Maipo 110kV del Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo	STZ	110	-	Metropolitana	18-dic-20
SE Pallata 220 kV	STD	220	170	Antofagasta	28-dic-20
Ampliación de conexiones al interior de la SE Crucero para la reubicación a SE Nueva Crucero Encuentro	STN	220	326	Antofagasta	30-dic-20

Nombre Proyecto	Sistema Tx	Nivel Tensión [kV]	Capacidad instalada [MVA]	Región	PES Estimada
Ampliación SE Nueva Crucero Encuentro (Kimal)	STN	220	-	Antofagasta	30-dic-20
SE Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro - El Tesoro para reubicar la conexión desde SE El Tesoro a SE Centinela 220 kV	STN	220	-	Atacama	30-dic-20
SE Seccionadora EL Rosal 220 kV	STN	220	-	Biobío	30-dic-20
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Pan de Azúcar	STN	500/220	750	Coquimbo	30-dic-20
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde SE Crucero a SE Nueva Crucero Encuentro	STN	220	-	Antofagasta	30-dic-20
SE Tiquima (QB2)	STD	220	66.6	Tarapacá	31-dic-20
Línea de Transmisión 2x220 kV Planta Arauco - Lagunillas (MAPA) y Ampliación de SE Planta Arauco (Etapa 1)	STD	220	380	Biobío	31-dic-20
Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	STN	220	-	Los Lagos	30-ene-21
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	STN	220	-	Los Lagos	30-ene-21
Planta Flotación Escoria	STD	110	50	O'Higgins	30-ene-21
Seccionamiento en Línea 2X154 kV Alto Jahuel - Tinguiririca en SE Punta de Cortés	STZ	154	-	O'Higgins	30-ene-21
SE Puquios (QB2)	STD	220	432	Tarapacá	31-ene-21
SE Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	STN	220	-	Antofagasta	28-feb-21
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata - S/E Calama	STN	220	-	Antofagasta	28-feb-21

Nombre Proyecto	Sistema Tx	Nivel Tensión [kV]	Capacidad instalada [MVA]	Región	PES Estimada
SE Seccionadora Puerto Patache 220 kV (QB2) y Tendido de Segundo Circuito, Línea 2x220 kV Tarapacá –Puerto Patache	STD	220	-	Tarapacá	28-feb-21
SE Seccionadora Geoglifos 220 kV (QB2)	STD	220	-	Tarapacá	28-feb-21
SE Patillos (QB2), y Línea 2x220 kV Patillos – Puerto Patache	STD	220	134.5	Tarapacá	28-feb-21
SE Oyarvide (QB2), y Línea 2x220 kV Oyarvide - Geoglifos	STD	220	66.6	Tarapacá	28-feb-21
S/E Nueva Panquehue 110/13,8 kV	STZ	110/13-8	30	Valparaíso	28-feb-21
S/E Nueva Metrenco 220/66 kV	STZ	220/66	120	La Araucanía	28-feb-21
Nueva S/E La Pólvora 220/110 kV	STN	220/110	150	Valparaíso	30-mar-21
SE Seccionadora Los Olmos	STD	220	90	Bío Bío	31-mar-21
Seccionamiento de línea de transmisión 2x220 kV La Higuera – Tinguiririca y conexión a S/E Puente Negro 220 kV (Ampliación SE Puente Negro)	STD	220	-	O'Higgins	30-abr-21
SE Seccionadora Tigre 220 kV	STD	220	200	Antofagasta	30-abr-21
SE Seccionadora Valle Escondido 220 kV	STD	220	120	Atacaman	30-abr-21
Normalización de la conexión de Autotransformadores ATR3 y ATR4 en Subestación Diego de Almagro		220	-	Atacama	30-abr-21
Nueva SE Llanquihue 220 kV - Etapa 2	STZ	220	-	Los Lagos	20-may-21
S/E Nueva Ancud 220 kV	STN	220	-	Los Lagos	30-may-21
Conexión a S/E Tinguiririca 220 kV	STD	220	-	O'Higgins	30-jun-21
Modificación de Conexión de Paños de Transformación TR5 y un Nuevo Banco en Nuevo Patio "GIS" 110 kV S/E Cerro Navia 110 kV	STN	220	-	Metropolitana	30-jul-21
Nueva S/E Lastarria 220/66 kV	STN	220	75	La Araucanía	30-ago-21

Nombre Proyecto	Sistema Tx	Nivel Tensión [kV]	Capacidad instalada [MVA]	Región	PES Estimada
Nueva S/E Río Aconcagua 220/110 kV	STN	220/110	350	Valparaíso	30-oct-21
S/E Seccionadora Coya 678 220 kV, Línea 1x220 kV Crucero – Radomiro Tomic	STD	220	200	Antofagasta	30-dic-21
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	STN	220	-	Atacama/ Coquimbo	30-abr-22
Línea de Transmisión 2x220 kV Lagunas – Puquios (QB2)	STD	220	-	Tarapacá	30-abr-22
SE Challacollo (QB2)	STD	220	66.6	Tarapacá	30-abr-22
SE Paguana (QB2)	STD	220	66.6	Tarapacá	30-abr-22
Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV Etapa 2	STZ	110	-	Valparaíso	30-abr-22
Nuevo Transformador en Subestación Seccionadora de la Línea Ventanas – Torquemada 2x110 kV	STZ	110	-	Valparaíso	30-abr-22
Nueva S/E Los Notros	STD	220	53	Los Lagos	30-ago-22
Nueva S/E Seccionadora Hualqui 220/66 kV	STN	220/66	90	Biobío	30-oct-22
Nueva S/E Mataquito 220/66 kV	STN	220/66	90	Maule	30-oct-22
Nueva Línea 2X220 kV Itahue – Mataquito	STN	220	-	Maule	30-oct-22
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	STN	220	-	Coquimbo	30-nov-22

Nombre Proyecto	Sistema Tx	Nivel Tensión [kV]	Demanda [MW]	Región	PES Estimada
SE Tiquima (QB2)	STD	220	15,5	Tarapacá	31-dic-20
Línea de Transmisión 2x220 kV Planta Arauco - Lagunillas (MAPA) y Ampliación de SE Planta Arauco (Etapa 1)	STD	220	82.8	Biobío	31-dic-20
Planta Flotación Escoria	STD	110	50	O'Higgins	30-ene-21
SE Puquios (QB2)	STD	220	45.5	Tarapacá	31-ene-21
SE Patillos (QB2), y Línea 2x220 kV Patillos – Puerto Patache	STD	220	78.7	Tarapacá	28-feb-21
SE Oyarvide (QB2), y Línea 2x220 kV Oyarvide - Geoglifos	STD	220	29.1	Tarapacá	28-feb-21

Nombre Proyecto	Sistema Tx	Nivel Tensión [kV]	Demanda [MW]	Región	PES Estimada
SE Challacollo (QB2)	STD	220	15,5	Tarapacá	30-abr-22
SE Paguana (QB2)	STD	220	15,5	Tarapacá	30-abr-22

Tabla 3.3. Proyectos de consumo considerados en el estudio

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 3.4. Demanda por Escenario.

	Dic 20 (E1)	Ene 21 (E2)	Mar 21 (E3)	Jul 21 (E4)	Dic 21 (E5)	Sep 21 (E6)
Demanda Alta/Baja	DA	DA	DA	DA	DB	DB
% Gen ERV	51	50	43	53	24	40
% Gen Convencional	49	50	57	47	76	60
Demanda SEN (MW)	11289	11305	10989	10534	7223	7143

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 convencionales, 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.
- 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.

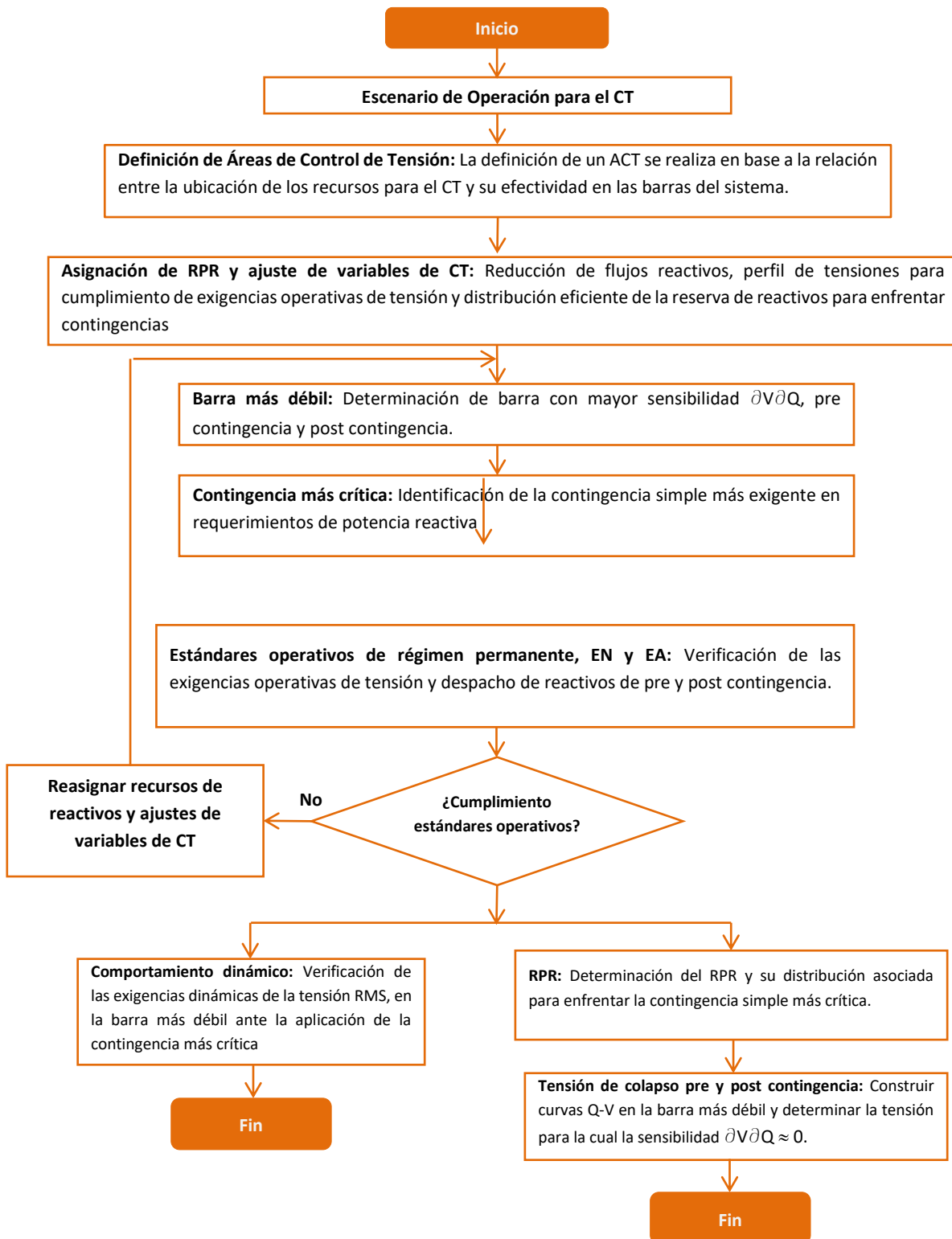


Figura 3.2. Metodología para el desarrollo del ECT y RPR.

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	1754	2134	1360
E5	2003	1489	406

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	472	720	720
E5	558	287	287

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 dos escenarios E4 y E5, 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, U14 y U15 debido al programa de descarbonización que contempla dichas unidades fuera de servicio al 2022.

4.2.2 Subárea Norte-Centro

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

- Central Norgener (NTO1 y NTO2)

- Central Cochrane (CCH1 y CCH2)
- Central Angamos (ANG1 y ANG2)
- Central IEM
- Cerro Dominador (CSP)

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 0 de 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 Chagos 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 U16
- Central Mejillones CTM3

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 Cochrane-Encuentro 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 Lagunas-San Simón 220kV
- Falla de la línea O'Higgins-Kapatur C1 220 kV
- Falla de la línea María Elena-Frontera C2 220 kV
- Falla de la línea Encuentro-Ana María C1 220 kV
- Falla de la línea Kimal - Los Chagos C1 500kV
- Desconexión CCH1
- Desconexión ANG1
- Desconexión NTO2
- Desconexión IEM
- Desconexión Reactor Los Chagos 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.

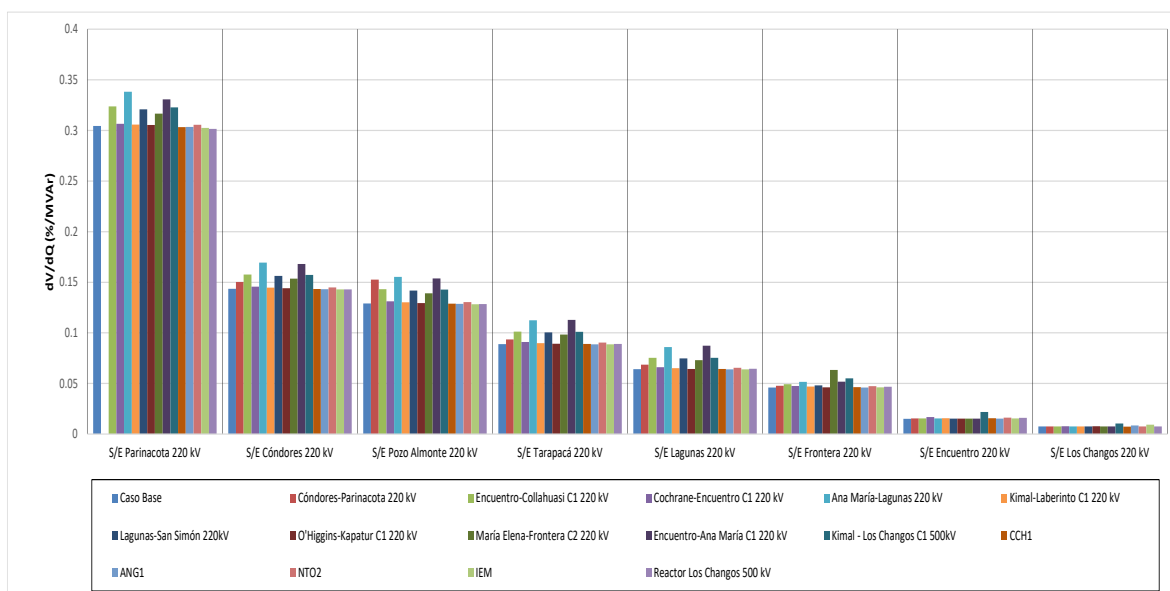


Figura 4.1. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E4.

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 significativamente 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.

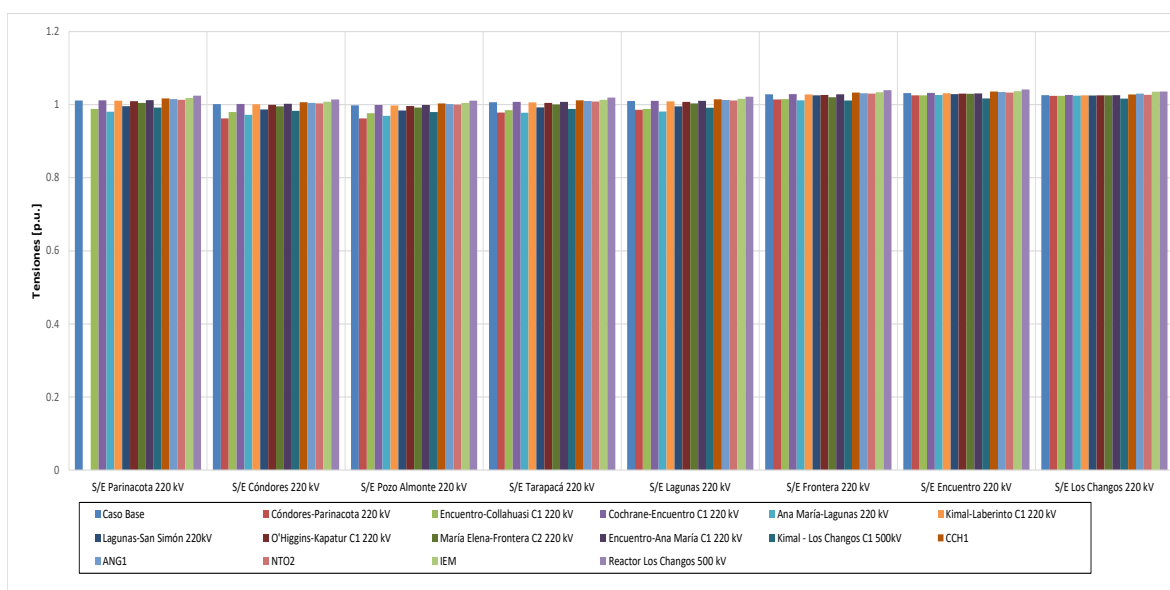


Figura 4.2. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E4.

En el gráfico anterior se puede observar que existen barras en esta subárea con variaciones de tensión de hasta un ~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 Encuentro-Collahuasi C1 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 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.

Falla Elemento		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																															
		Córdones-Parinacota 220 kV		Encuentro-Collahuasi C1 220 kV		Cochrane-Encuentro C1 220 kV		Ana María-Lagunas 220 kV		Kimal-Laberinto C1 220 kV		Lagunas-San Simón 220kV		O'Higgins-Kapatur C1 220 kV		María Elena-Frontera C2 220 kV		Encuentro-Ana María C1 220 kV		Kimal - Los Changos C1 500kV				CCH1		ANG1		NT02		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		3.8	12%	3.8	12%	-0.3	-1%	3.3	12%	1.7	24%	1.8	12%	1.3	13%	1.1	12%	0.5	11%	19.2	17%	-3.6	9%			-1.7	18%	-18.0	34%	-19.1	20%		
ANG2		3.8	12%	3.8	12%	-0.3	-1%	3.2	12%	1.7	24%	1.8	12%	1.2	13%	1.1	12%	0.5	11%	19.1	17%	-3.6	9%	-13.2	39%	-1.7	18%	-17.9	34%	-19.1	20%		
CCH1		4.7	14%	4.7	14%	21.0	52%	3.8	14%	0.4	5%	2.2	14%	1.3	13%	1.3	14%	0.7	15%	11.1	10%			-2.0	6%	-1.1	11%	-3.8	7%	-7.6	8%		
CCH2		4.6	14%	4.7	14%	20.9	52%	3.8	14%	0.4	5%	2.2	14%	1.3	13%	1.3	14%	0.7	15%	11.0	10%	-22.7	54%	-2.0	6%	-1.1	11%	-3.7	7%	-7.5	8%		
Cerro Dominador CSP		4.3	13%	4.3	13%	-0.3	-1%	3.5	13%	0.3	5%	2.1	13%	1.2	12%	1.2	13%	0.7	14%	10.3	9%	-3.1	7%	-1.9	6%	-1.0	11%	-3.7	7%	-7.0	7%		
Cerro Pabellón TG1		1.2	4%	1.2	4%	-0.1	0%	1.0	4%	0.1	1%	0.6	4%	0.3	3%	0.4	4%	0.2	3%	3.2	3%	-0.8	2%	-0.6	2%	-0.4	4%	-1.1	2%	-2.2	2%		
Cerro Pabellón TG2		1.2	4%	1.2	4%	-0.1	0%	1.0	4%	0.1	1%	0.6	4%	0.3	3%	0.4	4%	0.2	3%	3.2	3%	-0.8	2%	-0.6	2%	-0.4	4%	-1.1	2%	-2.2	2%		
IEM		5.1	16%	5.2	16%	-0.4	-1%	4.4	16%	2.1	31%	2.5	16%	1.6	17%	1.5	16%	0.7	15%	26.2	23%	-4.8	11%	-11.8	35%	-2.3	24%			-26.6	28%		
NT02		3.9	12%	3.9	12%	-0.3	-1%	3.4	12%	0.3	4%	1.8	12%	1.1	11%	1.2	12%	0.5	11%	10.3	9%	-2.7	6%	-1.8	5%			-3.5	7%	-4.7	5%		
T_INTERNO		32.6	100%	32.8	100%	40.1	100%	27.6	100%	6.9	100%	15.6	100%	9.5	100%	9.5	100%	4.8	100%	113.6	100%	-42.1	100%	-33.7	100%	-9.6	100%	-52.8	100%	-95.9	100%		

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

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																
Gen	Falla	Cóndores-Parinacota 220 kV	Encuentro-Collahuasi C1 220 kV	Cochrane-Encuentro C1 220 kV	Ana María-Lagunas 220 kV	Kimal-Laberinto C1 220 kV	Lagunas-San Simón 220kV	O'Higgins-Kapatur C1 220 kV	María Elena-Frontera C2 220 kV	Encuentro-Ana María C1 220 kV	Kimal - Los Changos C1 500kV	CCH1	ANG1	NT02	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		32.6	32.8	40.1	27.6	6.9	15.6	9.5	9.5	4.8	113.6	-42.1	-33.7	-9.6	-52.8	-95.9
NGN-NGS		11.2	11.2	-0.9	9.5	11.7	5.3	9.7	3.2	1.6	24.1	-9.6	-12.3	-4.1	-24.0	-31.9
NGN-NCH		10.5	10.5	-0.7	9.1	2.2	4.6	3.2	3.0	1.4	56.0	-10.6	-15.6	-4.4	-34.7	-75.3
TOTAL		54.3	54.5	38.5	46.1	20.8	25.5	22.4	15.8	7.9	193.7	-62.4	-61.6	-18.1	-111.5	-203.0

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 113 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (23%), la unidad ANG1 y ANG2 (17% c/u) y las unidades CCH1 y CCH2 (10% c/u). 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 (193 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 95 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (23%), por las unidades ANG1 y ANG2 (20% c/u) y por las unidades CCH1 y CCH2 (8% c/u). Sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 203 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.

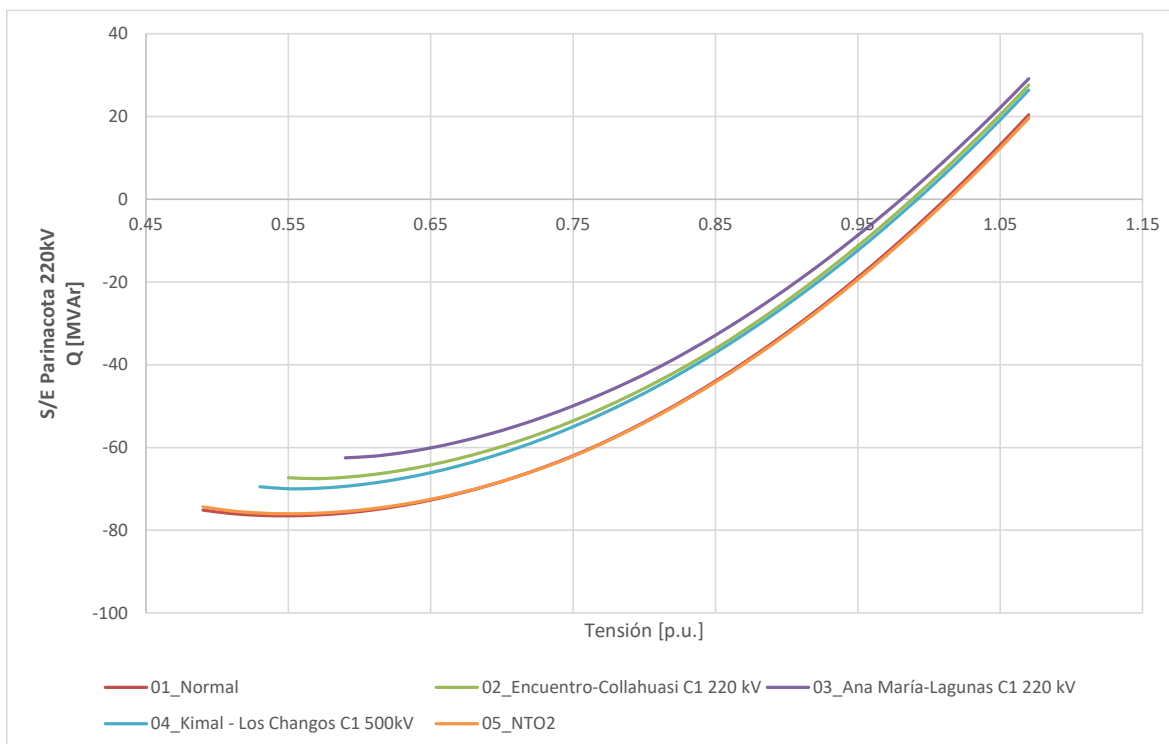


Figura 4.3. Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E4.

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	1.011	0.95-1.05	0.55
Encuentro-Collahuasi C1 220 kV	0.988	0.93-1.07	0.57
Ana María-Lagunas 220 kV	0.980	0.93-1.07	0.59
Kimal - Los Changos C1 500kV	0.992	0.93-1.07	0.55
NTO2	1.014	0.93-1.07	0.55

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.

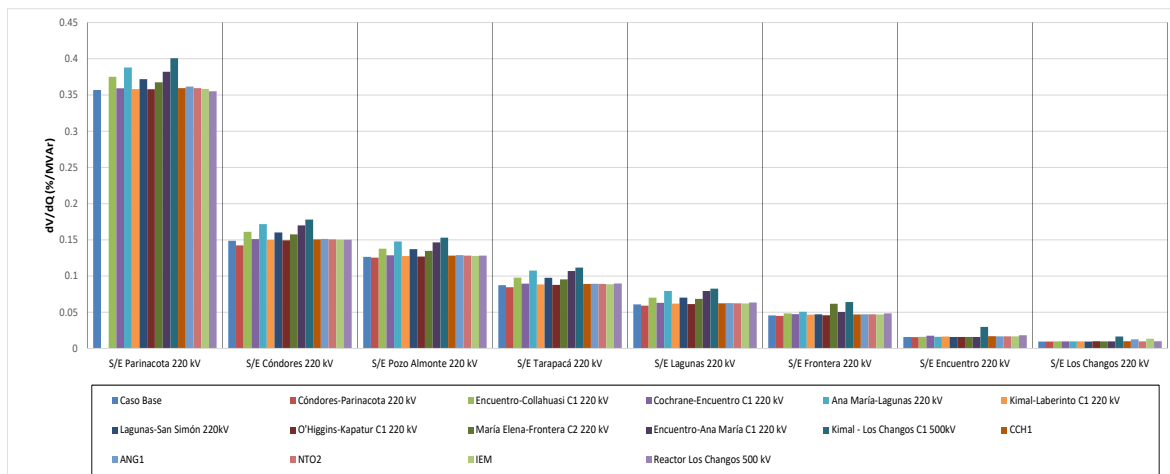


Figura 4.4. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E5.

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.

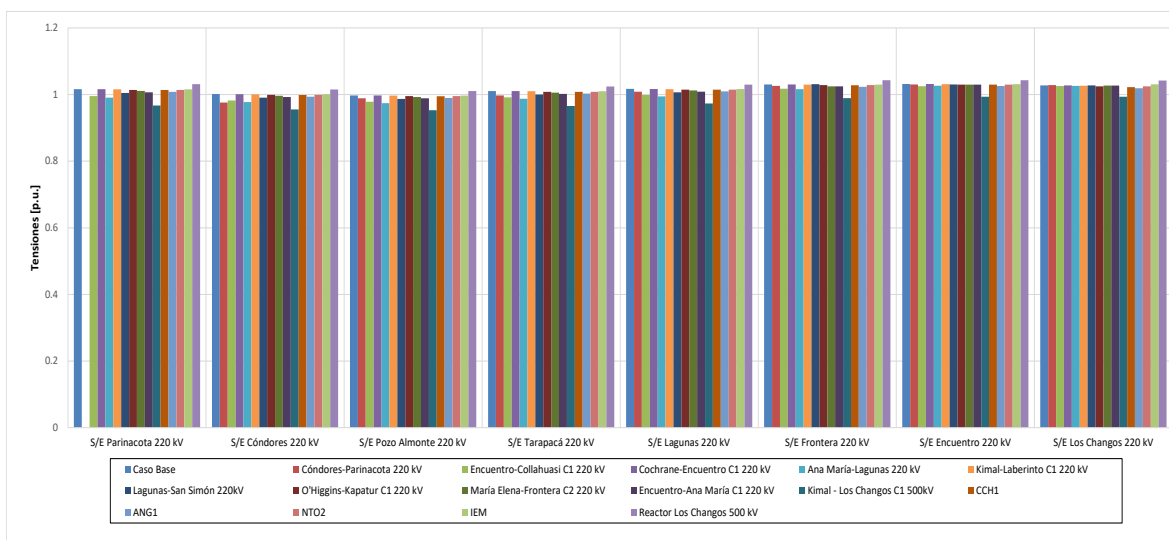


Figura 4.5. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E5.

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 $\sim 4,8\%$ 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 Changos 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 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.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																														
Falla Elemento	Córdones- Parinacota 220 kV		Encuentro- Collahuasi C1 220 kV		Cochrane- Encuentro C1 220 kV		Ana María- Lagunas 220 kV		Kimal- Laberinto C1 220 kV		Lagunas-San Simón 220kV		O'Higgins- Kapatur C1 220 kV		María Elena- Frontera C2 220 kV		Encuentro- Ana María C1 220 kV		Kimal - Los Changos C1 500kV		CCH1		ANG1		NTO2		IEM		Reactor Los Changos 500 kV	
	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]	Δ	[%]
ANG1	-1.3	-7%	4.9	14%	0.3	1%	4.1	14%	2.3	31%	0.3	6%	6.9	31%	1.5	14%	1.6	14%	78.6	25%	11.9	84%			6.4	32%	-6.3	-346%	-32.2	30%
CCH1	1.0	54%	5.1	14%	25.0	49%	4.0	14%	0.5	7%	1.0	19%	1.4	6%	1.5	14%	1.5	14%	28.3	9%			6.1	12%	1.7	9%	1.8	-77%	-8.3	8%
CCH2	1.0	53%	5.0	14%	24.9	49%	4.0	14%	0.5	7%	1.0	19%	1.4	6%	1.5	14%	1.5	14%	28.2	9%	-18.2	-128%	6.0	12%	1.7	9%	1.8	-77%	-8.3	8%
Cerro Dominador CSP	1.0	53%	5.0	14%	0.1	0%	3.9	14%	0.5	7%	1.0	19%	1.4	6%	1.5	13%	1.5	13%	27.9	9%	1.3	9%	4.6	9%	1.4	7%	0.8	-16%	-8.2	8%
Cerro Pabellón TG1	0.2	1%	1.0	3%	0.0	0%	0.8	3%	0.1	1%	0.2	3%	0.3	1%	0.3	3%	0.3	3%	5.7	2%	0.4	3%	1.0	2%	0.2	1%	0.1	-4%	-1.8	2%
Cerro Pabellón TG2	0.2	1%	1.0	3%	0.0	0%	0.8	3%	0.1	1%	0.2	3%	0.3	1%	0.3	3%	0.3	3%	5.7	2%	0.4	3%	1.0	2%	0.2	1%	0.1	-4%	-1.8	2%
Cerro Pabellón TG3	0.2	1%	1.0	3%	0.0	0%	0.8	3%	0.1	1%	0.2	3%	0.3	1%	0.3	3%	0.3	3%	5.7	2%	0.4	3%	1.0	2%	0.2	1%	0.1	-4%	-1.8	2%
IEM	-1.7	-91%	6.0	17%	0.4	1%	5.0	17%	2.7	36%	0.4	7%	8.1	37%	1.9	17%	1.9	17%	94.6	30%	15.0	105%	24.4	47%	8.1	40%			-40.5	38%
NTO1	0.7	36%	3.4	10%	0.1	0%	2.8	10%	0.3	5%	0.6	11%	1.0	5%	1.1	10%	1.1	10%	20.3	6%	1.5	10%	3.9	7%	-0.1	-1%	0.8	-31%	-2.2	2%
NTO2	0.7	36%	3.4	10%	0.1	0%	2.8	10%	0.3	5%	0.6	11%	1.0	5%	1.1	10%	1.1	10%	20.3	6%	1.5	10%	3.9	8%			0.8	-34%	-2.2	2%
T_INTERNO	1.9	100%	35.7	100%	51.0	100%	29.0	100%	7.4	100%	5.5	100%	22.0	100%	11.2	100%	11.3	100%	315.5	100%	14.2	100%	52.0	100%	20.0	100%	-1.8	100%	-107.4	100%

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

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas															
Falla Gen	Córdones- Parinacota 220 kV	Encuentro- Collahuasi C1 220 kV	Cochrane- Encuentro C1 220 kV	Ana María- Lagunas 220 kV	Kimal- Laberinto C1 220 kV	Lagunas-San Simón 220kV	O'Higgins- Kapatur C1 220 kV	María Elena- Frontera C2 220 kV	Encuentro- Ana María C1 220 kV	Kimal - Los Changos C1 500kV	CCH1	ANG1	NTO2	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	1.9	35.7	51.0	29.0	7.4	5.5	22.0	11.2	11.3	315.5	14.2	52.0	20.0	-1.8	-107.4
NGN-NGS	0.3	12.9	0.5	10.5	11.9	1.9	12.9	4.1	4.1	8.8	14.3	25.9	8.6	-5.6	-44.9
NGN-NCH	11.6	4.9	-0.5	3.7	1.7	3.5	6.1	1.6	1.4	72.9	-3.2	-81.6	-20.7	-87.2	-52.8
TOTAL	13.8	53.5	51.0	43.2	20.9	10.9	41.0	16.8	16.7	397.2	-14.8	-3.7	7.9	-94.6	-205.1

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 316 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por la unidad IEM (30%) y la unidad ANG1 (25%). 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 (~397 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 107 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por la unidad IEM (38%) y la unidad ANG1 (30%). 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 205 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.

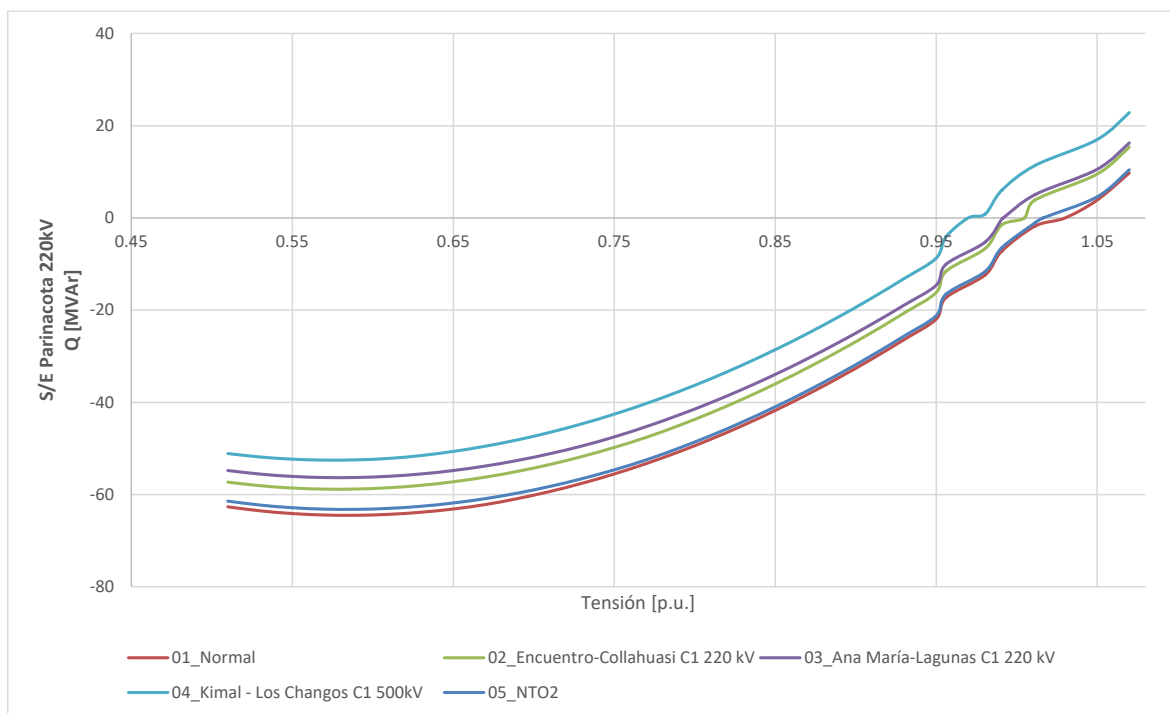


Figura 4.6. Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E5.

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	1.016	0.95-1.05	0.57
Encuentro-Collahuasi C1 220 kV	0.996	0.93-1.07	0.55
Ana María-Lagunas 220 kV	0.991	0.93-1.07	0.55
Kimal - Los Changos C1 500kV	0.967	0.93-1.07	0.55
NTO2	1.014	0.93-1.07	0.57

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 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]	$\xi \geq 5\%$?	$\angle \text{Dif. Ang.} \leq 120^\circ$?	$\angle V_{\min.} > 0.7$ p.u. ?	$\angle V_{\min.} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\angle f \geq 48.3$ Hz?
Kimal - Los Changos 500 kV C1	Cochrane - Encuentro 220kV C1	107.8	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.9. Resumen verificación comportamiento dinámico escenario E5 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.

4.2.2.5 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 4.10. 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
Escenario más exigente	E5	E5
Demanda de la zona (MW)	2003	2003
Generación de la zona (MW)	1489	1489
Contingencia más crítica en la zona	Kimal - Los Changos C1 500kV	Reactor Los Changos 500 kV
Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVar)	315.5	-107.4
Distribución	IEM:30% ANG1: 25%	IEM: 38% ANG1: 30%

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.

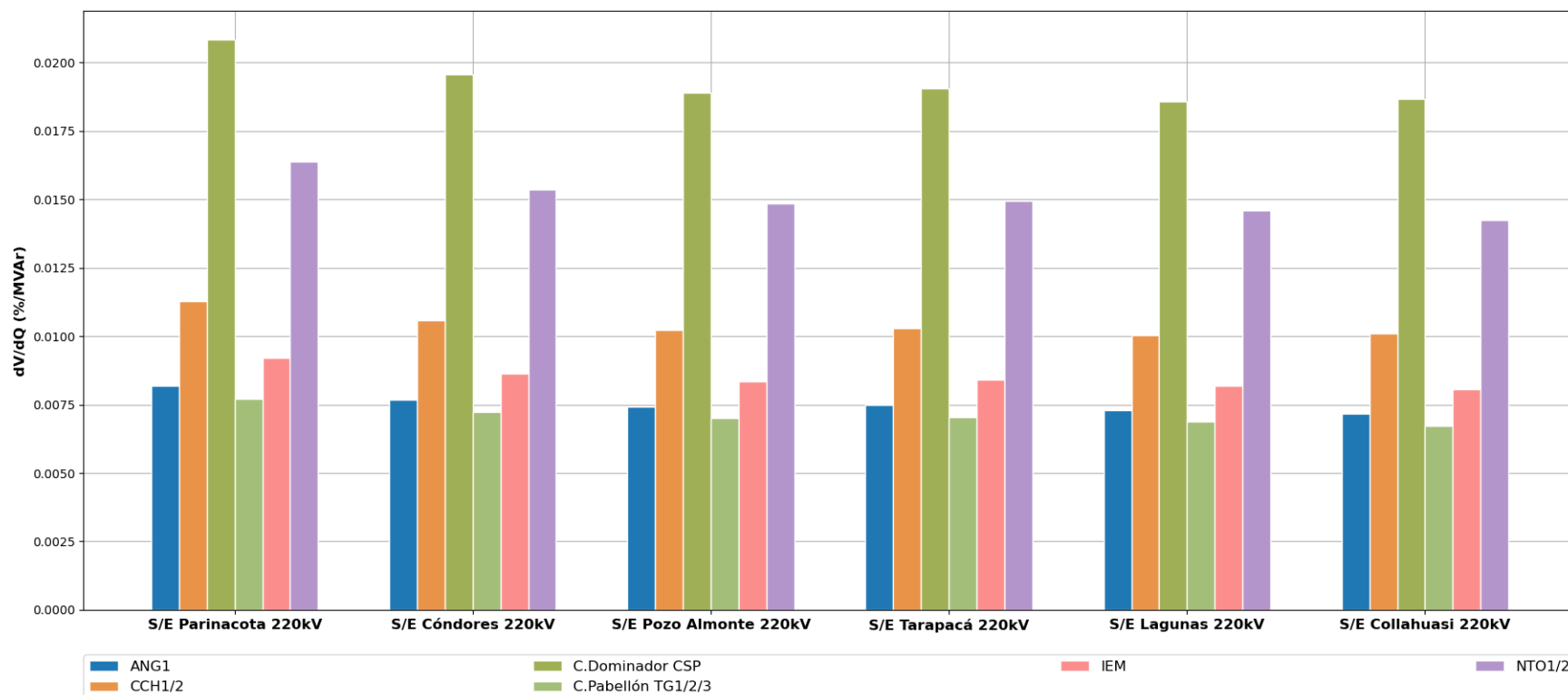


Figura 4.7. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande.

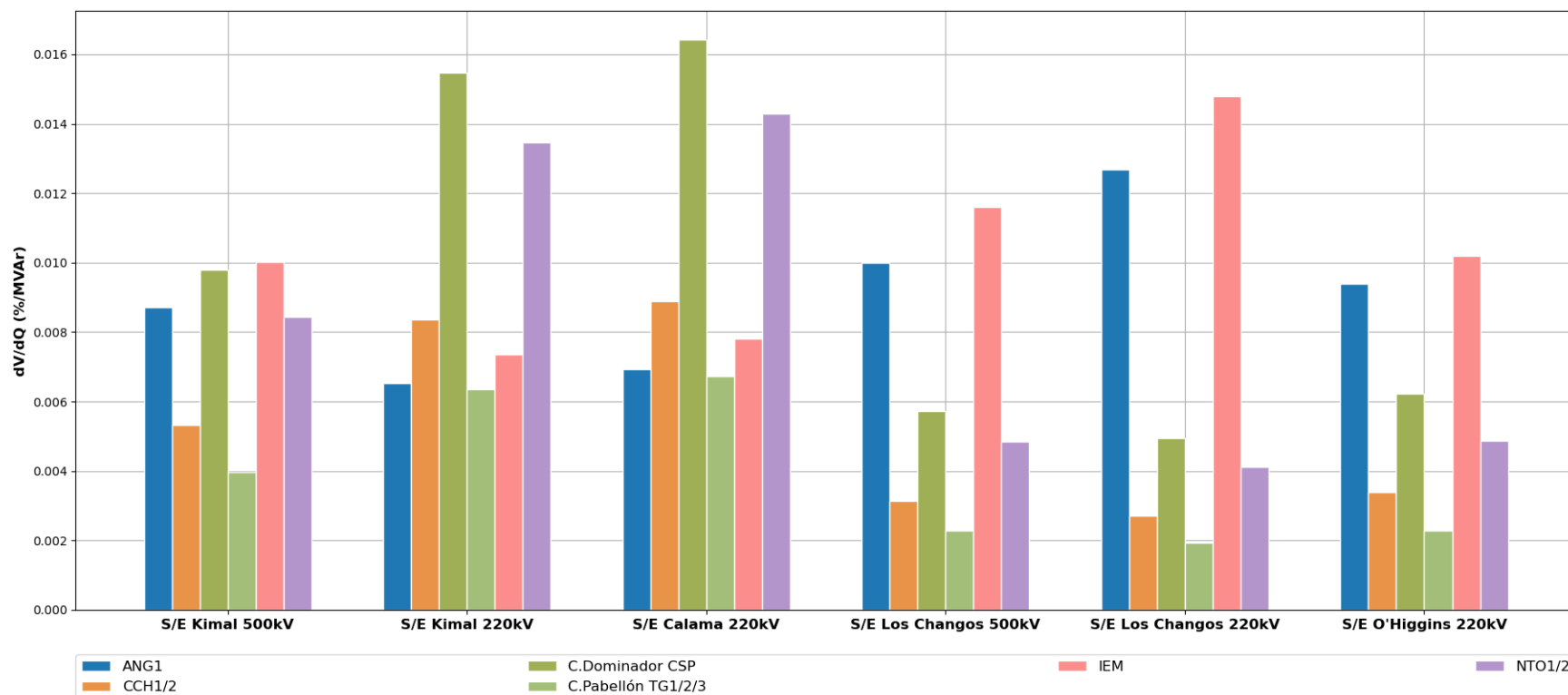


Figura 4.8. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande (continuación).

De las figuras anteriores se observa que para la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección y absorción (E5) de potencia reactiva, la Central Norgener (NTO1 y NTO2 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) 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.

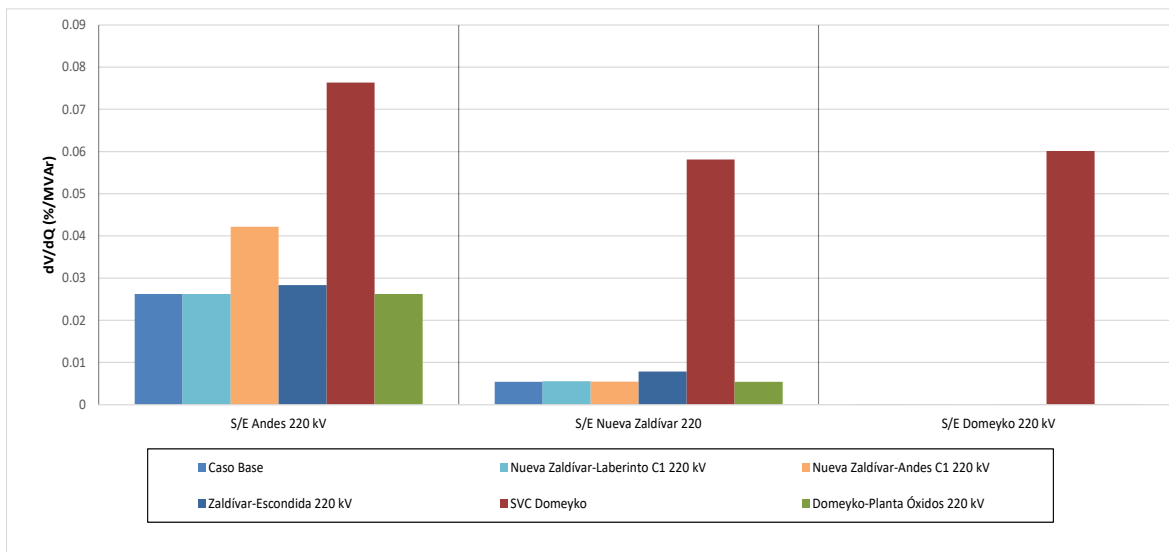


Figura 4.9. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E4.

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.

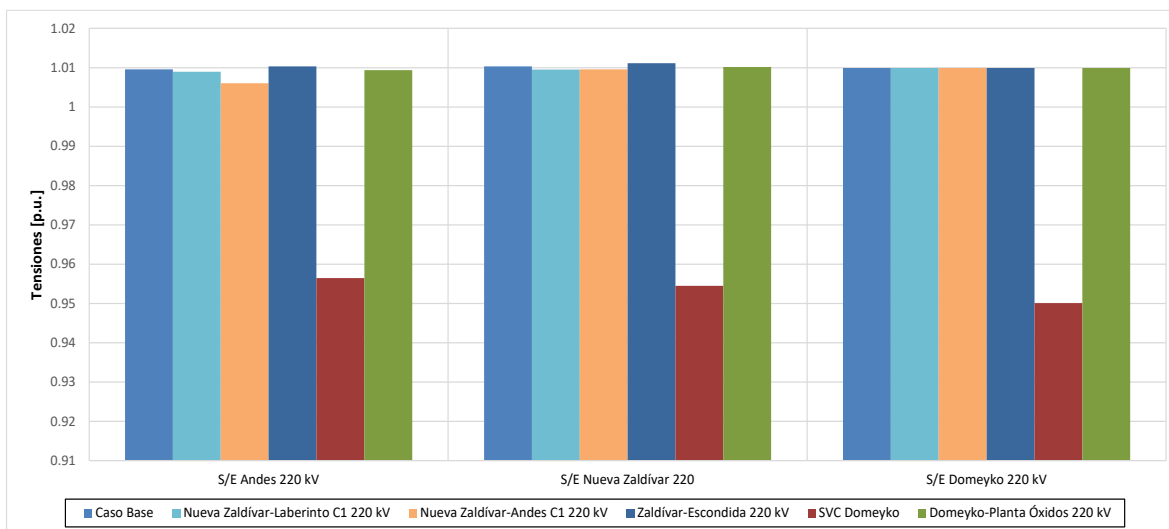


Figura 4.10. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E4.

En el gráfico anterior se puede observar que las barras en el Subárea Sur del ACT Norte Grande poseen variaciones de tensión entre 0,1% y 5,9% 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 4.11: 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								
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	13.7	100%	13.4	100%	3.3	100%	-22.4	100%
T_INTERNO	13.7	100%	13.4	100%	3.3	100%	-22.4	100%

Tabla 4.12: 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					
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	13.7	13.4	3.3	0.0	-22.4
NGN-NGS	-13.7	1.0	-1.1	131.6	1.7
TOTAL	0.0	14.4	2.2	131.6	-20.8

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.

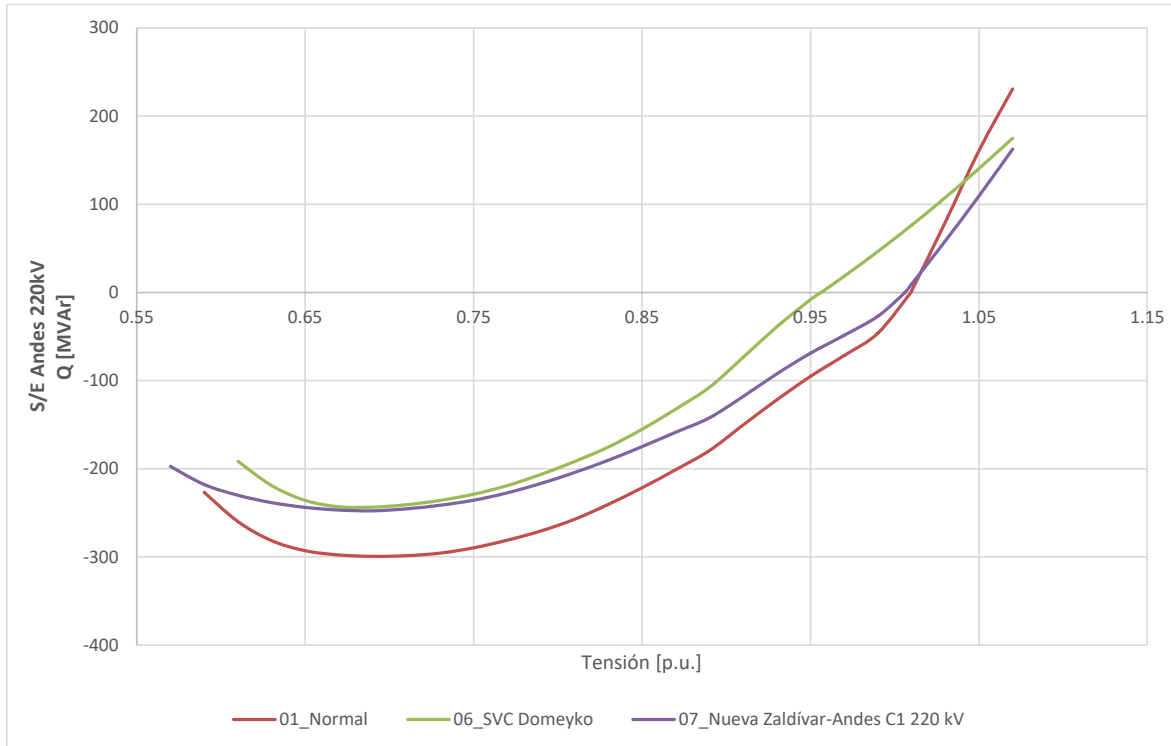


Figura 4.11. Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E4.

Tabla 4.13. 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	1.010	0.95-1.05	0.69
SVC Domeyko	0.956	0.93-1.07	0.69
Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV	1.006	0.93-1.07	0.69

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.

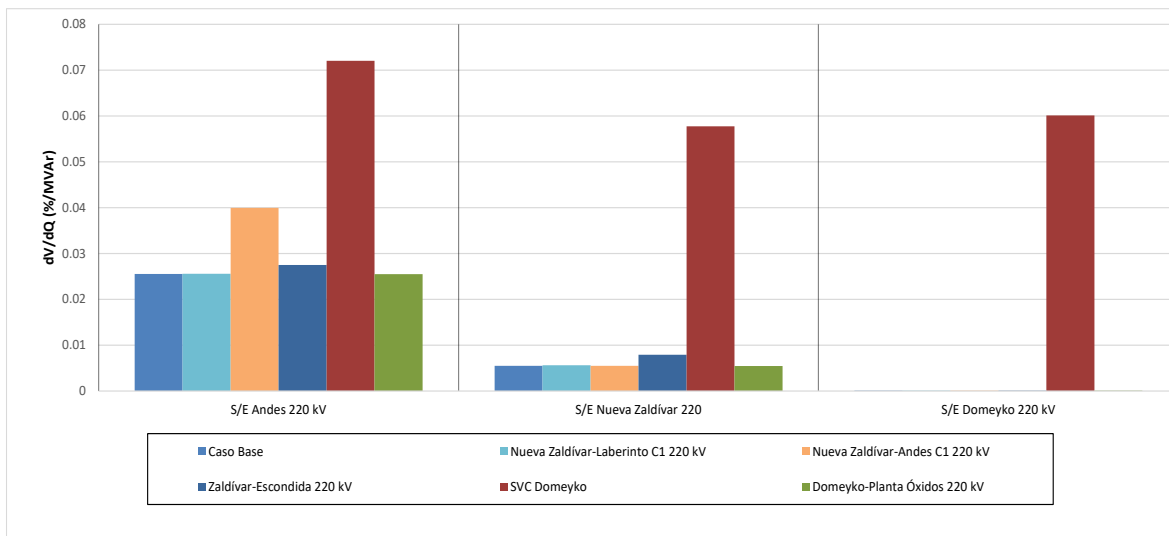


Figura 4.12. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E5.

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 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 referido SVC 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.

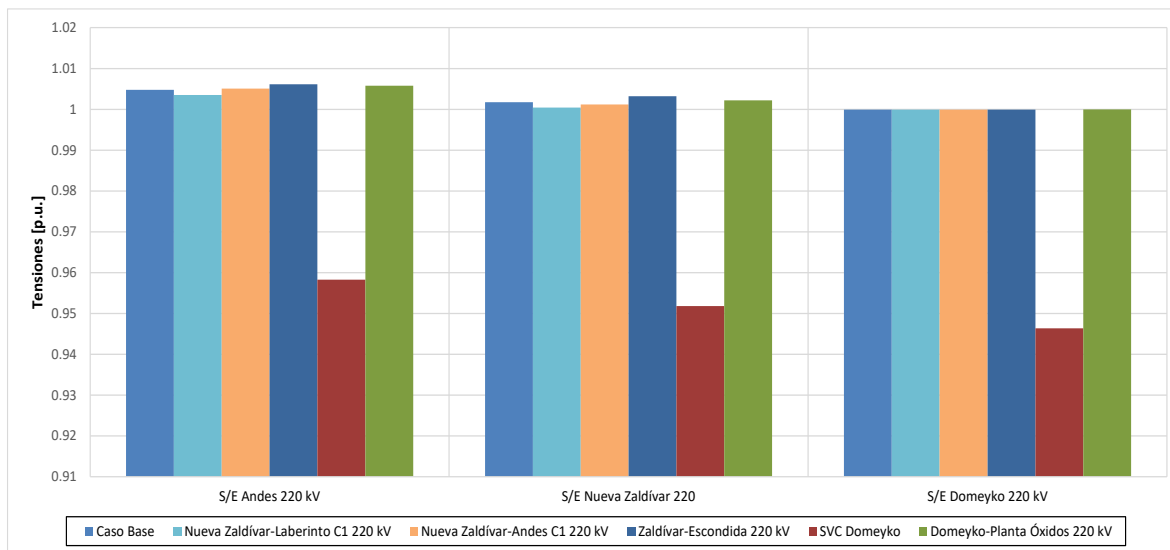


Figura 4.13. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E5.

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 $\sim 5,3\%$ 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 4.14: 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								
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	25.2	100%	9.7	100%	4.6	100%	-70.5	100%
T_INTERNO	25.2	100%	9.7	100%	4.6	100%	-70.5	100%

Tabla 4.15. 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						
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	25.2	9.7	4.6	0.0	-70.5	
NGN-NGS	-20.0	0.5	-1.8	110.3	23.9	
TOTAL	5.2	10.2	2.9	110.3	-46.7	

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.

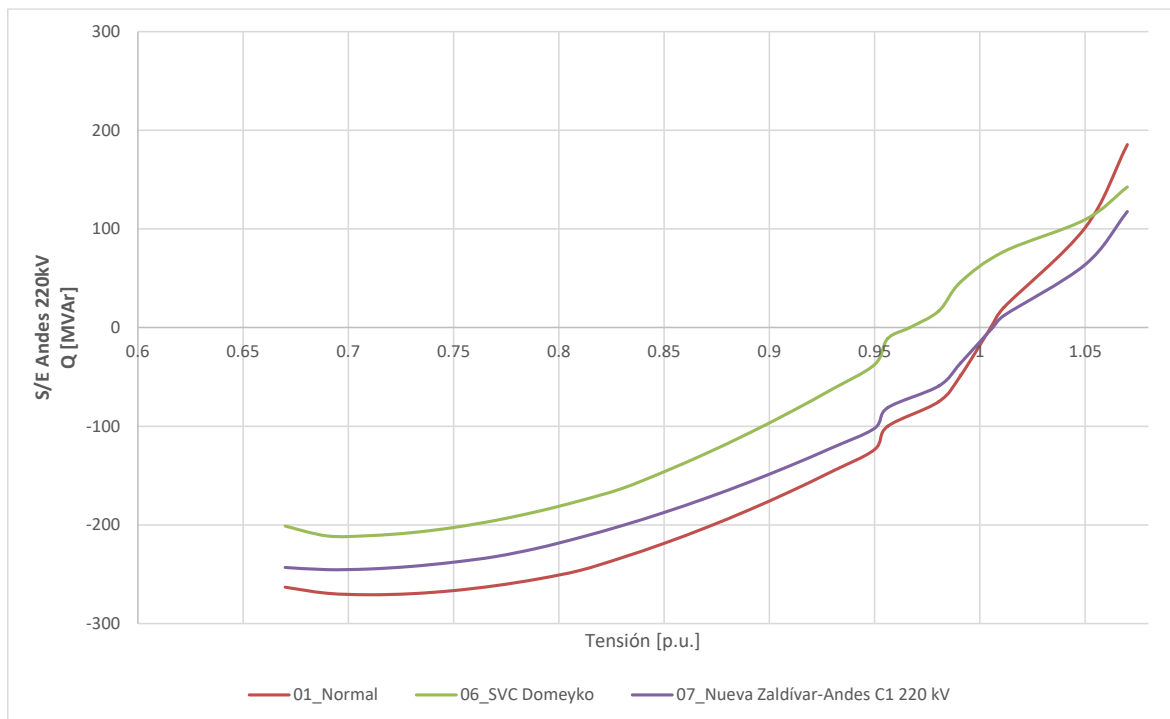


Figura 4.14. Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E5.

Tabla 4.16. 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	1.005	0.95-1.05	0.69
SVC Domeyko	0.958	0.93-1.07	0.67
Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV	1.005	0.93-1.07	0.67

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 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]	$\xi \geq 5\%$?	$\angle \text{Dif. Ang.} \leq 120^\circ$?	$\angle V_{\min.} > 0.7$ p.u. ?	$\angle V_{\min.} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\angle f \geq 48.3$ Hz?
Domeyko-Planta Óxidos 220 kV	Laberinto N.Zaldivar 220kV C1	61.8	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.17. Resumen verificación comportamiento dinámico escenario E5 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.

4.2.3.5 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 4.18. 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
Escenario más exigente	E5	E5
Demanda de la zona (MW)	558	558
Generación de la zona (MW)	287	287
Contingencia más crítica en la zona	Nueva Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	Domeyko-Planta Óxidos 220 kV
Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVar)	25.2	-70.5
Distribución	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.

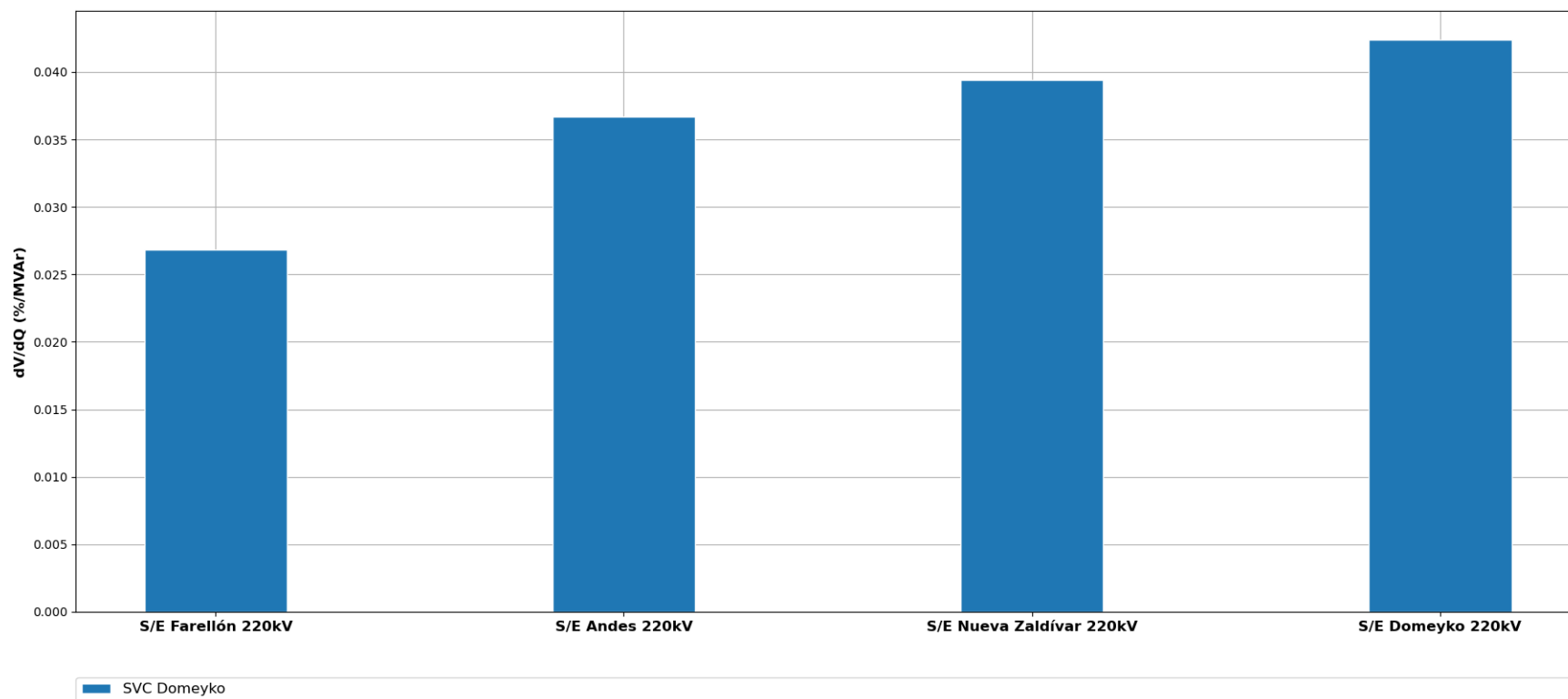


Figura 4.15. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Sur del ACT Norte Grande.

De la 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 y absorción (E5) 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 Farellón 220kV y Andes 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 4.19 y la Tabla 4.20

Tabla 4.19. Escenarios de operación para el análisis del ACT Norte Chico subárea Norte

Escenario	Consumo ACT (MW)	Generación ACT (MW)	Generación ERV ACT (MW)
E3	125	568	568
E4	129	463	463
E5	114	106	106

Tabla 4.20. 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	936	2001	1597
E4	1163	1950	1854
E5	544	523	380

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 1150 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 los escenarios E4 y E5, se contemplaron medidas operacionales consistentes en aperturas de líneas y/o transformadores:

- ATR 2 KIMAL 500/220kV 750MVA
- Línea 500 kV Kimal - Los Changos C2
- Línea 500 kV Cumbre-Nueva Cardone C1
- Línea 500 kV N. Maiten.-N. P. de Azúcar C1

Estas medidas se contemplaron para solventar eventuales sobretensiones en la zona, originadas por un sistema de transmisión con baja carga.

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
- Hasta 2 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
- SVC Plus Diego de Almagro

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.

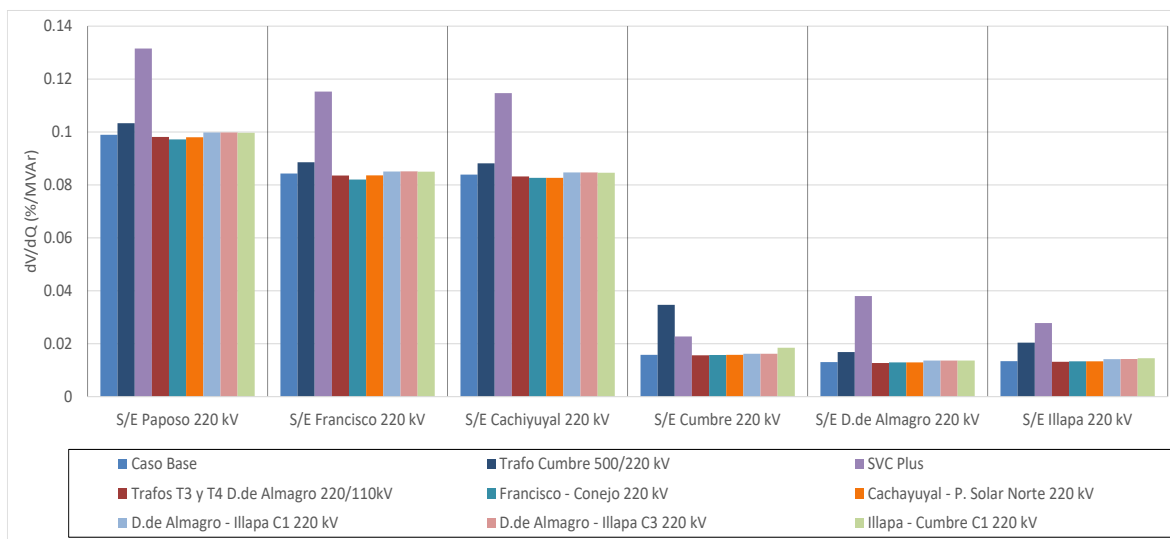


Figura 4.16. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E3.

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.

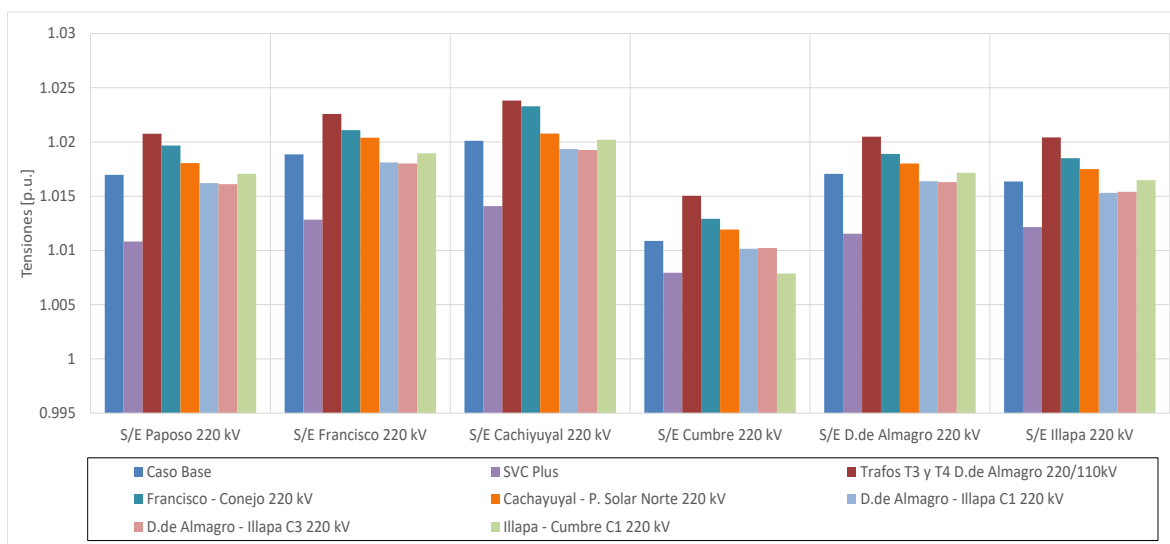


Figura 4.17. Tensiones en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E3.

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 4.21. 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														
Falla Elemento	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	-18.0	100%	-17.1	100%	-9.1	100%	-4.8	100%	3.4	100%	3.9	100%	-0.4	100%
T INTERNO	-18.0	100%	-17.1	100%	-9.1	100%	-4.8	100%	3.4	100%	3.9	100%	-0.4	100%

Tabla 4.22. 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		-18.0	0.0	-17.1	-9.1	-4.8	3.4	3.9		-0.4
NCHS-NCHN		13.0	17.4	-13.7	-10.1	-6.1	4.4	4.0		12.2
TOTAL		-4.9	17.4	-30.8	-19.3	-10.9	7.8	7.8		11.8

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla de la línea D.de Almagro - Illapa C3 220 kV, el que precisa de una reserva interna de 3,9 MVar, que en su totalidad es aportado por el SVC de D. de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la salida del SVC D. Almagro es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (17,4 MVar).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del transformador 500/220 kV de Cumbre, evento que requiere una reserva interna del ACT de 18 MVar que en su totalidad es aportado por el SVC de D. de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la salida de los transformadores T3 y T4 220/110kV D. de Almagro es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (30,8 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.

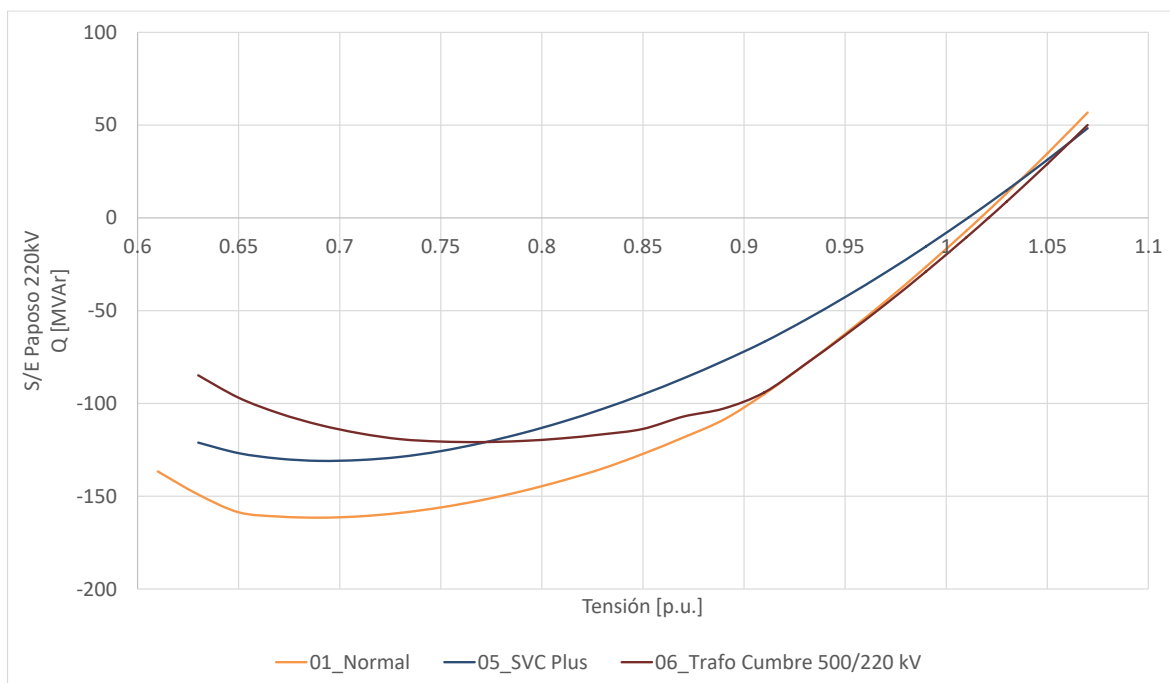


Figura 4.18. Curvas Q-V en S/E Paposo 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E3.

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

Tabla 4.23. 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	1.017	0.984-1.088	0.69
SVC Plus	1.011	0.963 - 1.109	0.69
Trafo Cumbre 500/220 kV	1.021	0.963 - 1.109	0.77

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.

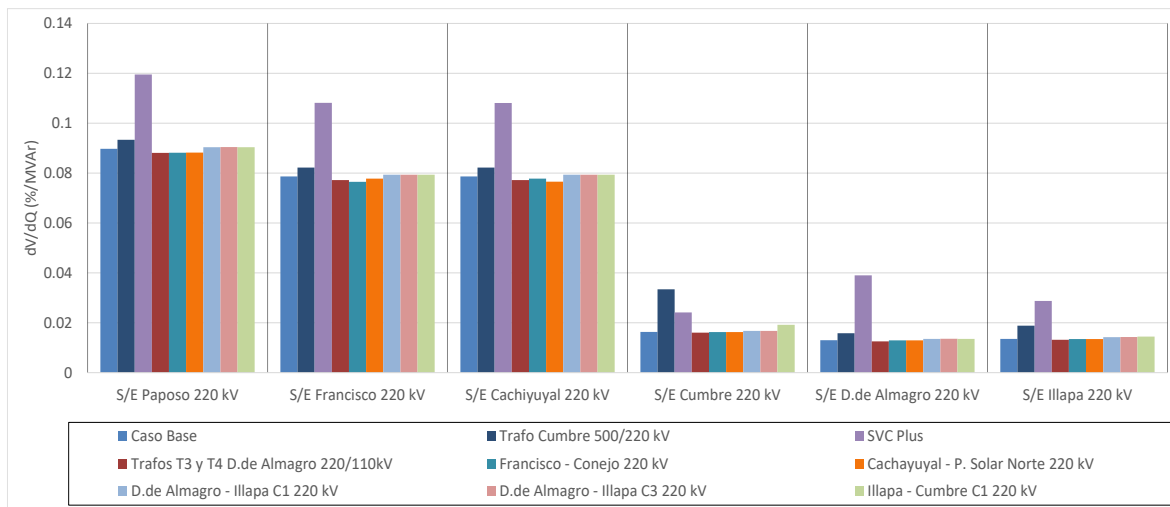


Figura 4.19. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E4.

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.

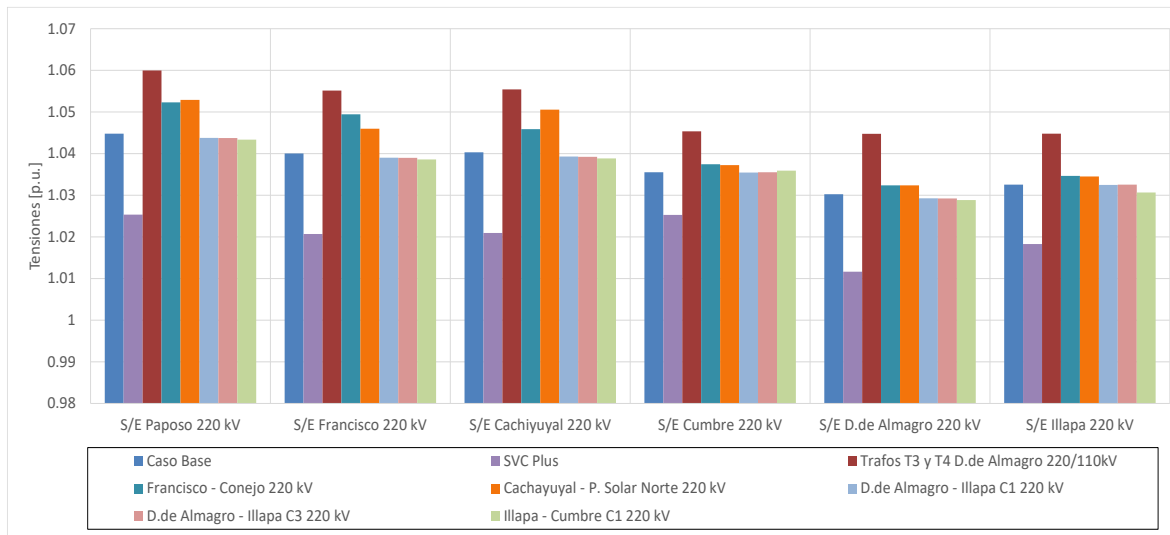


Figura 4.20. Tensiones en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E4.

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 4.24. 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														
Falla Elemento	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	32.8	100%	-72.6	100%	-10.7	100%	-10.7	100%	4.9	100%	5.1	100%	7.0	100%
T_INTERNO	32.8	100%	-72.6	100%	-10.7	100%	-10.7	100%	4.9	100%	5.1	100%	7.0	100%

Tabla 4.25. 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	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		32.8	0.0	-72.6	-10.7	-10.7	4.9	5.1	7.0
NCHS-NCHN		-28.4	56.8	-50.1	-8.0	-7.3	0.4	0.1	4.5
TOTAL		4.4	56.8	-122.6	-18.7	-18.0	5.3	5.2	11.5

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la salida del transformador 500/220 kV Cumbre, el que precisa de una reserva interna de 32,8 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 (56,8 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 72,6 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 (122,6 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.

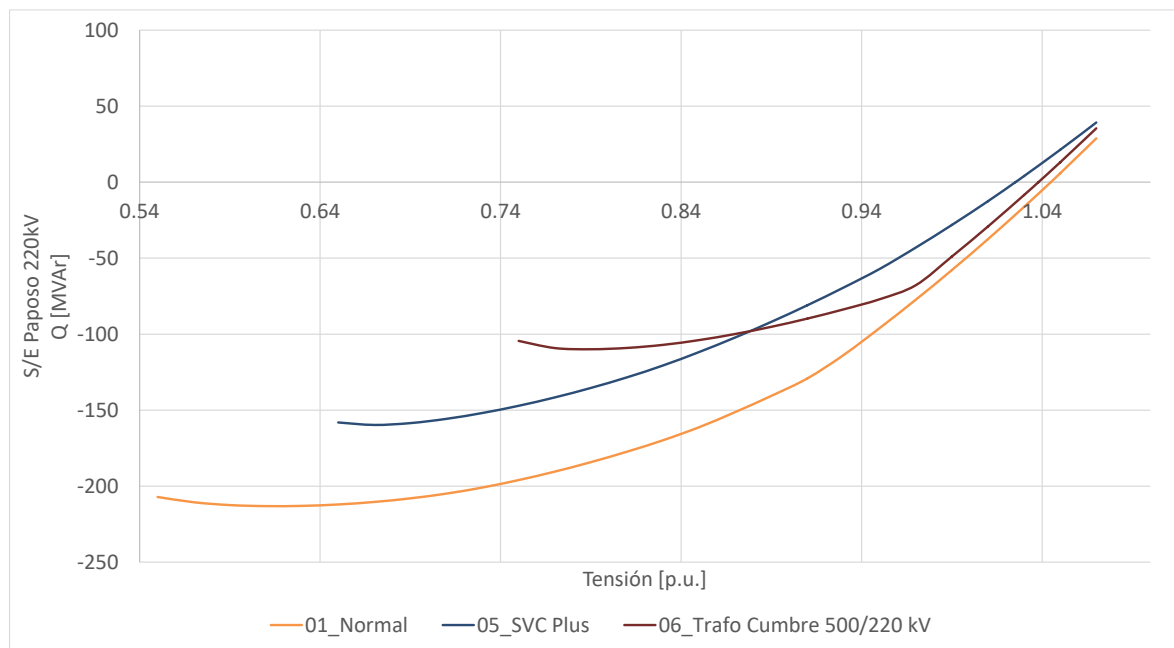


Figura 4.21. Curvas Q-V en S/E Paposo 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E4.

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

Tabla 4.26. 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	1.045	0.984-1.088	0.61
SVC Plus	1.025	0.963 - 1.109	0.67
Trafo Cumbre 500/220 kV	1.038	0.963 - 1.109	0.79

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.

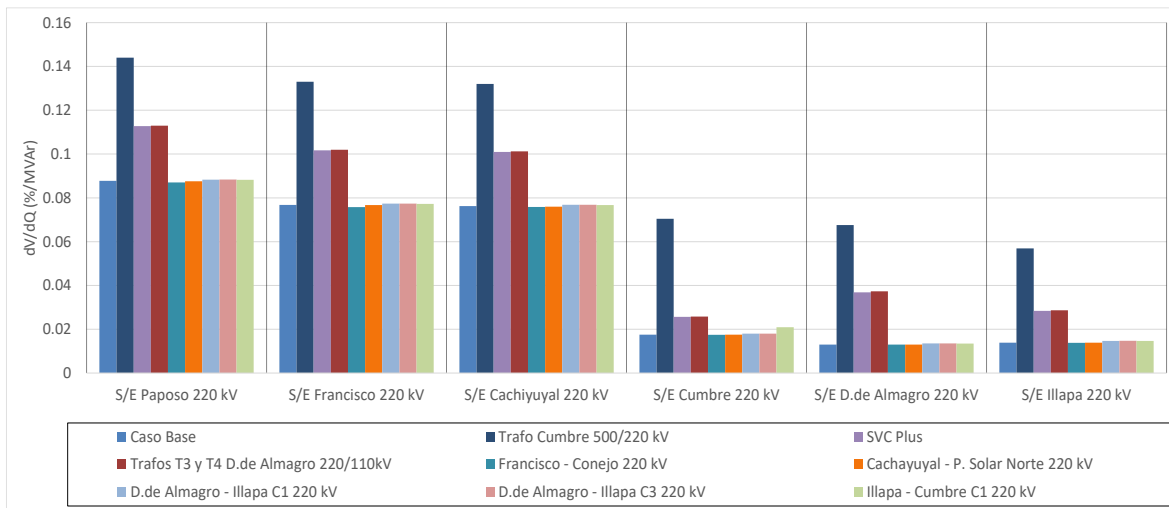


Figura 4.22. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E5.

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 salida del transformador 500/200 kV Cumbre.

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

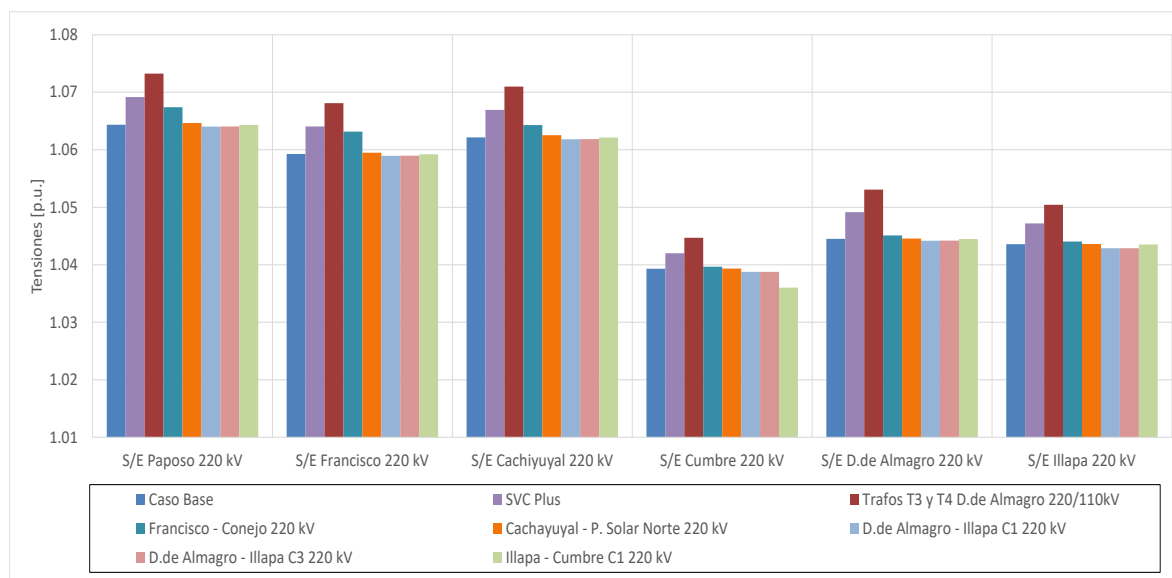


Figura 4.23. Tensiones en barras de 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E5.

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 4.27. 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														
Falla Elemento	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	-13.9	100%	-15.5	100%	-2.9	100%	-0.2	100%	1.6	100%	1.5	100%	0.2	100%
T_INTERNO	-13.9	100%	-15.5	100%	-2.9	100%	-0.2	100%	1.6	100%	1.5	100%	0.2	100%

Tabla 4.28. 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	-13.9	0.0	-15.5	-2.9	-0.2	1.6	1.5	0.2	
NCHS-NCHN	5.5	-13.8	-7.9	-5.4	-1.4	2.7	2.7	10.5	
TOTAL	-8.5	-13.8	-23.4	-8.3	-1.5	4.3	4.2	10.7	

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 C1 220 kV, el que precisa de una reserva interna de 1,6 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 (10,7 MVar).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la salida de los transformadores T3 y T4 220/110kV D.de Almagro, evento que requiere una reserva interna del ACT de 15,5 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 (23,4 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.

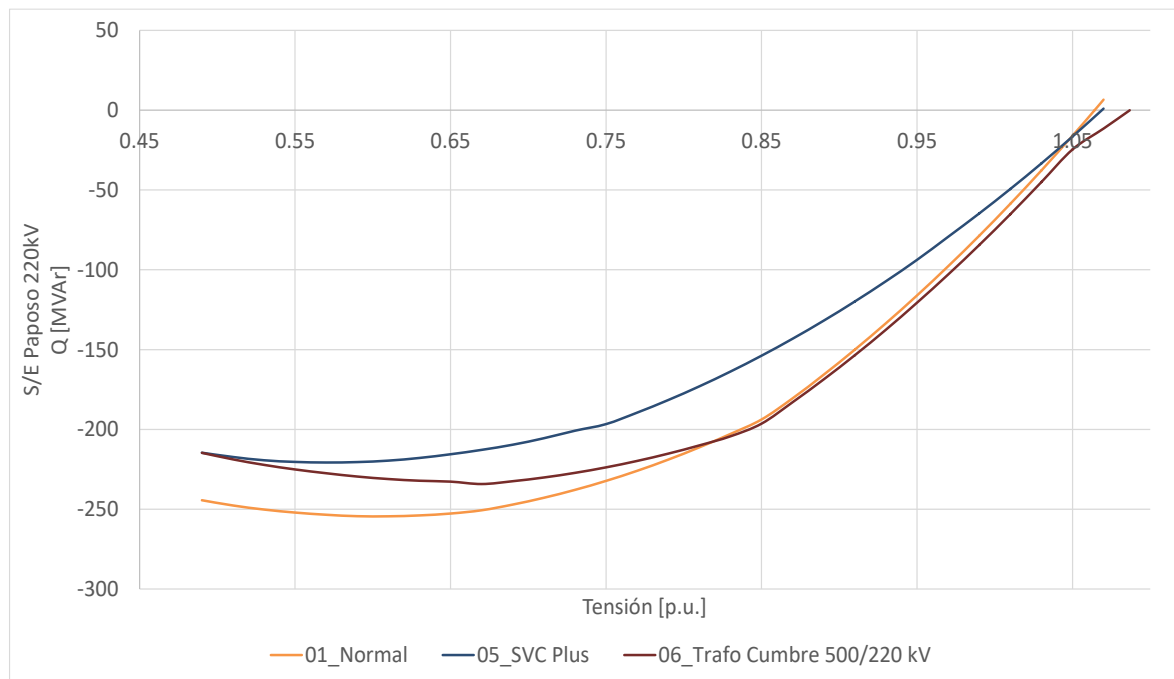


Figura 4.24. Curvas Q-V en S/E Paposo 220kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E5.

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

Tabla 4.29. 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	1.064	0.984-1.088	0.61
SVC Plus	1.069	0.963 - 1.109	0.57
Trafo Cumbre 500/220 kV	1.087	0.963 - 1.109	0.67

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 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]	$\xi \geq 5\%$?	$\angle \text{Dif. Ang.} \leq 120^\circ$?	$\angle V_{\min.} > 0.7$ p.u. ?	$\angle V_{\min.} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\angle f \geq 48.3$ Hz?
Desconexión transformadores T3 y T4 220/110 kV Diego de Almagro	Illapa - Cumbre C2 220 kV	46.1	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.30. Resumen verificación comportamiento dinámico escenario E4 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.

4.3.2.6 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 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 4.31. 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	E4	E4
Demanda de la zona (MW)	129	129
Generación de la zona (MW)	463	463
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)	32.8	-72.6
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.

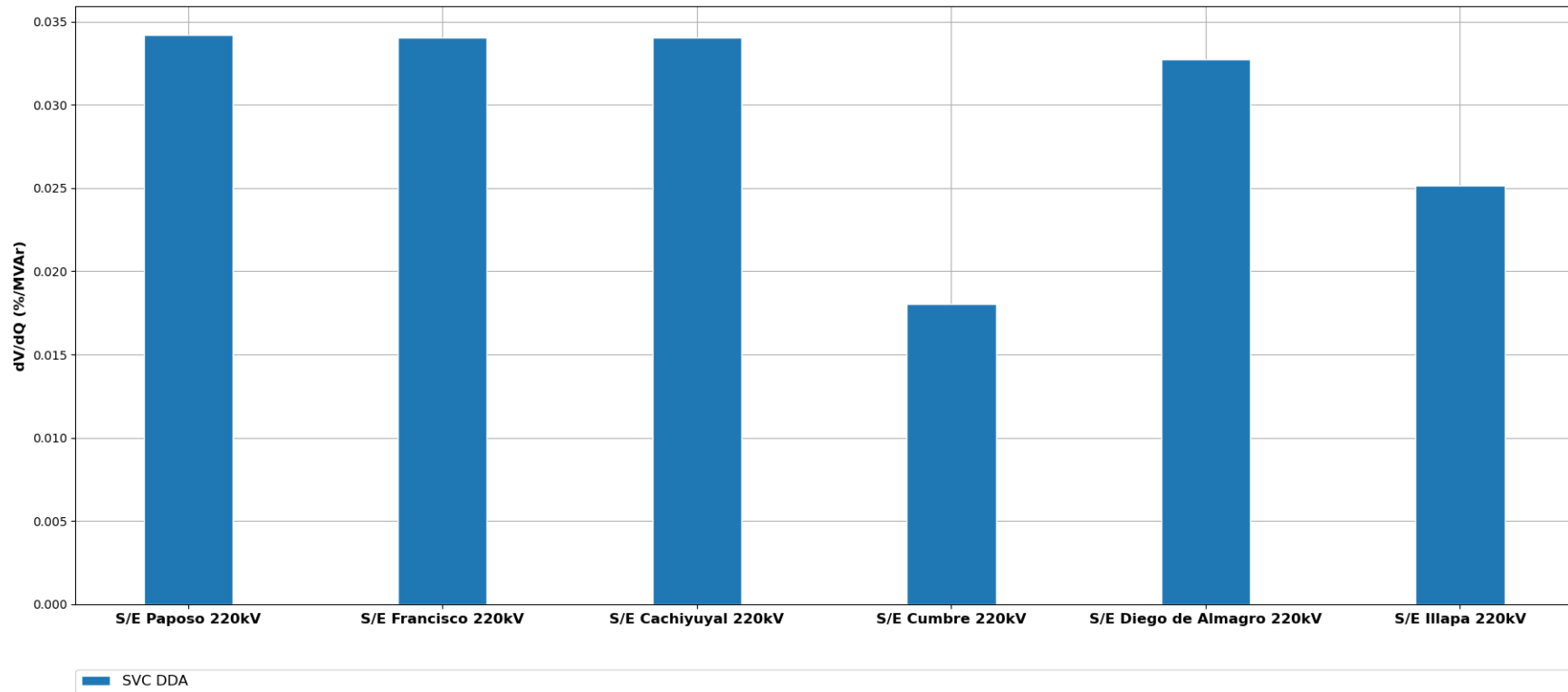


Figura 4.25. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte del ACT Norte Chico.

De las figuras anterior se observa que para la Subárea Norte del ACT Norte Chico y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección 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 Cachiyuyal 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

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
- 3 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
- 0-1 de 1 banco de CCEE en S/E Pan de Azúcar (1x75 MVar)
- 2 SVC S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV (+50/- 200 MVar)

En el escenario E5 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 Kimal – Los Changos 500 kV, Cumbre – Nueva Cardones 500 kV y Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 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. En la tabla siguiente se detallan las compensaciones que se consideraron conectadas en cada escenario.

Tabla 4.32. Compensación serie de líneas de 500 kV

Línea	S/E	E3	E4	E5
Los Changos – Cumbre	Los Changos	✓	✓	✓
	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 C2
- Falla Línea Cumbre - Nueva Cardones 500 kV C2
- Falla Línea Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 500 kV C2
- 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 C1 220kV
- Falla Línea Don Héctor - Punta Colorada C1 220kV
- Falla Línea Punta Colorada - Pan de Azúcar C1 220kV
- 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 1 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 1231MW desde S/E Los Changos hacia S/E Cumbre y de 2407 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

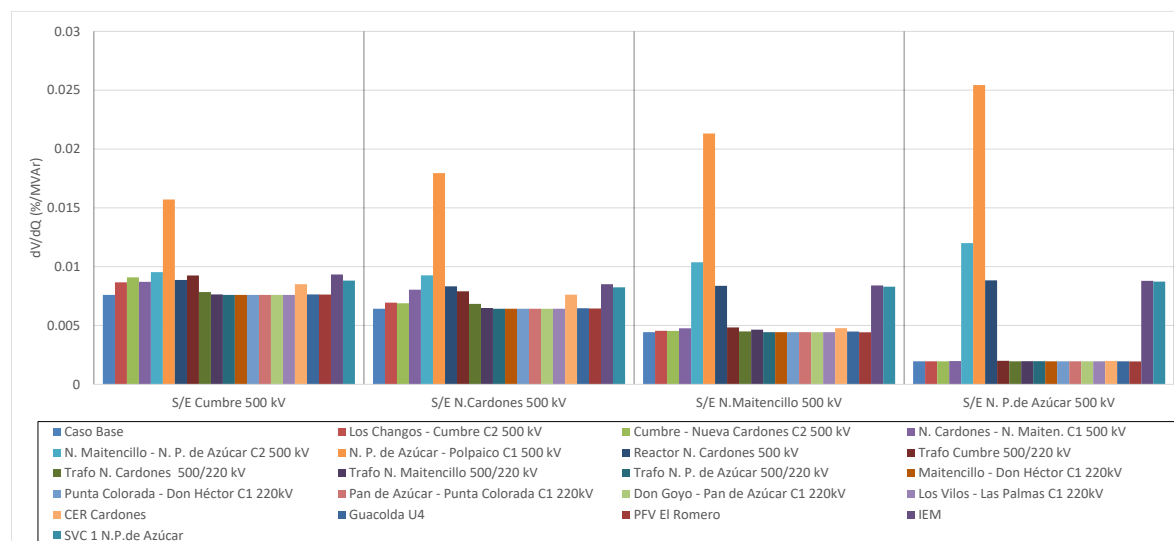


Figura 4.26. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E3.

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 corresponde a la S/E N. Pan de Azúcar 500 kV, para la falla en un circuito de la línea N. P. de Azúcar – Polpaico 500 kV.

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

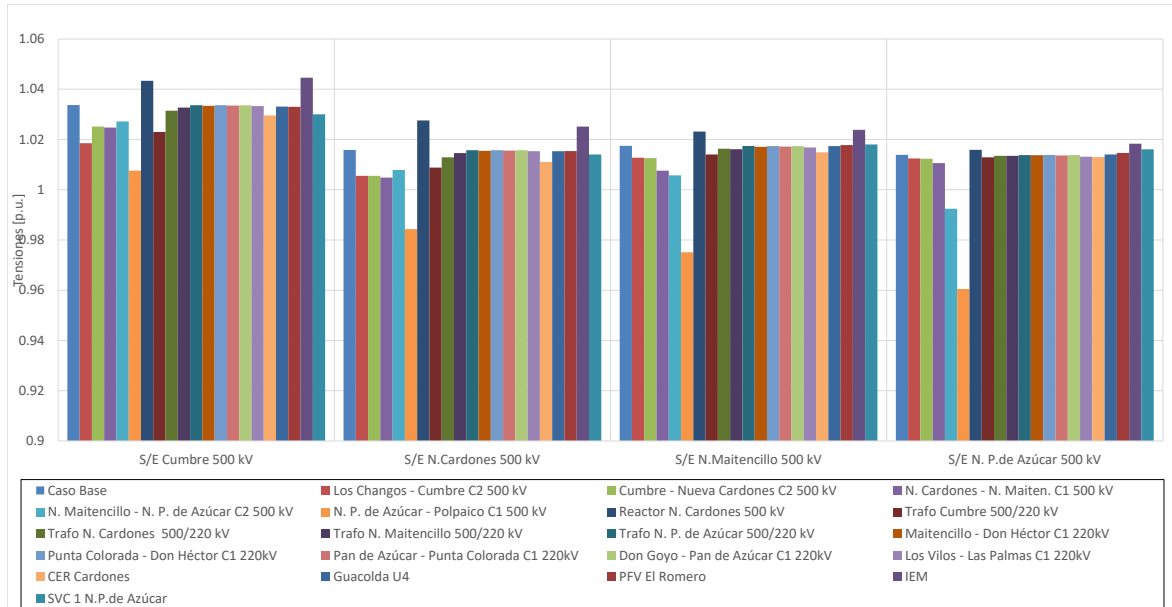


Figura 4.27. Tensiones en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E3.

Sistema de 220 kv

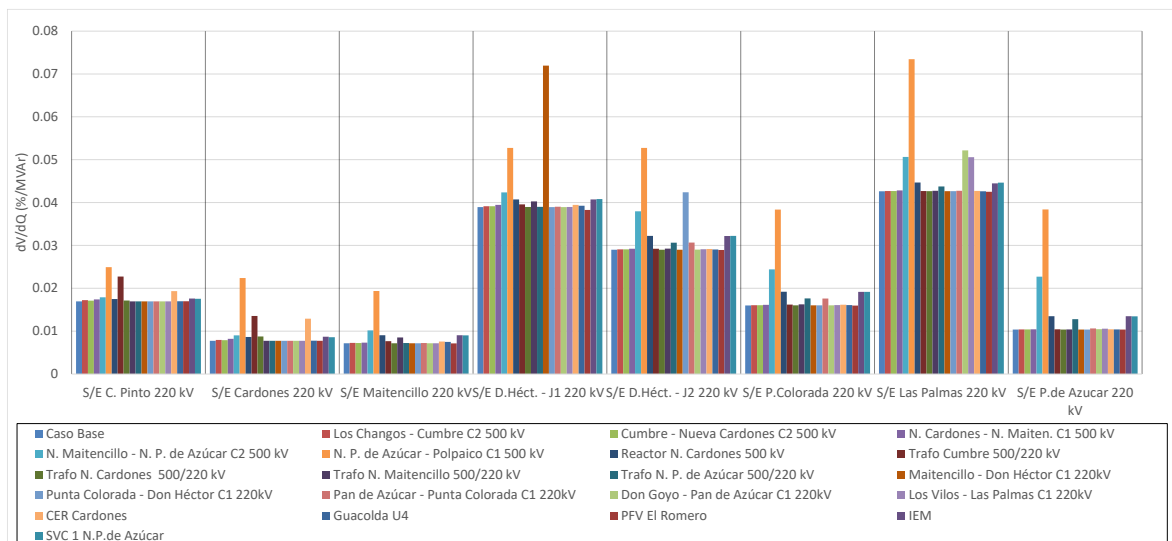


Figura 4.28. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E3.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E 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 del circuito N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV

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

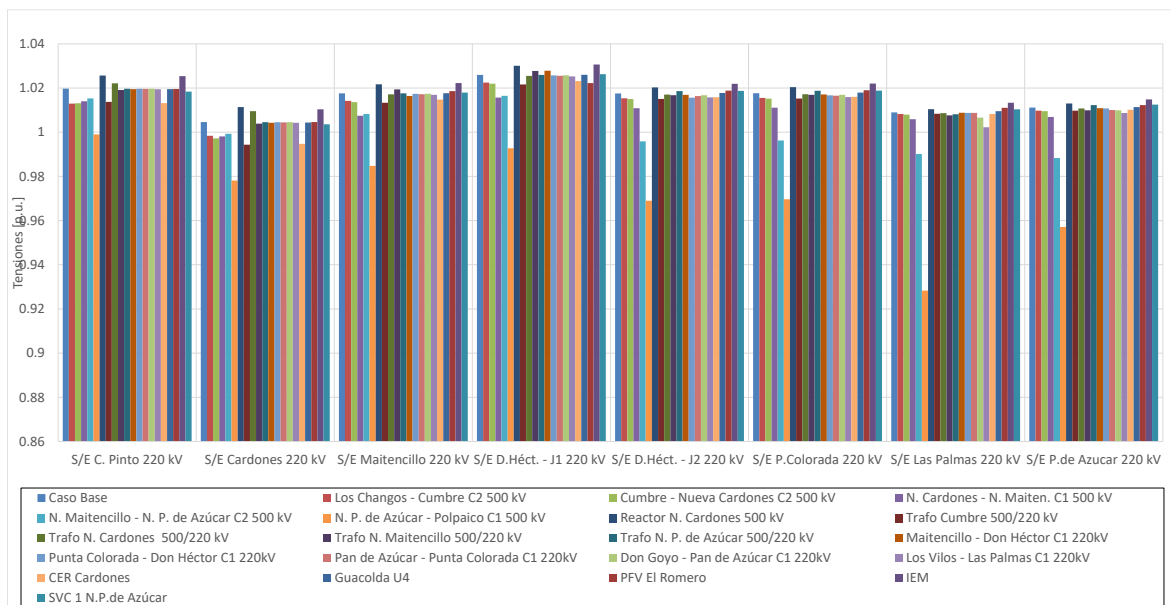


Figura 4.29. Tensiones en barras de 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E3.

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

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																													
Elemento	Falla	Los Chagos - Cumbre C2 500 kV		Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV		N. Cardones - N. Maiten. C1 500 kV		N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C2 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		Punta Colorada - Don Héctor C1 220kV		Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV		Don Goyo - Pan de Azúcar C1 220kV		Los Vilos - Las Palmas C1 220kV		CER Cardones		Guacolda U4		PFV El Romero		IEM		SVC 1 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	[%]		
Guacolda U1		2.5	2%	2.9	2%	7.3	3%	6.8	3%	23.7	7%	-3.0	2%	3.1	3%	0.3	-5%	-1.3	-10%	0.0	1%	0.9	6%	0.2	3%	0.3	2%	0.1	1%	0.5	1%	2.0	4%	0.0	-1%	-0.7	2%	-3.4	2%	-0.2	1%				
Guacolda U2		2.5	2%	2.9	2%	7.3	3%	6.8	3%	23.7	7%	-3.0	2%	3.1	3%	0.3	-5%	-1.3	-10%	0.0	1%	0.9	6%	0.2	3%	0.3	2%	0.1	1%	0.5	1%	2.0	4%	0.0	-1%	-0.7	2%	-3.4	2%	-0.2	1%				
Guacolda U3		2.6	2%	3.0	2%	7.7	3%	7.1	3%	24.8	7%	-3.1	2%	3.2	3%	0.3	-5%	-1.4	-10%	0.0	1%	0.9	6%	0.2	3%	0.3	2%	0.1	1%	0.5	1%	2.1	4%	0.3	-6%	-0.3	1%	-3.0	2%	-0.3	1%				
Guacolda U4		2.5	2%	2.9	2%	7.5	3%	6.9	3%	24.2	7%	-3.0	2%	3.1	3%	0.3	-5%	-1.3	-10%	0.0	1%	0.9	6%	0.2	3%	0.3	2%	0.1	1%	0.5	1%	2.1	4%			-0.6	2%	-3.3	2%	-0.3	1%				
Guacolda U5		2.6	2%	3.0	2%	7.6	3%	7.0	3%	24.7	7%	-3.1	2%	3.2	3%	0.3	-5%	-1.4	-10%	0.0	1%	0.9	6%	0.2	3%	0.3	2%	0.1	1%	0.5	1%	2.1	4%	0.0	-1%	-0.8	2%	-3.5	3%	-0.3	1%				
Los Molles U1		0.0	0%	0.1	0%	0.2	0%	0.8	0%	2.3	1%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.2	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	-0.1	0%	-0.1	0%				
Los Molles U2		0.0	0%	0.1	0%	0.2	0%	0.8	0%	2.3	1%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.2	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	-0.1	0%	-0.1	0%				
Rio Huisco		0.2	0%	0.3	0%	0.7	0%	0.6	0%	2.4	1%	-0.3	0%	0.3	0%	0.0	0%	-0.2	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.2	0%	0.0	0%	-0.1	0%	-0.3	0%	0.0	0%				
CER Cardones		31.3	28%	36.9	30%	32.5	14%	26.6	11%	33.4	10%	-33.8	25%	37.1	36%	-24.5	412%	3.8	29%	0.3	18%	1.7	12%	0.4	7%	1.0	6%	0.3	4%	1.8	4%			-3.1	-25%	0.1	0%	-28.7	21%	5.6	-13%				
CER Maitencillo		4.4	4%	5.1	4%	13.1	6%	12.1	5%	15.4	5%	-5.1	4%	5.5	5%	0.5	-9%	-2.3	-17%	0.0	1%	1.5	10%	0.3	5%	0.5	3%	0.2	3%	0.9	2%	3.6	7%	-0.1	2%	-1.3	4%	-6.0	4%	-0.1	1%				
CER P.de Azúcar		3.6	3%	4.1	3%	10.9	5%	15.4	7%	13.0	4%	-4.9	4%	3.5	3%	1.0	-17%	3.1	23%	2.9	-148%	0.7	5%	1.0	18%	2.8	17%	3.2	35%	6.3	15%	2.6	5%	0.7	15%	-3.0	8%	-9.6	7%	-3.8	9%				
SVC 1 N.P.de Azúcar		29.1	26%	31.1	25%	66.1	29%	72.1	31%	74.8	22%	-37.8	28%	19.7	19%	7.7	129%	7.7	58%	2.3	118%	3.2	22%	1.6	28%	5.6	33%	2.3	25%	15.4	36%	18.0	34%	-2.6	58%	-14.3	39%	-38.0	28%						
SVC 2 N.P.de Azúcar		29.1	26%	31.1	25%	66.1	29%	72.1	31%	74.8	22%	-37.8	28%	19.7	19%	7.7	129%	7.7	58%	2.3	118%	3.2	22%	1.6	28%	5.6	33%	2.3	25%	15.4	36%	18.0	34%	-2.6	58%	-14.3	39%	-38.0	28%	-37.1	99%				
T. INTERNO		110.3	100%	123.2	100%	227.0	100%	235.1	100%	339.5	100%	-135.2	100%	101.6	100%	-5.9	100%	13.3	100%	2.0	100%	14.8	100%	5.6	100%	17.1	100%	9.1	100%	42.7	100%	52.6	100%	-4.5	100%	-36.2	100%	-137.6	100%	-38.2	100%				

Tabla 4.34. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3 para diversas contingencias

Gen	Falla	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																			
		Los Chagos - Cumbre C2 500 kV	Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV	N. Cardones - N. Maiten. C1 500 kV	N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C2 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	Punta Colorada - 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	SVC 1 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
T. INTERNO		110.3	123.2	227.0	235.1	339.5	-135.2	101.6	-5.9	13.3	2.0	14.8	5.6	17.1	9.1	42.7	52.6	-4.5	-36.2	-137.6	-38.2
NCHS-CENTRO		2.3	5.2	16.6	134.0	594.4	-13.2	-3.7	2.6	3.1	0.3	0.8	0.6	2.1	3.1	21.5	5.9	-3.4	-22.9	-54.7	-20.7
NCHS-NCHN		21.9	17.3	16.1	12.2	53.4	-17.0	-13.0	-2.9	1.7	0.1	0.7	0.1	0.4	0.1	0.8	14.2	0.9	0.8	0.4	4.8
NCHS-NGN		163.1	43.5	45.6	33.2	131.0	-49.7	-8.3	11.4	5.2	0.3	1.5	0.4	1.0	0.4	2.0	21.0	-2.1	-1.2	3.1	-44.2
TOTAL		297.6	189.2	305.3	414.5	1118.3	-215.1	76.6	5.2	23.2	2.8	17.7	6.7	20.5	12.7	67.0	93.8	-9.1	-64.0	-172.6	-98.8

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. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV, el que precisa de una reserva interna de 340 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Cardones (10%), Unidades de Guacolda (28%) y los SVCP N. P. de Azúcar (44%). 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 (1118 MVar).

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la salida intempestiva de la unidad IEM, evento que requiere una reserva interna del ACT de 138 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVCP N. P. de Azúcar (56%). En la segunda tabla se puede apreciar que la salida del Reactor N. Cardones 500 kV, es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (215 MVar).

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

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.

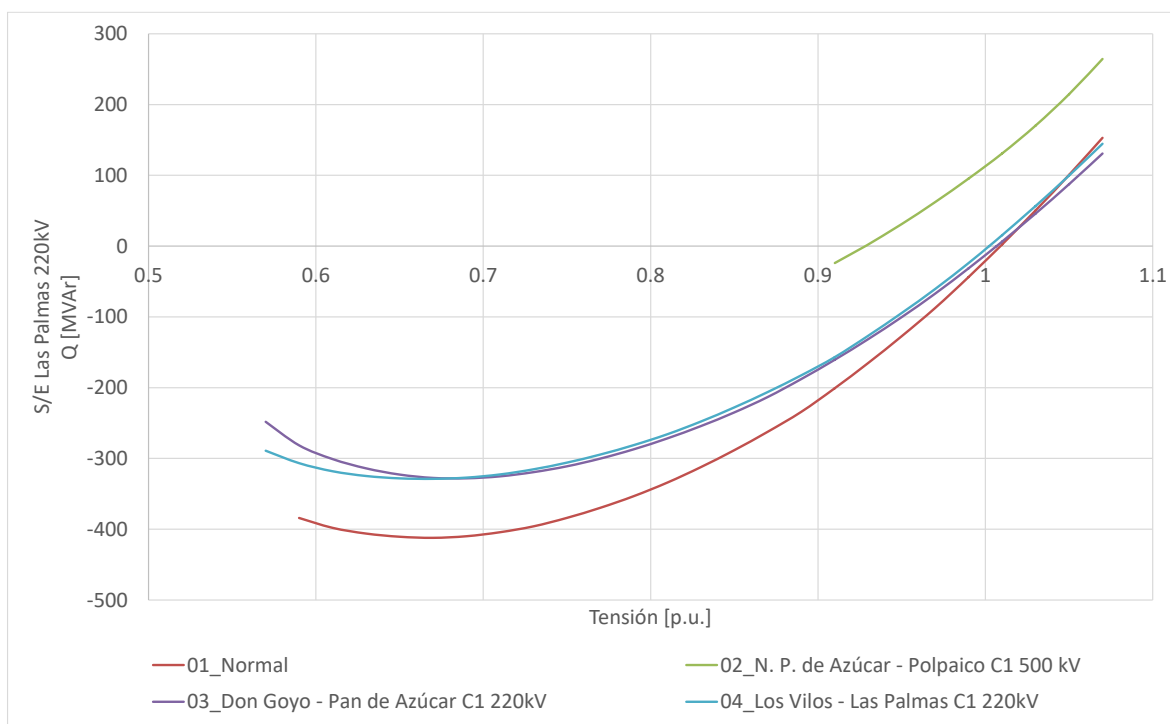


Figura 4.30. Curvas Q-V en S/E Las Palmas 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E3.

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

Tabla 4.35. 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	1.009	0.984-1.088	0.67
N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV	0.928	0.963 - 1.109	0.91
Don Goyo - Pan de Azúcar C1 220kV	1.007	0.963 - 1.109	0.69
Los Vilos - Las Palmas C1 220kV	1.002	0.963 - 1.109	0.67

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, excepto para la contingencia del circuito N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV en que se presentan tensiones de 0.928 p.u. 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 día con una alta inyección de fuentes renovables en el ACT, baja inyección de fuentes convencionales y medias 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 624 MW desde S/E Los Changos hacia S/E Cumbre y de 1501 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 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

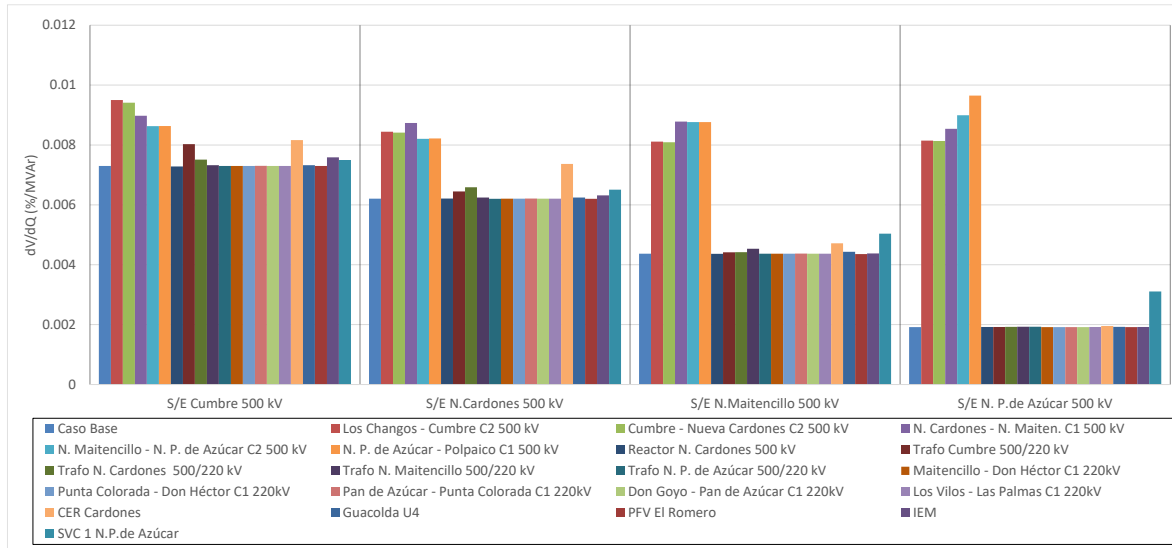


Figura 4.31. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E4.

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.

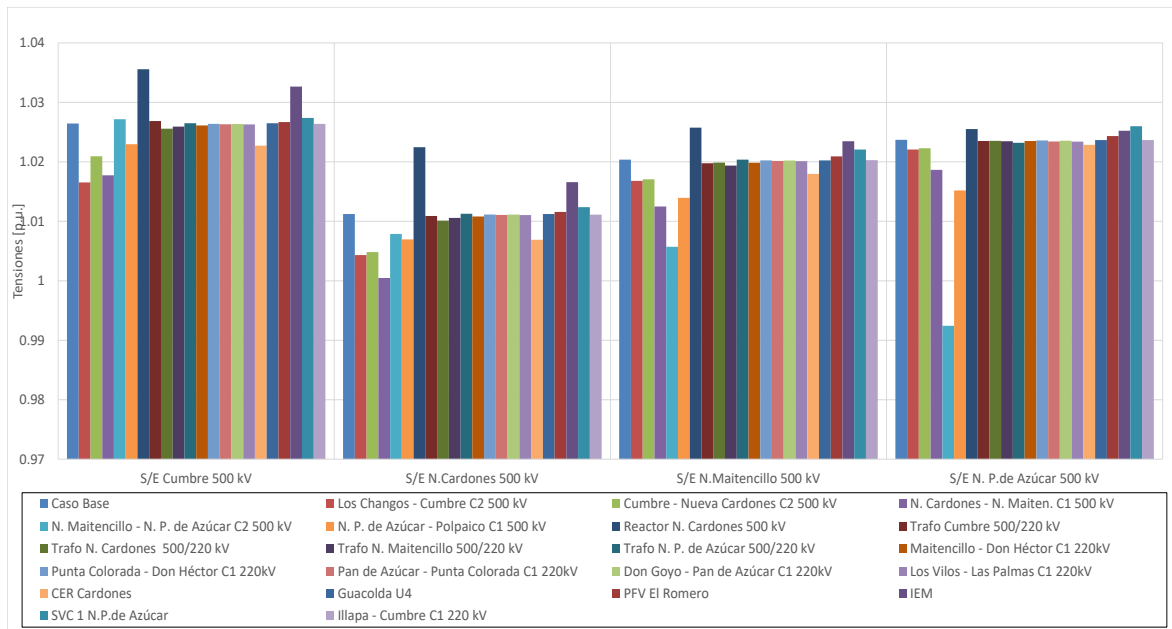
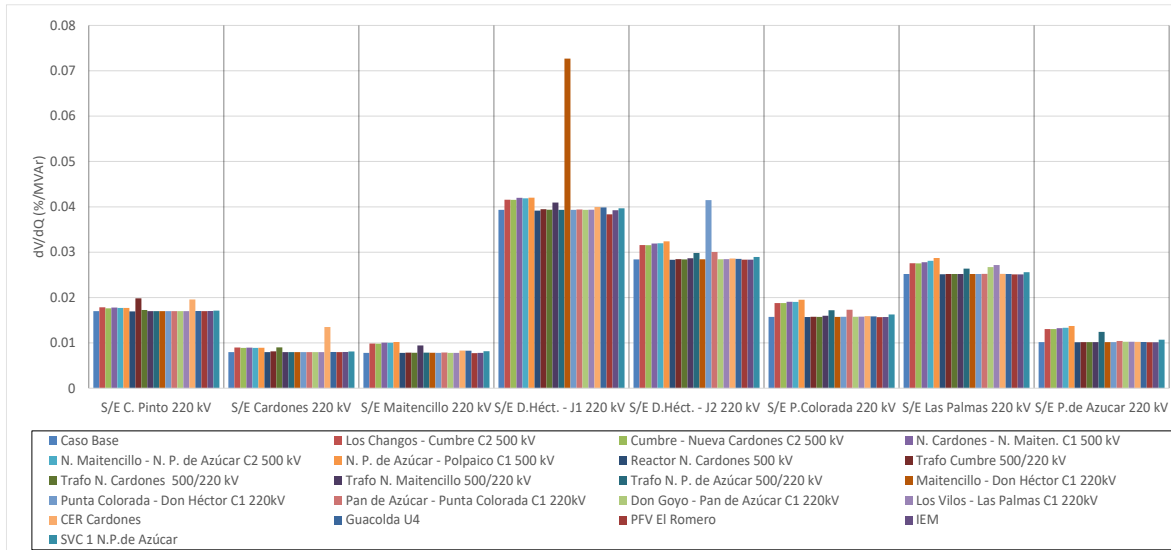


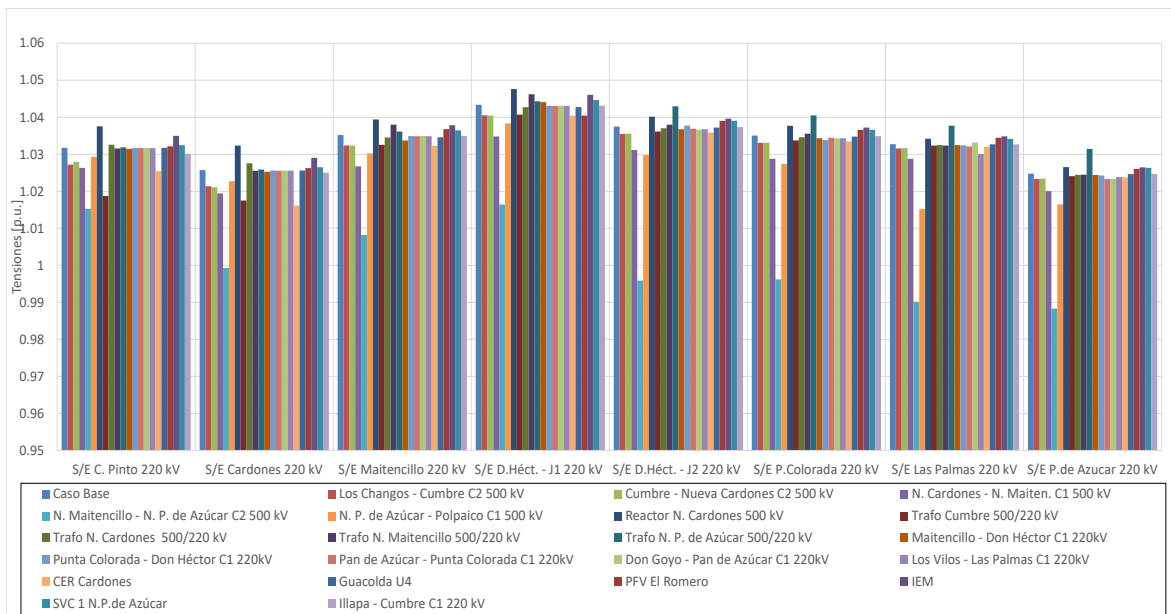
Figura 4.32. Tensiones en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E4.

Sistema de 220 kV



En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Don Héctor – J1 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde también a la S/E Don Héctor – J1 220 kV para la falla de la línea Maitencillo - Don Héctor C1 220kV.

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



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

Falla 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 C2 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		Punta Colorada - Don Héctor C1 220kV		Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV		Don Goyo - Pan de Azúcar C1 220kV		Los Vilos - Las Palmas C1 220kV		CER Cardones		Guacolda U4		PFV El Romero		IEM		SVC 1 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	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
Guacolda U3	2.3	3%	2.3	3%	6.9	6%	5.3	5%	4.1	4%	-3.4	3%	2.2	4%	0.5	73%	-2.3	-56%	-0.8	27%	1.2	7%	0.2	3%	0.3	2%	0.2	2%	0.3	2%	2.3	5%	1.1	23%	-1.3	3%	-2.2	2%	-1.0	2%			
Guacolda U4	2.4	3%	2.4	3%	7.2	6%	5.6	5%	4.2	5%	-3.6	3%	2.3	4%	0.6	76%	-2.4	-61%	-0.8	28%	1.3	8%	0.2	4%	0.3	2%	0.2	2%	0.3	2%	2.5	5%	-1.4	4%	-2.4	3%	-1.1	2%					
Guacolda U5	2.3	3%	2.3	3%	6.9	6%	5.3	5%	4.0	4%	-3.4	3%	2.2	4%	0.5	72%	-2.3	-57%	-0.8	27%	1.2	7%	0.2	3%	0.3	2%	0.2	2%	0.3	2%	2.3	5%	1.2	23%	-1.3	3%	-2.2	2%	-1.0	2%			
Los Molles U1	0.1	0%	0.1	0%	0.4	0%	1.1	1%	0.7	1%	-0.2	0%	0.1	0%	0.0	4%	0.0	0%	-0.5	0%	0.0	0%	0.0	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	-0.1	0%	-0.1	0%	-0.1	0%			
Rio Huasco	0.2	0%	0.2	0%	0.6	1%	0.4	0%	0.4	0%	-0.3	0%	0.2	0%	0.0	4%	0.0	0%	-0.2	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.2	0%	0.0	1%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.1	0%			
CER Cardones	21.7	31%	23.2	32%	31.5	28%	18.6	16%	15.0	16%	-33.2	26%	41.0	68%	-2.3	-12%	10.9	28%	-0.8	28%	2.2	13%	0.5	7%	0.8	5%	0.4	4%	0.7	5%	-	-	0.4	9%	-2.7	7%	-16.6	18%	-4.0	7%			
CER Maitencillo	3.6	5%	3.7	5%	10.9	10%	8.4	7%	6.4	7%	-5.4	4%	3.4	6%	0.8	114%	-3.6	-90%	1.2	42%	1.9	11%	0.4	5%	0.4	2%	0.3	3%	0.4	2%	3.7	8%	0.8	16%	-2.1	5%	-3.5	4%	-1.6	3%			
CER P.de Azúcar	3.6	5%	3.4	5%	12.1	11%	32.5	28%	21.4	23%	-4.5	4%	1.6	3%	0.8	107%	0.7	27%	-1.3	-33%	0.9	5%	1.2	18%	3.8	23%	3.5	33%	2.4	15%	2.5	5%	0.2	5%	-3.5	9%	-4.1	5%	-4.0	7%			
SVC 1 N.P. de Azúcar	17.3	24%	17.2	24%	17.9	16%	19.8	17%	18.5	20%	-36.4	29%	3.8	6%	3.4	467%	4.8	151%	2.7	38%	3.9	24%	2.0	29%	5.3	32%	2.8	27%	6.1	37%	16.6	35%	0.6	12%	-12.9	34%	-30.7	33%	-45.4	78%			
SVC 2 N.P. de Azúcar	17.3	24%	17.2	24%	17.9	16%	19.8	17%	18.5	20%	-36.4	29%	3.8	6%	3.4	467%	4.8	151%	2.7	38%	3.9	24%	2.0	29%	5.3	32%	2.8	27%	6.1	37%	16.6	35%	0.6	12%	-12.9	34%	-30.7	33%	-45.4	78%			
T_INTERNO	70.8	100%	72.2	100%	112.3	100%	116.6	100%	93.2	100%	-126.8	100%	60.4	100%	0.7	100%	0.3	100%	-2.9	100%	16.7	100%	6.8	100%	16.4	100%	10.6	100%	16.6	100%	46.8	100%	5.0	100%	-38.2	100%	-93.0	100%	-59.0	100%			

Tabla 4.37. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E4 para diversas contingencias

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 C2 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	Punta Colorada - 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	SVC 1 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
T_INTERNO		70.8	72.2	112.3	116.6	93.2	-126.8	60.4	0.7	0.3	-2.9	16.7	6.8	16.4	10.6	16.6	46.8	5.0	-38.2	93.0	-59.0
NCHS-CENTRO		8.2	6.9	28.2	89.0	206.9	-11.2	-2.9	1.0	1.5	-0.5	0.8	0.6	2.0	0.5	6.5	5.1	-3.3	-37.5	45.2	-14.2
NCHS-NCHN		15.6	10.2	16.1	8.8	7.0	-17.3	28.4	-0.6	0.8	-0.2	0.8	0.2	0.3	0.2	0.3	14.3	0.1	-0.9	40.3	-1.9
NCHS-NGN		105.6	28.3	44.5	22.5	17.9	-47.3	-2.1	4.5	2.8	-0.2	1.8	0.4	0.7	0.4	0.8	19.1	1.5	-4.1	87.8	-4.8
TOTAL		200.2	117.5	201.0	236.9	325.0	-202.4	83.9	5.5	5.4	-3.8	20.1	8.0	19.5	11.7	24.2	85.2	3.3	-80.7	-110.7	-79.9

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 C2 500 kV, el que precisa de una reserva interna de 117 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Pan de Azúcar (28%) y los SVCP N. P. de Azúcar (34%). 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 (325 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 127 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVCP N. P. de Azúcar (58%). 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 (202 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.

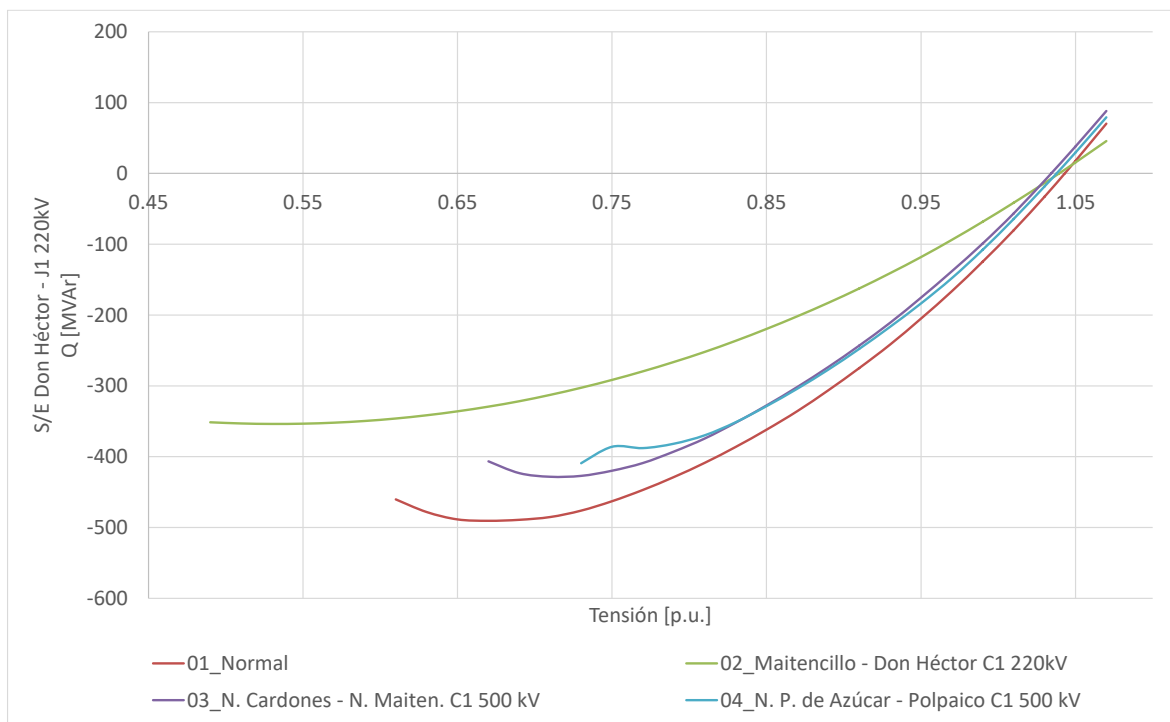


Figura 4.35. Curvas Q-V en S/E Don Héctor – J1 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E4.

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

Tabla 4.38. Descripción resultados Curva Q-V S/E Don Héctor – J1 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	1.043	0.984-1.088	0.67
Maitencillo - Don Héctor C1 220kV	1.039	0.963 - 1.109	0.53
N. Cardones - N. Maiten. C1 500 kV	1.034	0.963 - 1.109	0.71
N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV	1.038	0.963 - 1.109	0.73

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 mínima de día con una baja inyección de fuentes renovables en el ACT y medias 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 883 MW desde S/E Los Changos hacia S/E Cumbre y de 826 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

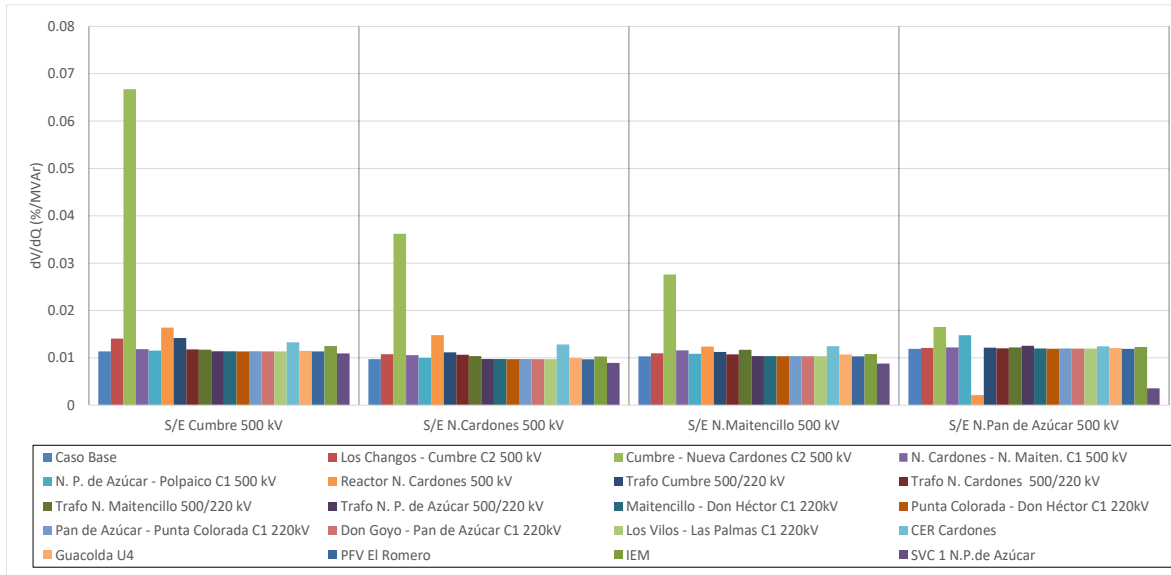


Figura 4.36. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

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 también corresponde a la S/E Cumbre 500kV, 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.

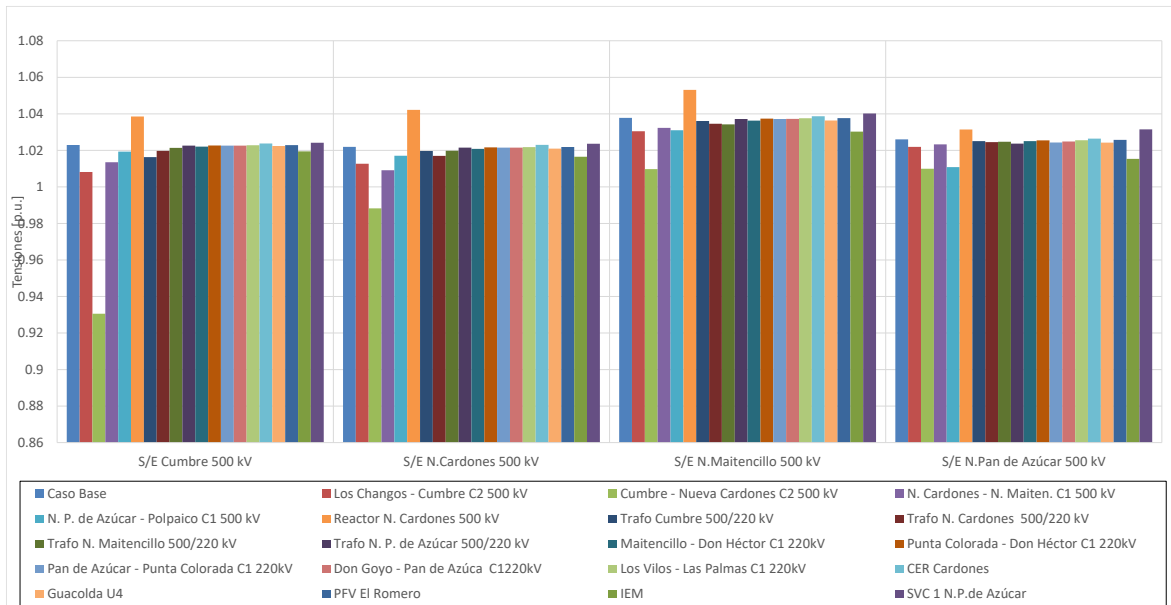


Figura 4.37. Tensiones en barras de 500kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

Sistema de 220 kV

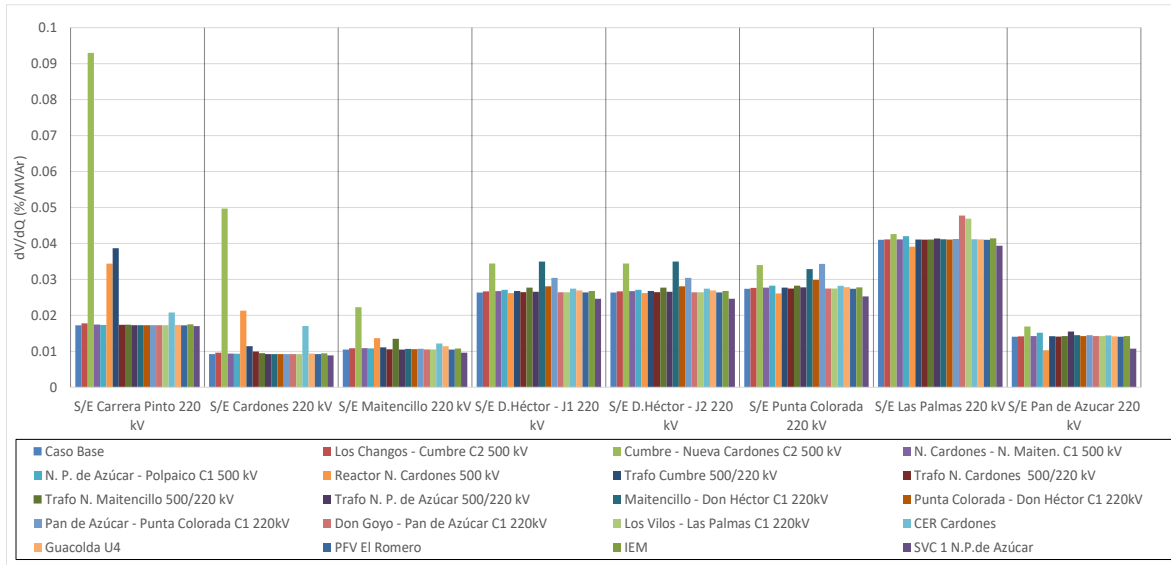


Figura 4.38. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal la barra más débil corresponde a la de S/E Las Palmas 220 kV, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde a la S/E Carrera pinto220 kV, para la falla de la línea Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV.

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

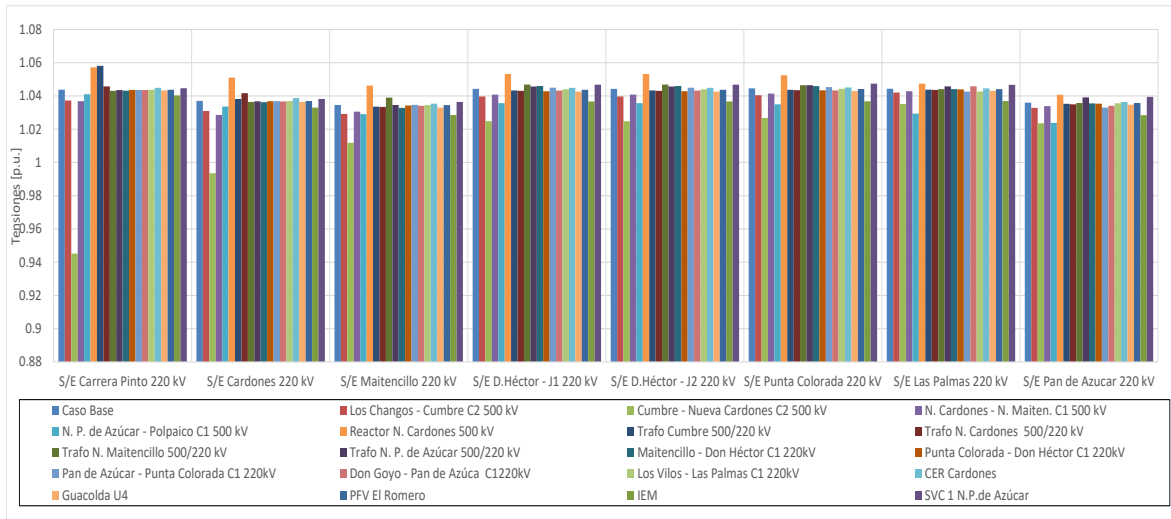


Figura 4.39. Tensiones en barras de 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

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

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																									
Elemento	Falla	Los Changos - Cumbre C2 500 kV		Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV		N. Cardones - N. Maiten. 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		Punta Colorada - Don Héctor C1 220kV		Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220kV		Don Goyo - Pan de Azúcar C1 220kV		Los Vilos - Las Palmas C1 220kV		CER Cardones		Guacolda U4		PFV El Romero		IEM		SVC 1 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		4.3	7%	18.3	7%	3.2	5%	4.5	6%	-9.4	8%	0.8	496%	1.0	-6%	-3.5	28%	0.0	0%	1.4	11%	0.3	6%	-0.1	-1%	0.4	5%	0.1	5%	-0.6	15%	2.0	15%	0.1	7%	5.0	7%	-1.5	4%		
Guacolda U4		4.6	8%	19.5	8%	3.4	5%	4.8	6%	-10.0	8%	0.9	529%	1.0	-7%	-3.7	30%	0.0	0%	1.5	12%	0.3	7%	-0.1	-1%	0.4	5%	0.1	5%	-0.7	16%			0.1	7%	5.3	8%	-1.5	4%		
Guacolda U5		4.3	7%	18.2	7%	3.2	5%	4.4	6%	-9.3	8%	0.8	494%	0.9	-6%	-3.5	28%	0.0	0%	1.4	11%	0.3	6%	-0.1	-1%	0.4	5%	0.1	5%	-0.6	15%	1.9	14%	0.1	6%	4.8	7%	-1.4	4%		
Los Molles U1		0.1	0%	0.4	0%	0.1	0%	0.4	0%	-0.2	0%	0.0	14%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	1%	0.2	0%	-0.1	0%		
Los Molles U2		0.1	0%	0.4	0%	0.1	0%	0.3	0%	-0.1	0%	0.0	12%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.2	0%	-0.1	0%		
Río Huasco		0.4	1%	1.7	1%	0.3	0%	0.5	1%	-0.8	1%	0.1	44%	0.1	-1%	-0.3	3%	0.0	0%	0.2	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	0.6	1%	-0.1	0%		
CER Cardones		30.3	50%	124.1	50%	41.9	66%	17.1	22%	-51.2	42%	-4.1	3570%	-23.3	-150%	3.0	24%	1.0	-16%	3.9	32%	0.9	22%	0.7	8%	1.4	17%	0.5	22%			3.3	25%	0.2	16%	20.3	30%	-5.8	17%		
CER Maitencillo		6.9	11%	29.4	12%	5.2	8%	7.2	9%	-5.8	5%	1.4	797%	1.5	-10%	-2.4	44%	0.0	0%	2.2	18%	0.4	10%	-0.1	-1%	0.6	7%	0.2	8%	-1.0	25%	2.0	15%	0.1	10%	7.8	12%	-2.3	7%		
CER P.de Azúcar		8.0	13%	32.1	13%	5.4	9%	31.5	41%	-12.1	10%	1.8	1078%	2.6	-17%	0.5	-4%	-8.1	125%	1.2	10%	1.7	41%	7.7	85%	4.8	55%	0.9	44%	-0.9	23%	3.3	25%	0.6	44%	19.5	29%	-9.0	26%		
SVC 1 N.P.de Azúcar		0.8	1%	3.0	1%	0.5	1%	2.8	4%	-11.8	10%	0.2	103%	0.3	-2%	0.2	-2%	0.4	-7%	0.2	1%	0.1	2%	0.3	3%	0.2	2%	0.1	4%	-0.1	2%	0.3	2%	0.0	4%	2.0	3%				
SVC 2 N.P.de Azúcar		0.8	1%	3.0	1%	0.5	1%	2.8	4%	-11.8	10%	0.2	103%	0.3	-2%	0.2	-2%	0.4	-7%	0.2	1%	0.1	2%	0.3	3%	0.2	2%	0.1	4%	-0.1	2%	0.3	2%	0.0	4%	2.0	3%	-13.0	37%		
T. INTERNO		60.6	100%	249.9	100%	63.9	100%	76.2	100%	-122.4	100%	0.2	100%	-15.5	100%	-12.4	100%	-6.4	100%	12.2	100%	4.1	100%	9.0	100%	8.7	100%	2.1	100%	-4.2	100%	13.4	100%	1.3	100%	67.6	100%	-34.9	100%		

Tabla 4.40. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5 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. 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	Punta Colorada - 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	SVC 1 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
T. INTERNO		60.6	249.9	63.9	76.2	-122.4	0.2	-15.5	12.4	-6.4	12.2	4.1	9.0	8.7	2.1	-4.2	13.4	1.3	67.6	-34.9	
NCHS-CENTRO		15.5	60.1	10.8	147.0	-22.6	3.7	5.9	4.8	5.3	4.4	2.5	8.5	5.6	12.3	-1.9	4.9	0.6	31.1	-22.2	
NCHS-NCHN		22.3	13.4	19.5	7.6	-11.1	-5.5	-1.5	2.4	0.5	1.7	0.4	0.5	0.6	0.2	-2.8	1.2	0.1	9.1	-2.6	
NCHS-NGN		195.1	288.6	34.4	13.3	-57.6	24.3	11.8	5.6	1.1	3.1	0.8	1.1	1.1	0.4	-3.1	1.4	0.0	101.2	-4.6	
TOTAL		293.4	612.0	128.6	244.1	-213.8	22.6	0.7	0.4	0.6	21.4	7.8	19.0	16.1	14.9	-12.0	21.0	2.0	209.0	-64.3	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla de la línea Cumbre - Nueva Cardones C2 500 kV, el que precisa de una reserva interna de 250 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Cardones (50%) y los CER de Pan de Azúcar (13%). 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 (612 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 122 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de Cardones (42%). 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 (214 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.

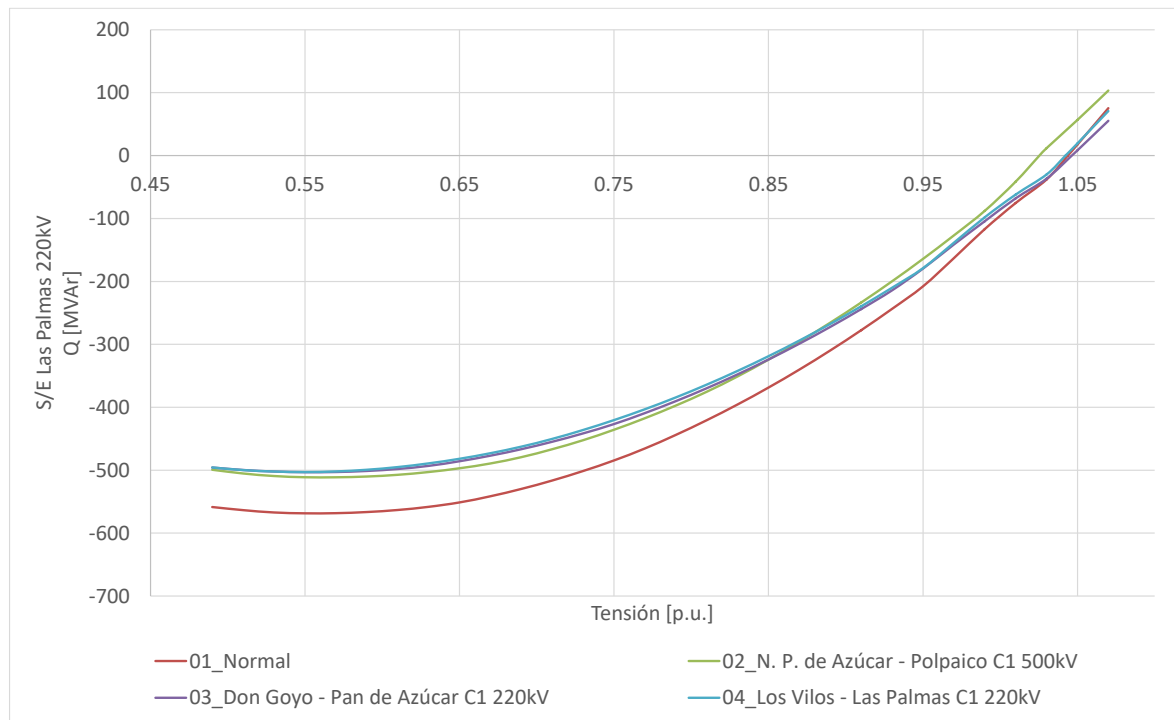


Figura 4.40. Curvas Q-V en S/E Las Palmas 220kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5.

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

Tabla 4.41. Descripción resultados Curva Q-V S/E Las Palmas 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	1.044	0.984-1.088	0.55
N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500kV	1.025	0.963 - 1.109	0.57
Don Goyo - Pan de Azúcar C1 220kV	1.046	0.963 - 1.109	0.55
Los Vilos - Las Palmas C1 220kV	1.042	0.963 - 1.109	0.55

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 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]	$\zeta \geq 5\%$?		$\zeta V_{\min.} > 0.7$ p.u. ?	$\zeta V_{\min.} > 0.8$ p.u. en 1 s?	ζV en $\pm 10\%$ en 20 s?	
N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C1 500 kV	N. Maitencillo - N. P. de Azúcar C2 500 kV	1742.9	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.42. 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.

4.3.3.6 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 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 4.43. 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
Escenario más exigente	E3	E3
Demanda de la zona (MW)	936	936
Generación de la zona (MW)	2001	2001
Contingencia más crítica en la zona	N. P. de Azúcar - Polpaico C1 500 kV	IEM
Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVar)	339.5	-137.6
Distribución	SVC 1 y 2 N.P.de Azúcar: 44% Guacolda U1-U5: 35%	SVC 1 y 2 N.P.de Azúcar: 56% CER Cardones: 21%

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.

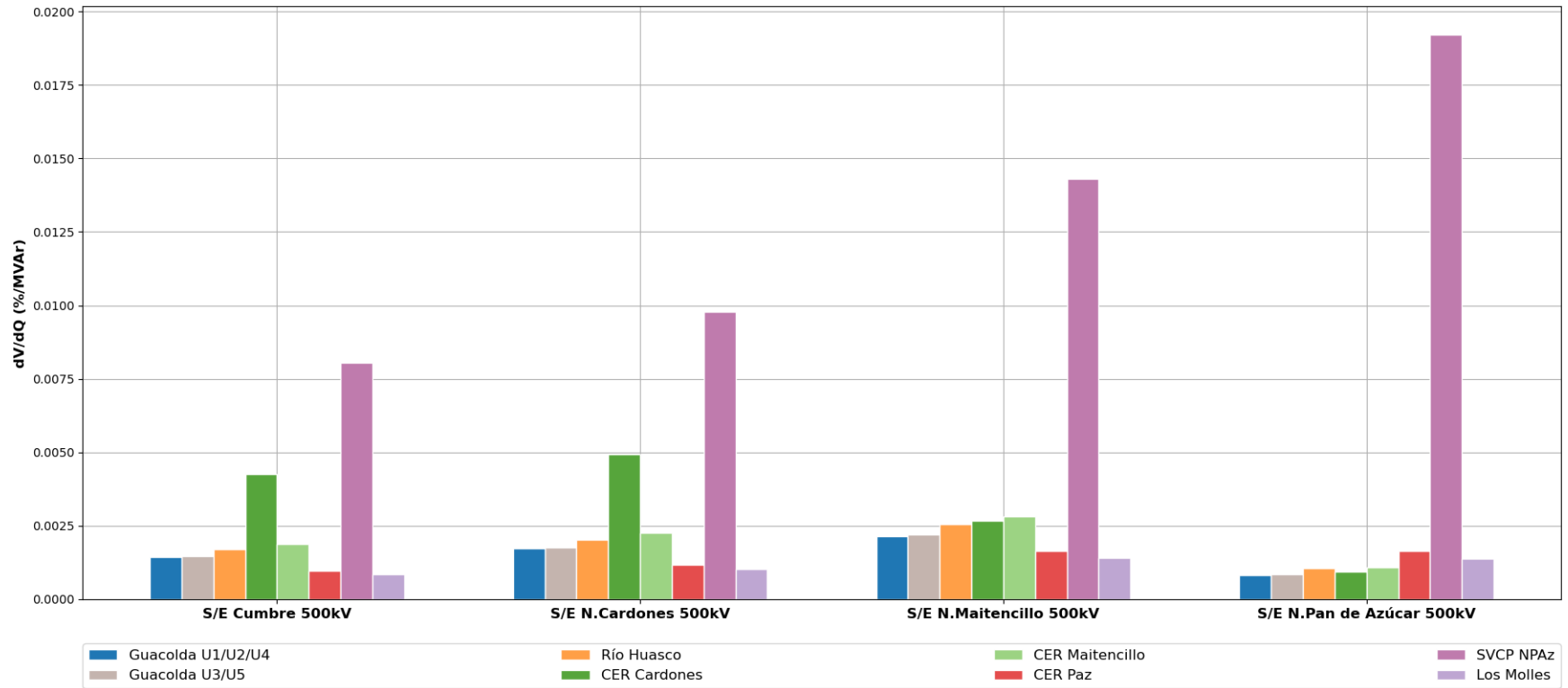


Figura 4.41. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 500 kV.

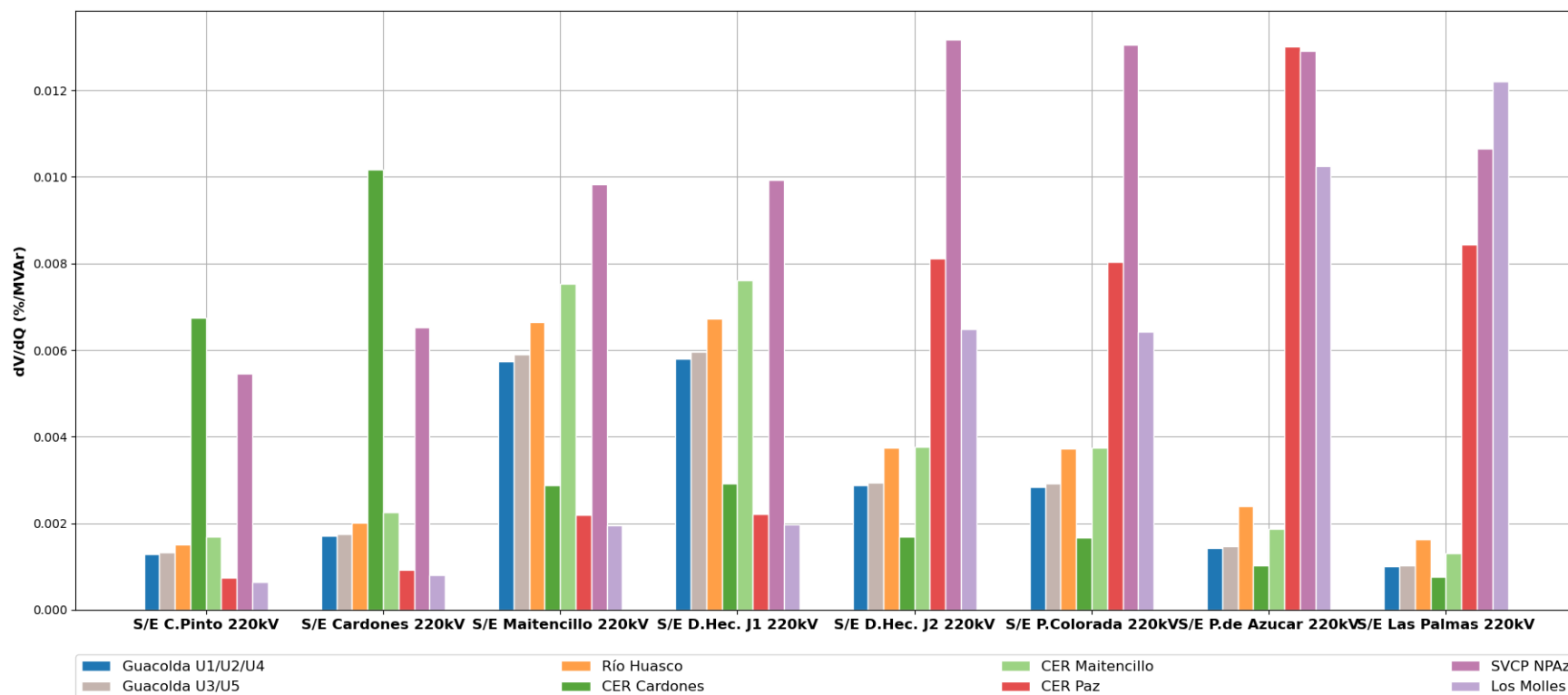


Figura 4.42. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV.

De las figuras anteriores se observa que para la Subárea Sur del ACT Norte Chico y en el escenario más exigente correspondiente a los casos de inyección y absorción (E3) de potencia reactiva, para el sistema de 500 kV, los SVC de N. Pan de Azúcar 500 kV son claramente los elementos más efectivos en el CT del corredor de 500 kV.

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 los SVC de N. Pan de Azúcar 500 kV. 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 los SVC de N. Pan de Azúcar 500 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.

4.4 Área de CT 3: Centro Norte

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 está compuesta de 3 subáreas correspondientes al área Centro 500 y 220 kV, 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 Control de Tensión 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 4.44. Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro (subárea 220 y 500 kV).

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E3	3447	1337
E5	1377	1500

Tabla 4.45 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Región Metropolitana.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E3	3328	465
E6	1445	419

Tabla 4.46 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Quinta Región.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E4	827	450
E5	501	323

4.4.2 Contingencias Simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

Subárea Centro Norte 500 y 220 kV:

- Falla de la línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C2
- Falla de la línea Polpaico – Lo Aguirre 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 Nva. Lo Aguirre – Alto Melipilla 220 kV
- 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
- Desconexión consumo I. Los Piuquenes 220 kV

Subárea Región Metropolitana:

- Falla de la línea Alto Jahuel – Los Almendros 220 kV L1
- Desconexión de Central Alfalfal
- Desconexión de Central Alfalfal 2
- Desconexión consumo I. Lampa 110 kV
- Desconexión Transformador Cerro Navia Desfasador 350 MVA 230 kV
- Desconexión Transformador Los Almendros 390 MVA 220 kV
- Desconexión Transformador Buin 400 MVA 220 kV
- Desconexión Transformador Alto Jahuel 390 MVA 220 kV
- Falla de la línea Cerro Navia – Arr. Chena 220 kV L1
- Falla de la línea Alto Jahuel – Arr. Chena 220 kV L1
- Falla de la línea Lampa – Cerro Navia 220 kV L1
- Falla de la línea Polpaico – Lampa 220 kV L1

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 San Pedro – 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 Ventanas 220/110/12 kV
- Desconexión consumo I. Enami 110 kV

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.

Se analizaron 2 escenarios, el E3 demanda Alta con altas transferencias desde el Norte hacia el centro por las líneas de 500 kV, mientras que el E5 corresponde a un escenario demanda mínima con altas transferencias por el sistema de 500 kV hacia el Norte.

4.4.3.1 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:

- 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.
- 0 de 3 bancos de CCEE (3x30 MVar, 13.2 kV), transformador 220/110 kV en 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

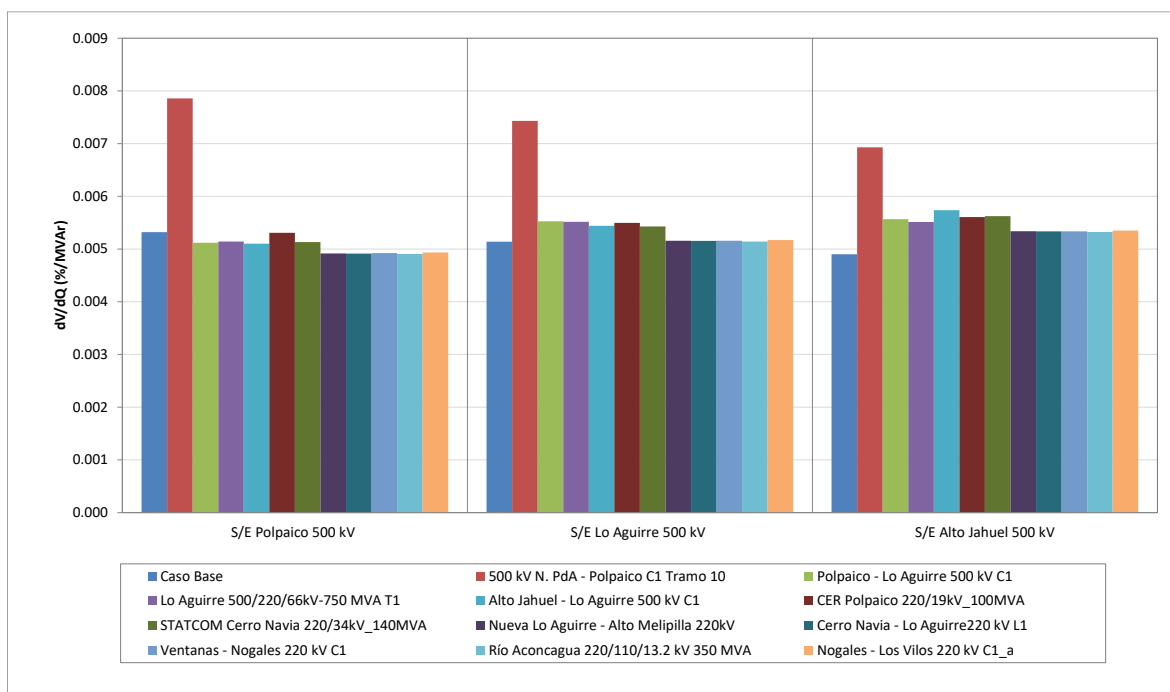


Figura 4.43. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500 kV ACT Centro E3.

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 la Línea Nueva Pan de Azúcar Polpaico C1.

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

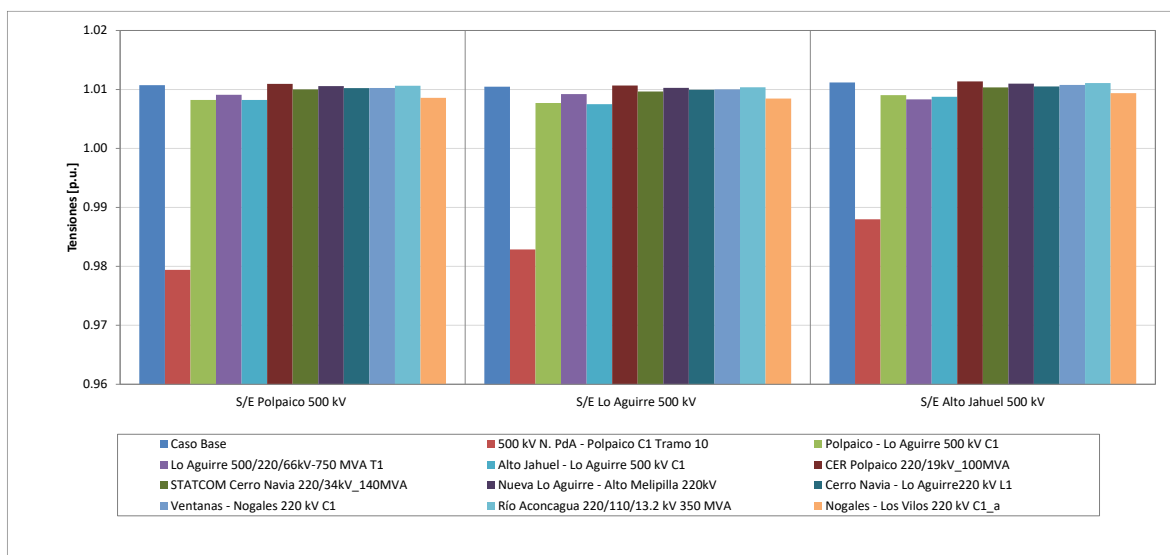


Figura 4.44. Tensión en barras 500 kV área de CT Centro E3.

Sistema de 220 kV

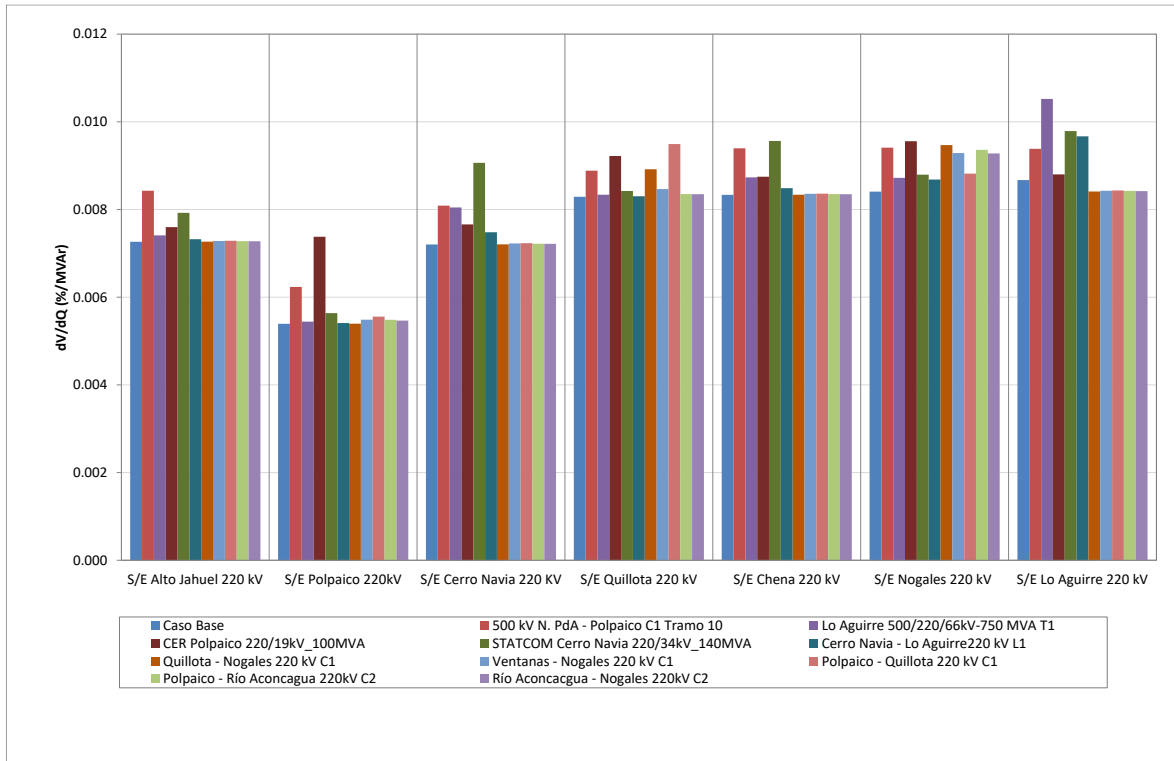


Figura 4.45. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro E3

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 Transformador de Lo Aguirre 500/220 kV.

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

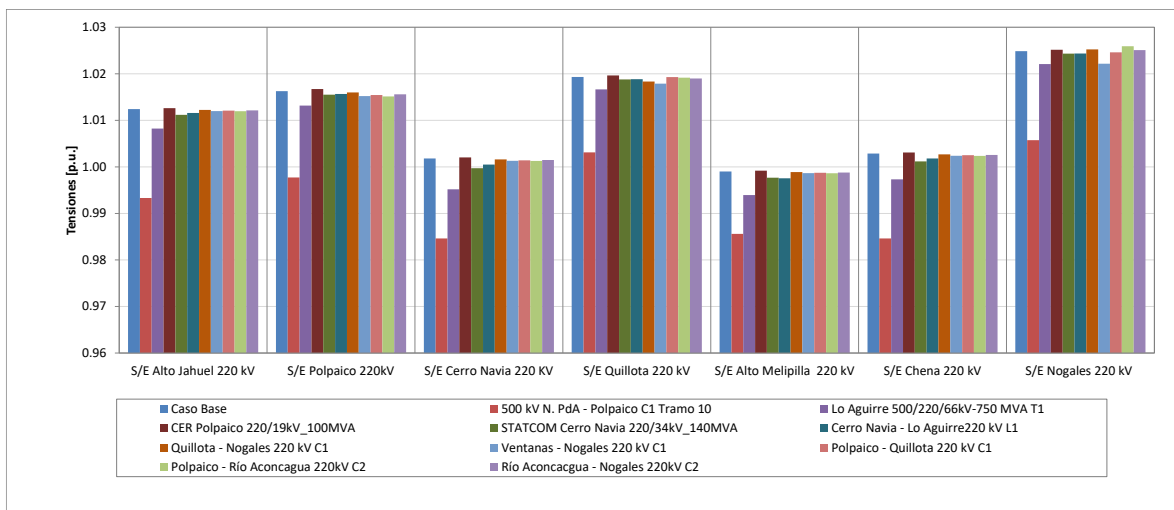


Figura 4.46. Tensión en barras 220 kV área de CT Centro E3.

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 de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500/220 kV, donde se requiere de una reserva dinámica de 239 MVar, con una distribución tal que la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por el CER de Polpaico y por el STATCOM de Cerro Navia.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas										
Falla	500 kV N. PA - Polpaico C2		Lo Aguirre 500/220-750 MVA T1		Alto Jahuel - Lo Aguirre 500 kV C1		CCEE Polpaico 220 kV 100 MVar		CER Polpaico 220/19kV_100MVA	
	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
San Isidro U2 TV	17.3	7%	2.9	5%	1.2	6%	4.1	8%	-0.3	17%
San Isidro U2 TG	31.7	13%	5.3	9%	2.2	12%	7.4	14%	-0.6	31%
Rapel U1	9.7	4%	3.7	6%	1.0	5%	1.4	3%	-0.1	6%
Rapel U2	9.5	4%	3.6	6%	1.0	5%	1.3	3%	-0.1	5%
Rapel U3	6.4	3%	2.4	4%	0.6	3%	0.9	2%	-0.1	4%
Rapel U4	6.2	3%	2.3	4%	0.6	3%	0.9	2%	-0.1	4%
Rapel U5	3.6	1%	1.3	2%	0.4	2%	0.5	1%	0.0	2%
CER Polpaico 220/19kV_100MVA	102.7	43%	15.6	27%	7.5	39%	28.2	54%	-	-
STATCOM Cerro Navia 220/34kV	52.1	22%	19.6	35%	4.7	25%	7.8	15%	-0.7	32%
Total	239.0	100%	56.6	100%	19.2	100%	52.4	100%	-2.0	100%

Tabla 4.47. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro para diversas contingencias escenario E3.

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					
	500 kV N. PA - Polpaico C2	Lo Aguirre 500/220-750 MVA T1	Alto Jahuel - Lo Aguirre 500 kV C1	CCEE Polpaico 220 kV 100 MVar	CER Polpaico 220/19kV_100MVA
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Interno	239.0	56.6	19.2	52.4	-2.0
Externo	194.9	30.7	6.7	-46.1	3.9
Total	433.9	87.3	25.9	6.4	1.8

Tabla 4.48. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E3

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

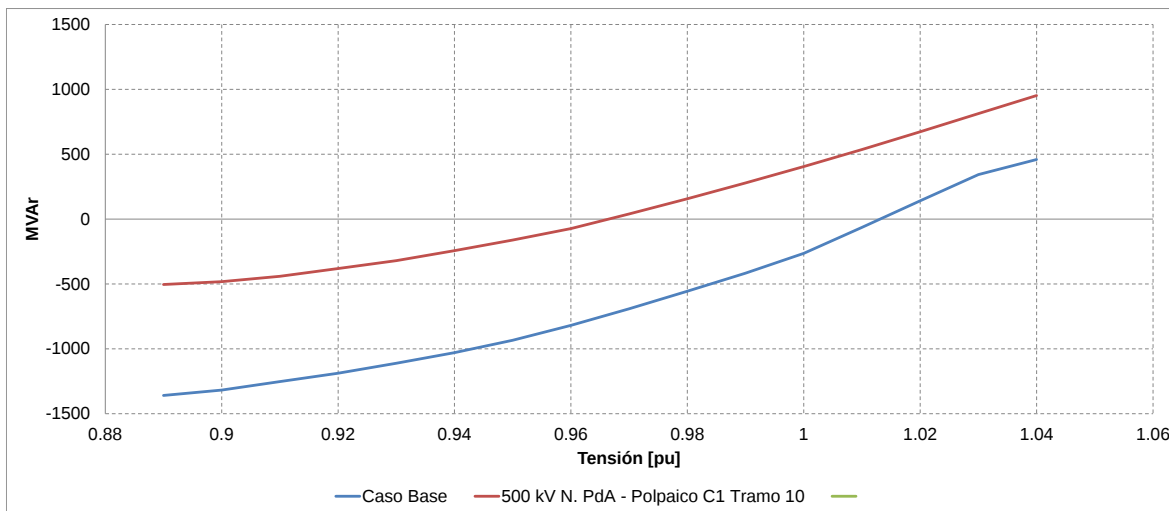


Figura 4.47. Curva QV en S/E Polpaico 500 kV en escenario E3.

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

Tabla 4.49. 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	1.01	0.978-1.038	< 0.89
Nva. PAZ – Polpaico 500 kV	0.97	0.958-1.058	< 0.89

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:

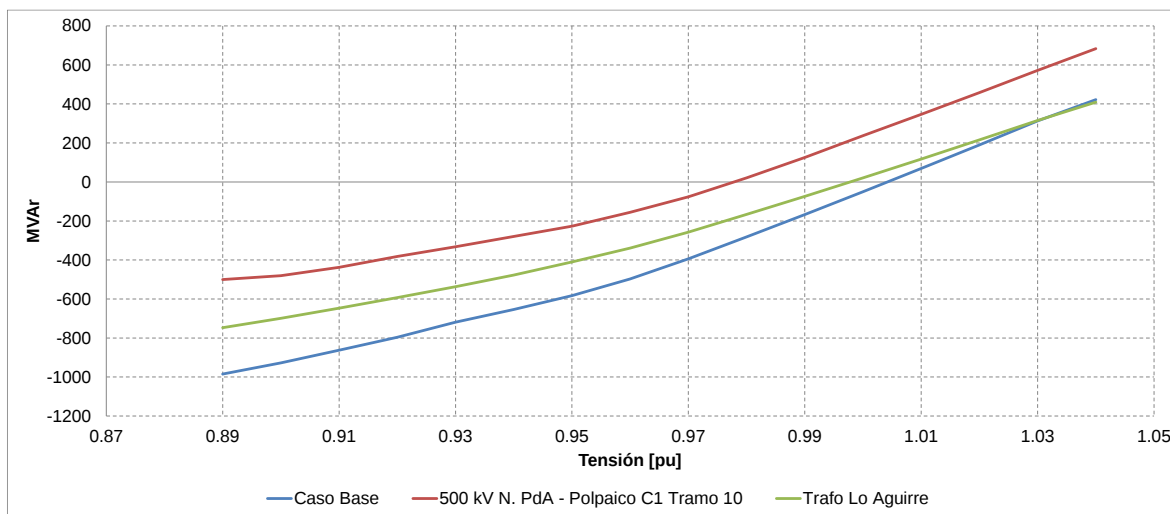


Figura 4.48. Curva QV en S/E Lo Aguirre 220 kV en escenario E3.

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

Tabla 4.50. 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	1.0	0.959-1.06	< 0.88
Nva. PAZ – Polpaico 500 kV	0.98	0.939-1.08	< 0.88
Transformador de Lo Aguirre 500/220 kV	1.0	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 (escenario base E5 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
- 0 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 E5

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

Sistema de 500 kV

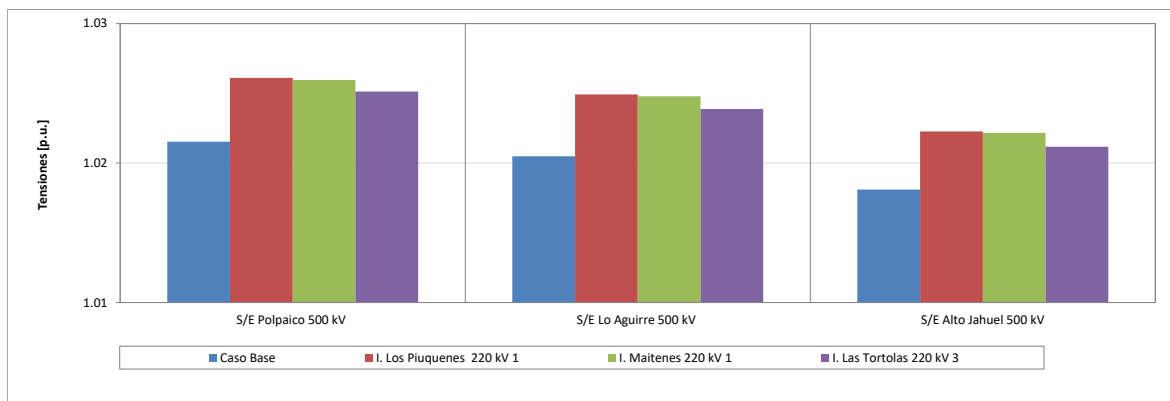


Figura 4.49. Tensión en barras ACT Centro E5 (Sistema de 500 kV).

Sistema de 220 kV

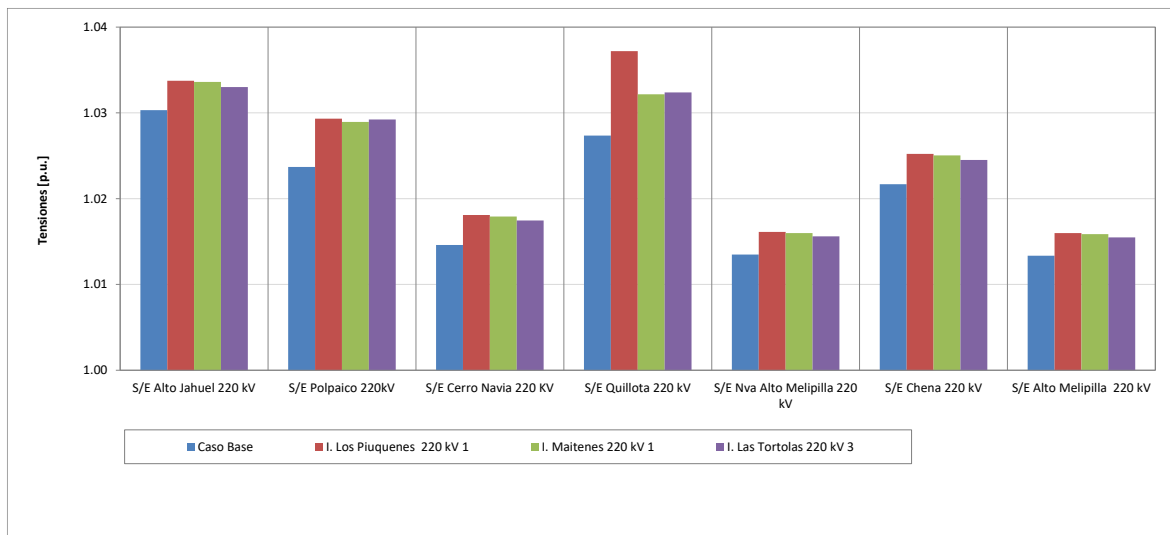


Figura 4.50. Tensión en barras ACT Centro E5 (Sistema de 220 kV).

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

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E5.

El aporte de las centrales despachadas es el siguiente:

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas							
Falla	Gen	I. Los Piuquenes 220 kV 1		I. Maitenes 220 kV 1		I. Las Tortolas 220 kV 3	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%		
Rapel U1		-1.9	4%	-1.8	4%	-1.5	3%
Rapel U2		-1.8	4%	-1.7	4%	-1.5	3%
Rapel U3		-1.4	3%	-1.3	3%	-1.1	3%
Rapel U4		-1.4	3%	-1.3	3%	-1.1	3%
CER Polpaico 220/19kV_100MVA		-25.9	54%	-24.2	53%	-25.4	58%
STATCOM Cerro Navia 220/34kV_140MVA		-15.8	33%	-14.9	33%	-12.9	30%
Total		-48.1	100%	-45.2	100%	-43.5	100%

Tabla 4.51. Requerimientos internos para diversas contingencias en escenario E5

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 inyección de 48 MVar en la zona, con una distribución tal que, la mayor parte de los excedentes de potencia reactiva son entregados por el CER Polpaico.

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

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas			
	I. Los Piuquenes 220 kV 1	I. Maitenes 220 kV 1	I. Las Tortolas 220 kV 3
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Interno	-48.1	-45.2	-43.5
Externo	18.3	10.7	21.2
Total	-29.7	-34.6	-22.3

Tabla 4.52. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5

4.4.3.3 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 E3 para inyección y E5 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 4.53. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \geq 5\%$?	$\zeta \text{ Dif. Ang} \leq 120^\circ$?	$\zeta V_{\text{mín.}} \geq 0.7 \text{ p.u.}$?	$\zeta V_{\text{mín.}} > 0.8 \text{ p.u. en } 1 \text{ s}$?	$\zeta V \text{ en } \pm 10\% \text{ en } 20 \text{ s}$?	$\zeta f \geq 48.3 \text{ Hz}$?
C1 Nva. PAZ - Polpaico 500 kV	E3	Polpaico – Lo Aguirre 500 kV	690	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Desconexión I. Los Piuquenes 110 kV	E5	Polpaico – Quillota 220 kV	109	✓	✓	✓	✓	✓	✓

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.

4.4.3.4 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 4.54. 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
Escenario más exigente	E3	E5
Demanda de la zona (MW)	3447	1377
Generación de la zona (MW)	1337	1500
Contingencia más crítica de la zona	N. Pan de Azúcar N. Polpaico 500 kV C2	I. Los Piuquenes 220 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	239	-48.1
Unidades con mayor participación	CER Polpaico: 43% Statcom: 22%	CER Polpaico: 54% STATCOM CNavia: 33%

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.

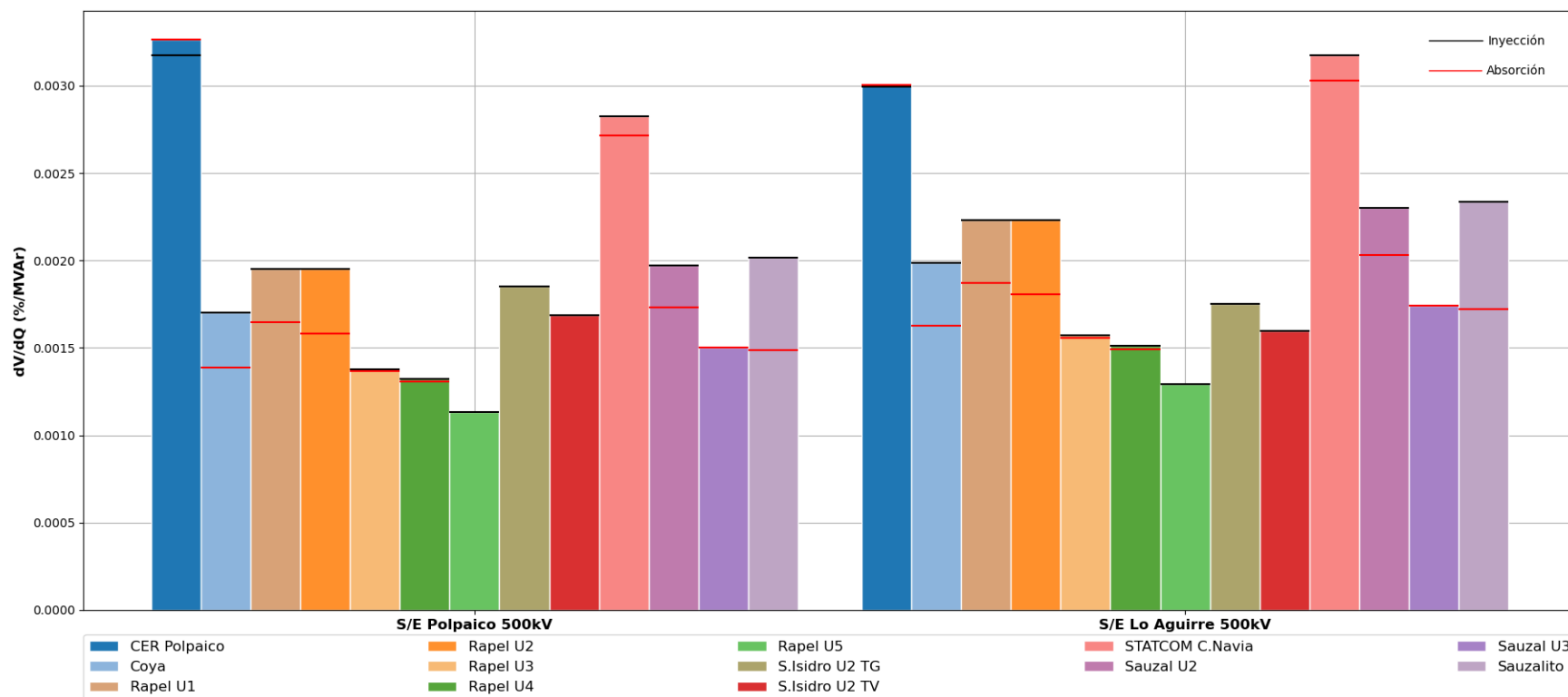


Figura 4.51. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal ACT Centro – 220kV y 500kV, sistema de 500 kV

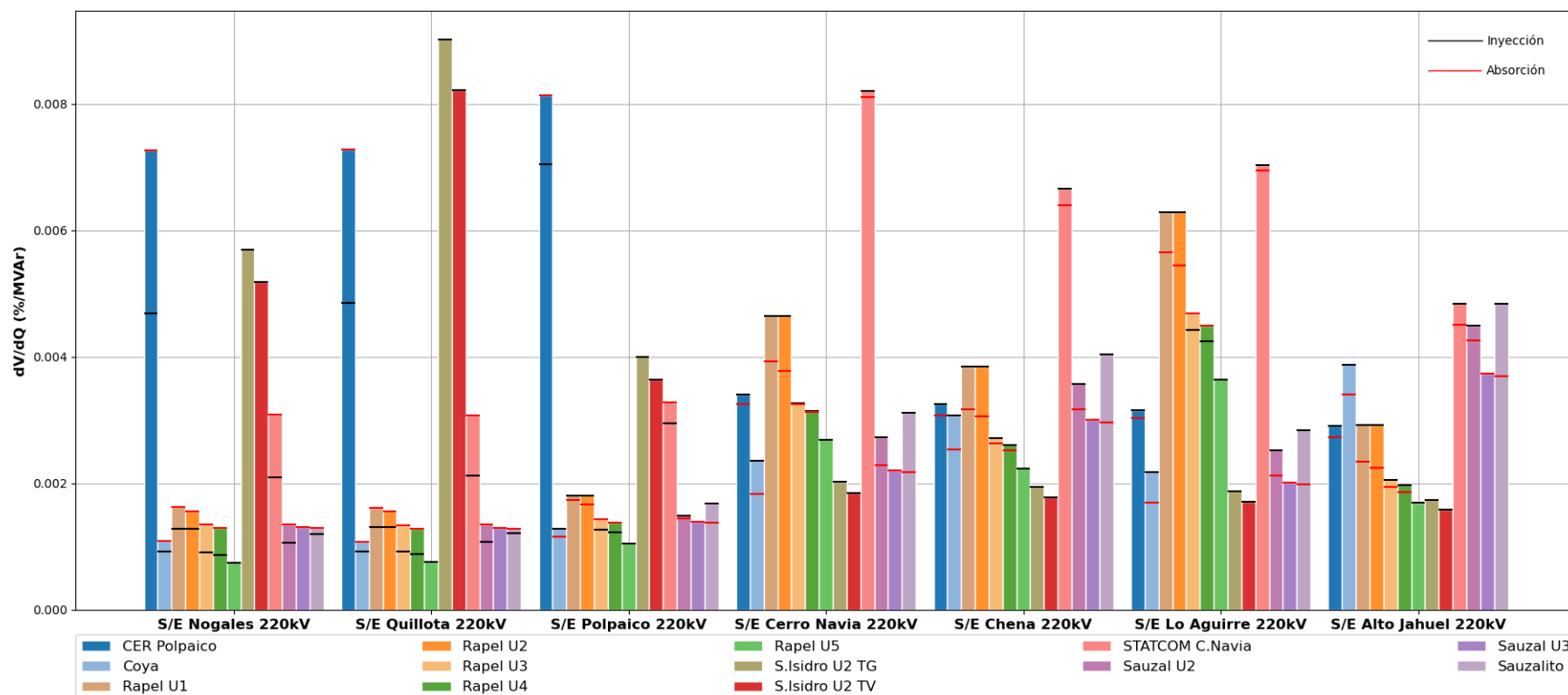


Figura 4.52. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal ACT Centro – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación)

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:

Tabla 4.55 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Región Metropolitana.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E3	3328	465
E6	1445	419

4.4.4.2 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:

- 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.

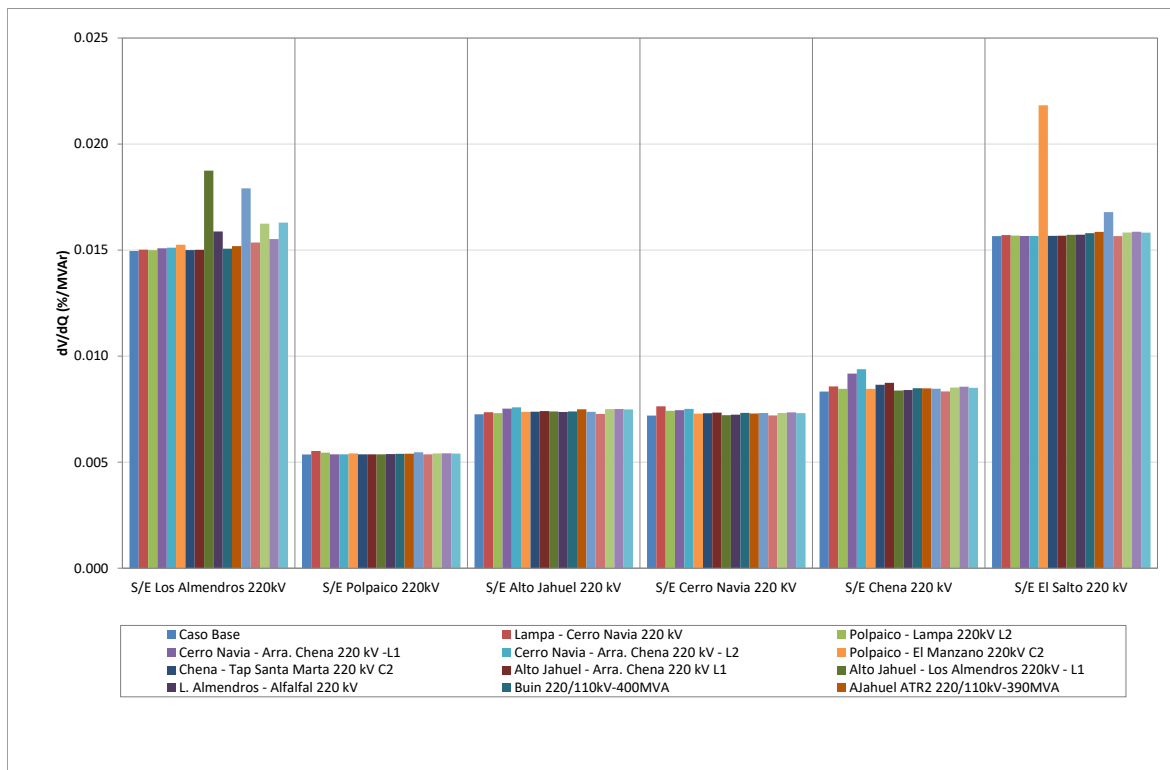


Figura 4.53. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea Región Metropolitana E3.

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 El Salto 220 kV, para la falla del C2 de la línea Polpaico - El Manzano 220 kV.

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

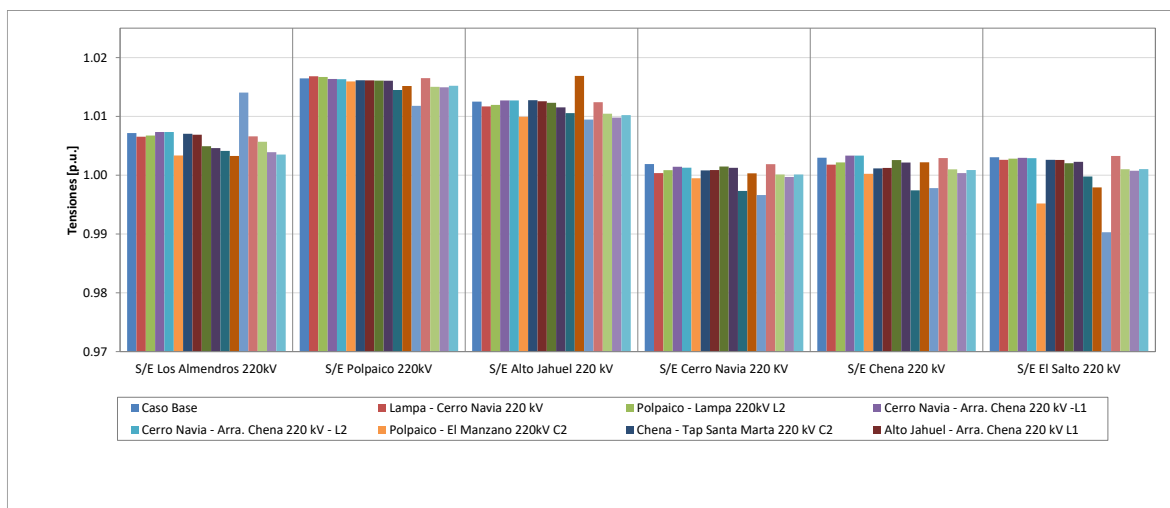


Figura 4.54. Tensión en barras de 110 kV subárea Región Metropolitana E3.

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.

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	L. Almendros - Alfalfal 220 kV		Buin 220/110kV-400MVA		AJahuel ATR2 220/110kV-390MVA		Los Almendros 220/110kV 400MVA		Alfalfal U1	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Alfalfal U1		-1.1	46%	2.3	26%	4.5	14%	-3.4	165%	-	-
Alfalfal 2 N°1		-1.1	45%	2.3	26%	4.4	14%	-3.4	163%	6.4	59%
Las Lajas N°1		-0.4	17%	2.9	33%	16.7	54%	2.4	116%	3.6	33%
El Volcán		0.1	2%	0.4	5%	2.7	9%	0.7	37%	0.3	3%
Queltehues U1		0.1	5%	0.9	10%	2.8	9%	1.6	76%	0.6	5%
Total		-2.4	100%	8.9	100%	31.2	100%	-2.1	100%	10.8	100%

Tabla 4.56. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Región Metropolitana, 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 Alto Jahuel 220/110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 31 MVar en la zona, los cuales provienen principalmente desde las centrales de Las Lajas y Alfalfal.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas					
	L. Almendros - Alfalfal 220 kV	Buin 220/110kV- 400MVA	AJahuel ATR2 220/110kV-390MVA	Los Almendros 220/110kV 400MVA	Alfalfal U1
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Interno	-2.4	8.9	31.2	-2.1	10.8
Externo	6.5	54.6	-121.5	3.6	0.1
Total	4.1	63.5	-90.3	1.6	10.9

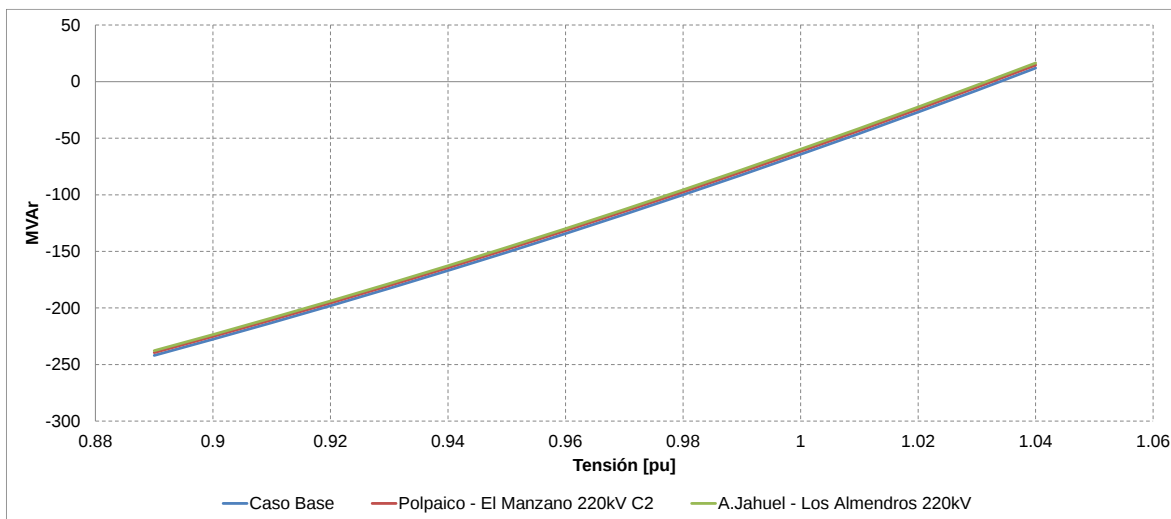
Tabla 4.57. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E3.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva externa en el ACT corresponde a la desconexión del Transformador de Alto Jahuel 220/110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica para absorción del orden de 90 MAr 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 4.55. Curvas Q-V en S/E El Salto 220 kV, escenario E4.



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

Tabla.4.58. 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	0.967-1.070	< 0.89
Polpaico – El Manzano 220 kV	1.03	0.947-1.090	< 0.89
Transformador de Alto Jahuel 220/110 kV	1.03	0.947-1.090	< 0.89

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 E6

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal (escenario base E6 demanda mínima) y post contingencias.

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

- Central Alfalfal
- Central Las Lajas 1

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

a) Tensiones Escenario E6

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

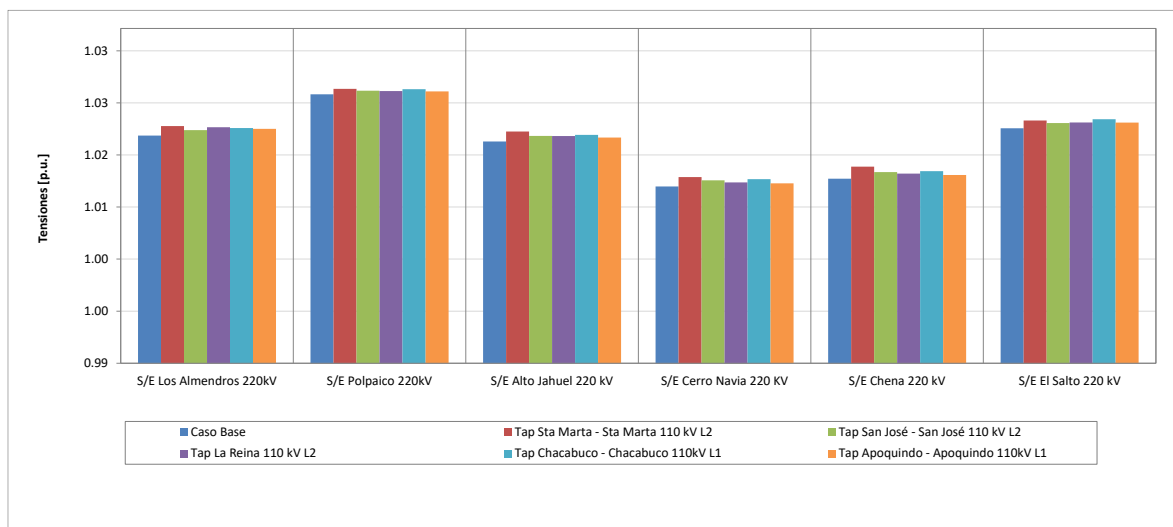


Figura 4.56. Tensión en barras ACT Centro subárea Región Metropolitana E6.

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

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E6.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Falla	Gen	Tap Sta Marta - Sta Marta 110 kV		Tap San José - San José 110 kV L2		Tap La Reina 110 kV L2		Tap Chacabuco - Chacabuco 110kV		Tap Apoquindo - Apoquindo 110kV	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%			Δ MVar	%	Δ MVar	%
Alfalfal 2 N°1		-0.3	12%	-0.1	11%	-0.2	12%	-0.2	10%	-0.1	8%
Alfalfal U1		-1.1	46%	-0.6	50%	-0.9	46%	-0.9	54%	-0.8	63%
Carena		0.0	2%	0.0	2%	0.0	1%	0.0	2%	0.0	2%
El Volcán		-0.1	4%	0.0	4%	-0.1	4%	-0.1	3%	0.0	3%
Las Lajas N°1		-0.7	28%	-0.3	26%	-0.6	28%	-0.4	24%	-0.2	19%
Queltehues U1		-0.2	8%	-0.1	7%	-0.2	8%	-0.1	7%	-0.1	5%
Total		-2.3	100%	-1.2	100%	-2.0	100%	-1.6	100%	-1.2	100%

Tabla 4.59. Requerimientos internos para diversas contingencias en escenario E6

En la tabla anterior se puede observar que para afrontar la desconexión del consumo Tap Santa Marta 110 kV se requiere de un margen dinámico de potencia reactiva para absorción de 2.3 MVar en la zona, con una distribución tal que, la mayor parte de los excedentes de potencia reactiva son entregados por las centrales despachadas en la zona.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas										
	Tap Sta Marta - Sta Marta 110 kV L2		Tap San José - San José 110 kV L2		Tap La Reina 110 kV L2		Tap Chacabuco - Chacabuco 110kV L1		Tap Apoquindo - Apoquindo 110kV L1	
	Δ MVar		Δ MVar		Δ MVar		Δ MVar		Δ MVar	
Interno	-2.3		-1.2		-2.0		-1.6		-1.2	
Externo	1.1		1.1		0.1		1.1		0.9	
Total	-1.2		-0.1		-1.9		-0.5		-0.3	

Tabla 4.60. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6

El requerimiento máximo externo corresponde a 1.1 MVar, el cual proviene principalmente del ACT Centro dado la gran cantidad de recursos que posee.

4.4.4.4 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 E3 para inyección y E6 para absorción de potencia reactiva, se simuló la aplicación de la contingencia que derivó en 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 4.61. 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]	$\xi \geq 5\%$?	$\angle \text{Dif. Ang} \leq 120^\circ$?	$\angle V_{\text{mín.}} \geq 0.7 \text{ p.u.}$?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.8 \text{ p.u. en } 1 \text{ s}?$	$\angle V \text{ en } \pm 10\% \text{ en } 20 \text{ s}?$	$\angle f \geq 48.3 \text{ Hz}?$
A.Jahuel - ATR2 220/110kV	E3	Lampa – Cerro Navia 220 kV	87	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Tap Sta Marta - Sta Marta 110 kV L2	E6	Lampa – Cerro Navia 220 kV	19	✓	✓	✓	✓	✓	✓

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.

4.4.4.5 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 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 (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 4.62. 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
Escenario más exigente	E3	E6
Demanda de la zona (MW)	3328	1445
Generación de la zona (MW)	465	419
Contingencia más crítica de la zona	A.Jahuel - ATR2 220/110kV	Tap Sta Marta - Sta Marta 110 kV L2
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	31	-2.3
Unidades con mayor participación	Las Lajas N1: 21% Alfalfal U1: 8% Alfalfal 2 N1: 8%	Alfalfal U1: 46% Las Lajas N1: 28%

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 Alfalfal 1 y central Carena.

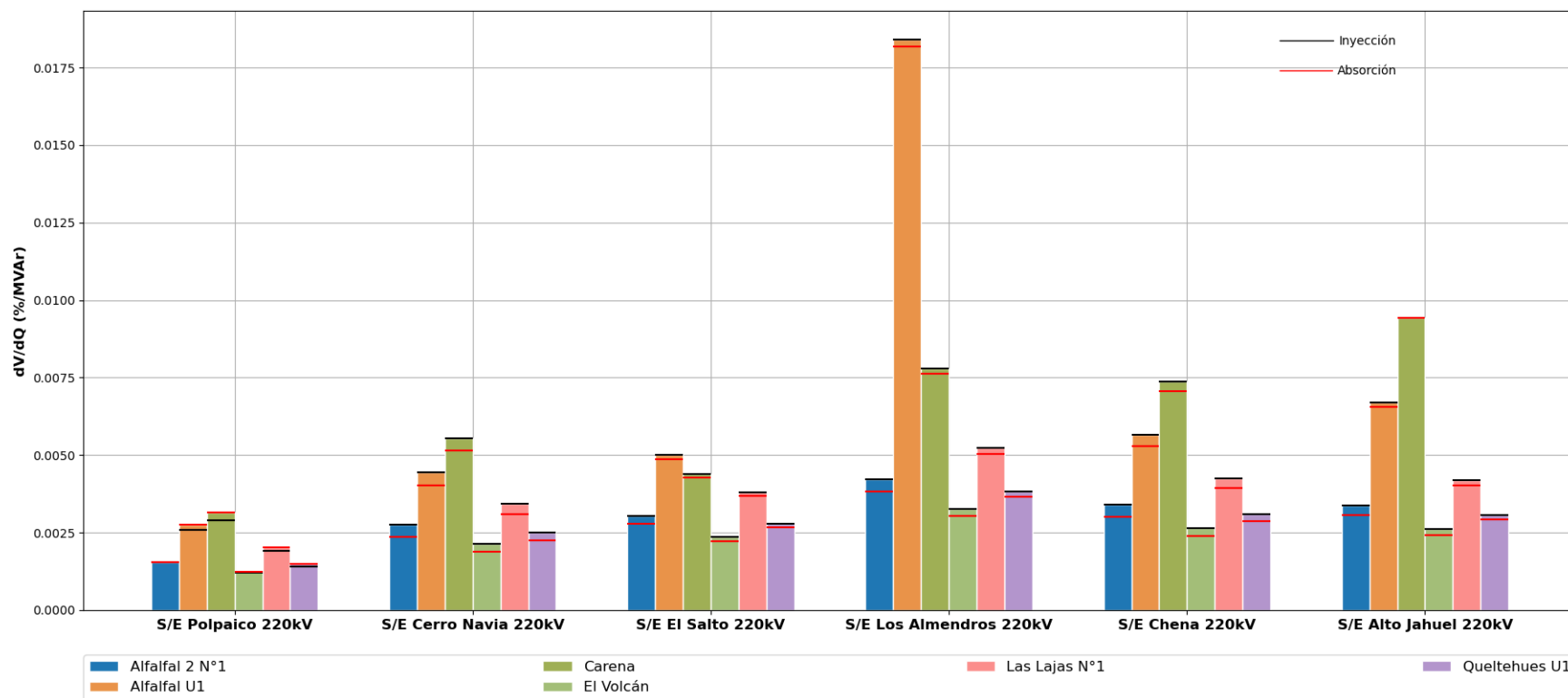


Figura 4.57. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Región Metropolitana – 220kV

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 4.63 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Quinta Región.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E4	827	450
E5	501	323

4.4.5.2 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:

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

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.

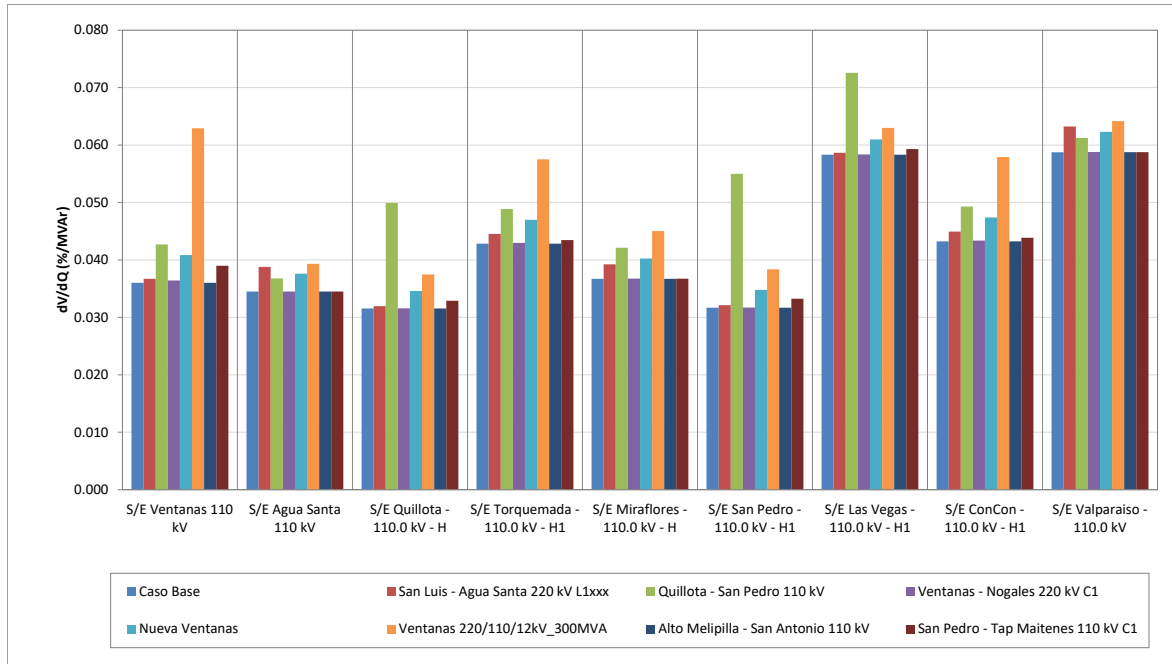


Figura 4.58. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea V región E4.

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 Las Vegas 110 kV, donde el mayor requerimiento se produce para la falla de la línea Quillota – San Pedro 110 kV.

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

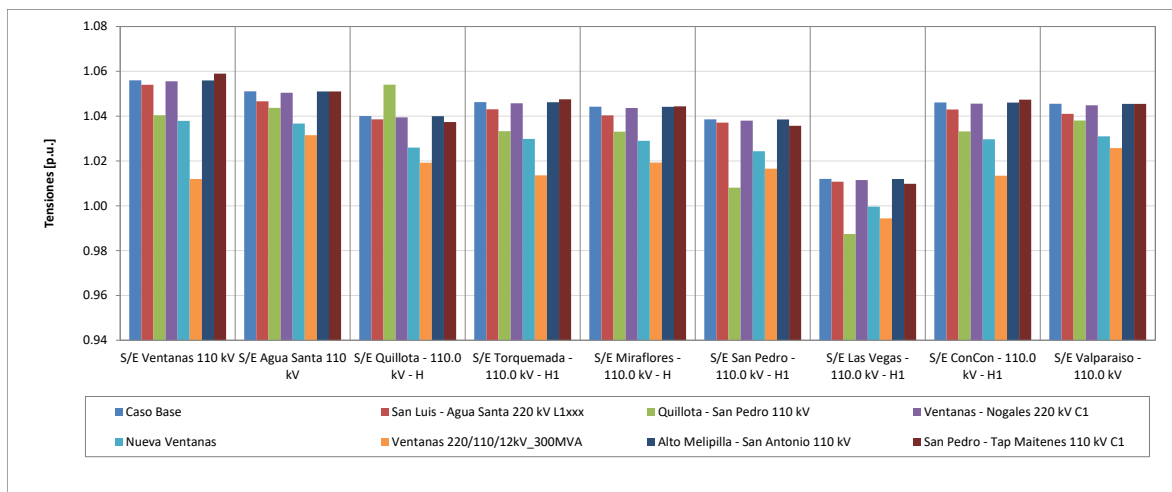


Figura 4.59. Tensión en barras de 110 kV subárea V región E4.

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, 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	San Luis - Agua Santa 220 kV		Quillota - San Pedro 110 kV		Ventanas 220/110/12kV_3		San Pedro - Tap Maitenes 110 kV	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
	Nueva Ventanas	2.4	100%	9.4	100%	-13.5	100%	-1.0	100%
	Total	2.4	100%	9.4	100%	-13.5	100%	-1.0	100%

Tabla 4.64. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea V región, escenario E4 para diversas contingencias.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión de la línea Quillota – San Pedro 110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 9.4 MVar en la zona, los cuales provienen principalmente desde la central Nueva Ventanas.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
	San Luis - Agua Santa 220 kV L1xxx	Quillota - San Pedro 110 kV	Ventanas 220/110/12kV_300	San Pedro - Tap Maitenes 110 kV C1
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Interno	2.4	9.4	-13.5	-1.0
Externo	7.1	10.1	3.6	-0.9
Total	9.5	19.5	-9.8	-1.9

Tabla 4.65. 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 total en el ACT corresponde a la desconexión de la línea Quillota – San Pedro 110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 19.5 MVar en la zona, los cuales provienen principalmente desde el ACT Centro.

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

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.

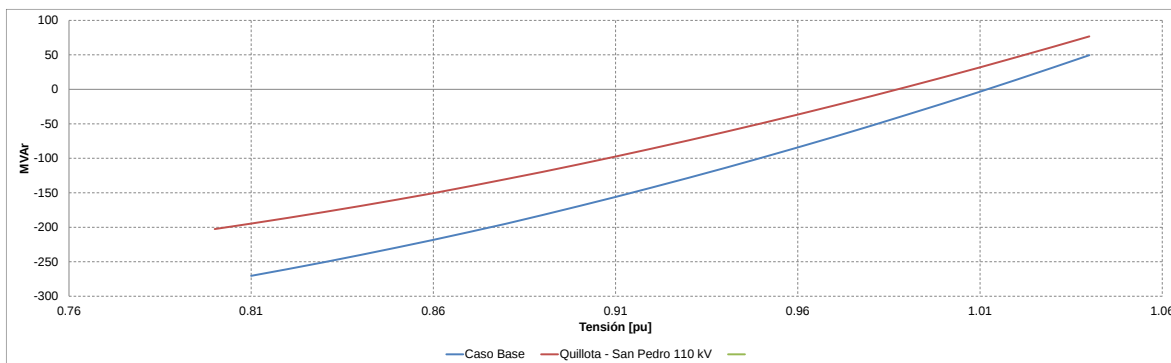


Figura 4.60. Curvas Q-V en S/E Las Vegas 110kV, escenario E4.

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

Tabla 4.66. Descripción resultados Curva Q-V S/E Las Vegas 110 kV, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]
Caso Base	1.01	0.938-1.08	< 0.81
Quillota – San Pedro 110 kV	0.99	0.908-1.11	< 0.81

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra de 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 (escenario base E5 demanda mínima) y post contingencias.

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

- Central Nueva Ventanas

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

a) Tensiones Escenario E5

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

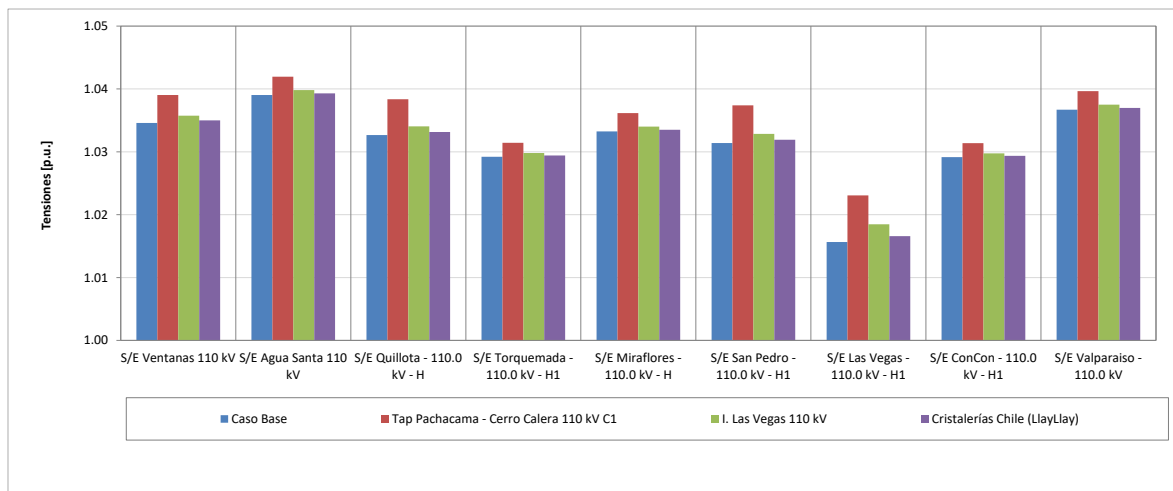


Figura 4.61. Tensión en barras ACT Centro subárea Quinta Región E5.

La contingencia que significa un mayor aumento de las tensiones corresponde a la mayoría de las barras analizadas corresponde a la desconexión de Tap Pachacama – Cerro Calera 110 kV.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E5.

En este escenario el único recurso de control de tensión disponibles corresponde a la central Nueva Ventanas, por lo que, ante la desconexión de los consumos más grandes de la zona todo el aporte se realiza por parte de esta central.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas							
Gen	Falla	Tap Pachacama - Cerro Calera 110 kV		I. Las Vegas 110 kV		Cristalerías Chile (LlayLlay)	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
	Nueva Ventanas	-4.7	100%	-1.3	100%	-0.4	100%
	Total	-4.7	100%	-1.3	100%	-0.4	100%

Tabla 4.67. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias						
	Tap Pachacama - Cerro Calera 110 kV		I. Las Vegas 110 kV		Cristalerías Chile (LlayLlay)	
	Δ MVar		Δ MVar		Δ MVar	
Interno	-4.7		-1.3		-0.4	
Externo	-6.4		-0.9		-0.5	
Total	-11.1		-2.2		-0.9	

Tabla 4.68. 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 total en el ACT corresponde a la desconexión del Tap Pachacama – Cerro Calera 110 kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica de 11 MVar en la zona, los cuales en su mayoría provienen desde el ACT Centro.

4.4.5.4 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 escenario E4 tanto para inyección como 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 4.69. 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]	$\xi \geq 5\%$	$\angle \text{Dif. Ang} \leq 120^\circ$	$\angle V_{\text{mín.}} \geq 0.7$ p.u.?	$\angle V_{\text{mín.}} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\angle f \geq 48.3\text{Hz?}$
Quillota - San Pedro 110 kV	E4	San Luis – Agua Santa 220 kV	144	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Transformador Ventanas 220/110 kV	E4	San Luis – Agua Santa 220 kV	108	✓	✓	✓	✓	✓	✓

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.

4.4.5.5 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 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 (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 4.70. 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
Escenario más exigente	E4	E4
Demanda de la zona (MW)	827	827
Generación de la zona (MW)	450	450
Contingencia más crítica de la zona	Quillota - San Pedro 110 kV	Ventanas 220/110/12kV_300MVA
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	9.4	-13.5
Unidades con mayor participación	Nueva Ventanas: 100%	Nueva Ventanas: 100%

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 tanto de inyección como absorción de potencia reactiva, la central Nueva Ventanas presenta la mayor efectividad para el CT de la zona. Cabe destacar que en este escenario E4 que corresponde a demanda mínima, la única central despachada en la zona Quinta Costa corresponde a central Nueva Ventanas.

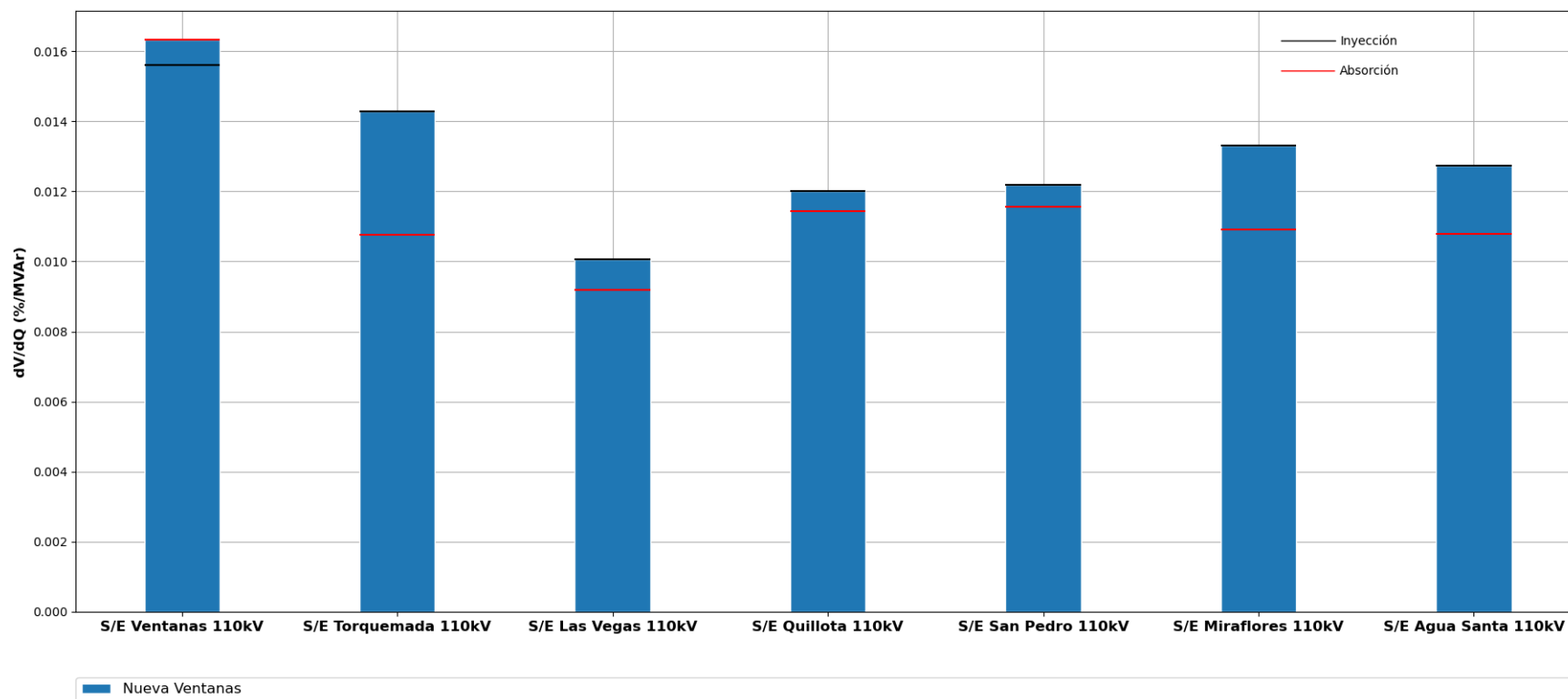


Figura 4.62. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT V Región – 110kV

4.5 Área de CT 4: Centro-Sur

Esta Área de CT está comprendida entre las subestaciones Alto Jahuel por el norte y la subestación Cautín por el sur, en ella se distinguen tres (3) subáreas de CT, el subárea de 500/220 kV, que comprende todo el corredor de 500kV y 220kV entre la S/E Alto Jahuel y la S/E Cautín, la subárea de 154 kV, que abarca todo el sistema entre las barras de 154 kV de S/E Alto Jahuel y S/E Itahue, y por último la subárea de Concepción, que contempla todo el sistema de la región del Biobío.

En consecuencia, el análisis de esta Área de CT se subdivide en tres (3) subáreas, la subárea de 500/220 kV, la subárea de 154 kV y la subárea de Concepción, las cuales son estudiadas de manera independientemente.

4.5.1 Escenarios de Operación

Los escenarios de operación utilizados para analizar las subáreas del Área de CT Centro Sur, se resumen en las siguientes tablas:

Tabla 4.71. Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro-Sur (subárea 500/220 kV).

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E2	651	2004
E4	653	2684
E6	583	1486

Tabla 4.72 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro-Sur (subárea 154 kV).

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E2	1194	610
E4	1227	583
E6	371	304

Tabla 4.73 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro-Sur (subárea Concepción).

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E3	567	29
E4	527	6
E5	453	6

4.5.2 Contingencias Simuladas

Para cada una de las subáreas se definió un conjunto de contingencias a estudiar. A continuación, se listan las fallas analizadas para cada una de las subáreas:

Subárea 500/220 kV:

- Desconexión de Central Santa María.
- Desconexión de una Unidad de Central Ralco.

- Desconexión de una Unidad de Central El Toro.
- Desconexión de una Unidad de Central Antuco.
- Desconexión de una Unidad de Central Pehuenche.
- Desconexión de una Unidad de Central Machicura.
- Desconexión de una Unidad de Central Angostura.
- 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 – Río Malleco.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Río 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.

Subárea 154 kV:

- Desconexión de una Unidad de Central La Higuera.
- Desconexión de una Unidad de Central Cipreses.
- Desconexión de una Unidad de Central Chacayes.
- 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.

Subárea Concepción:

- Desconexión de una Unidad de Central PetroPower.
- Desconexión de una Unidad de Central Arauco.
- 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 500/220 kV

Para analizar el sistema de 500 kV y 220 kV del ACT Centro-Sur se estudiaron en forma conjunta los distintos escenarios operacionales para el sistema de 500 kV (entre la S/E Alto Jahuel y S/E Charrúa), el sistema de 220 kV (entre S/E Alto Jahuel y S/E Río Malleco), sin embargo, las conclusiones y análisis son presentados de manera independiente.

La subárea 500/220 kV se caracteriza por presentar sus tramos de líneas de 500 kV con altos niveles de transferencias de sur a norte, tener un bajo nivel de demanda y tener un polo de generación importante en la zona de Charrúa con una capacidad instalada de 4600 MVA aproximadamente.

En esta subárea 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 escenario E2 y E4, los que se estudian debido a que poseen un bajo nivel de generación interno y por consiguiente bajo nivel de transferencias.

4.5.3.1 Análisis de Resultados Escenario E2.

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

a) Descripción del Escenario E2

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.
- 3 de 4 bancos de CCEE en S/E Maipo (4x60 MVar).
- Centrales de sector de Charrúa.
- Centrales Colbún y Machicura.

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

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E2

Los siguientes gráficos muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la subárea 500/220kV, esto para condiciones de operación normal y condiciones de operación post contingencia.

Sistema de 500 kV

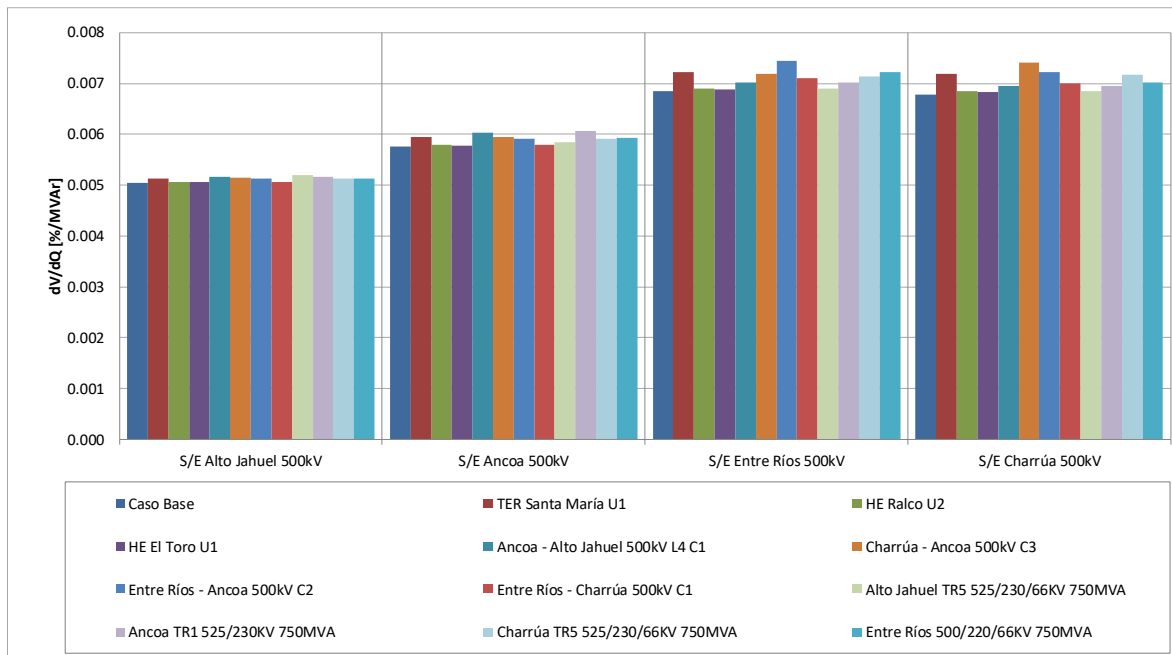


Figura 4.63. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E2 (Sistema de 500 kV).

Del gráfico anterior se observa que la barra de 500 kV que presenta una mayor variación en la tensión ante las variaciones de la potencia reactiva corresponde, a la barra de S/E Entre Ríos. Donde la condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con un circuito de la línea Entre Ríos – Ancoa 500kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 500 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

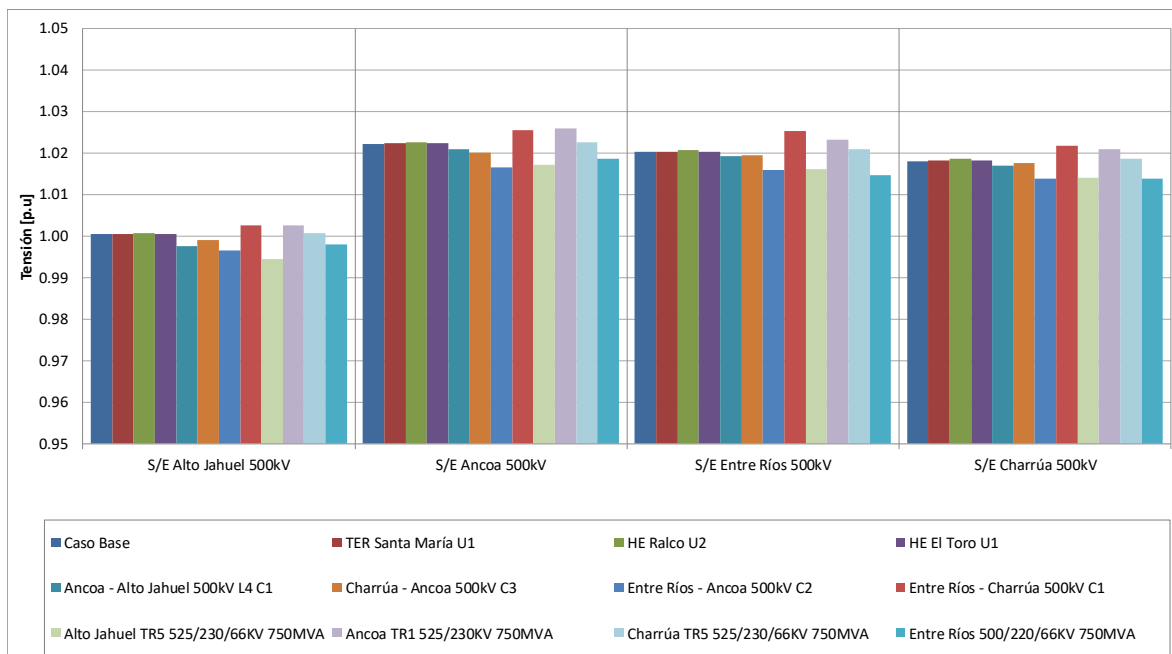


Figura 4.64. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E2 (Sistema de 500 kV).

Sistema de 220 kV

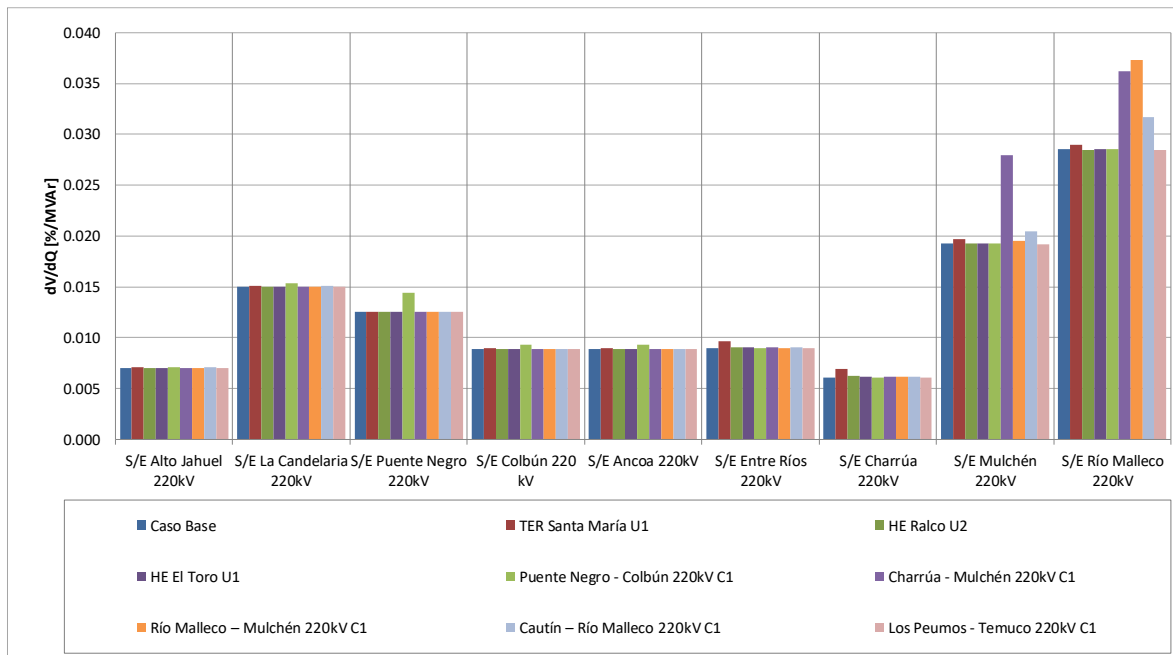


Figura 4.65. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras del ACT Centro-Sur E2 (Sistema de 220 kV).

El gráfico anterior muestra que la barra de 220 kV que presenta una mayor sensibilidad en la tensión ante las variaciones de la potencia reactiva, corresponde a la barra de S/E Río Malleco. Donde la condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con un circuito de la línea Río Malleco – Mulchén 220kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 220 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

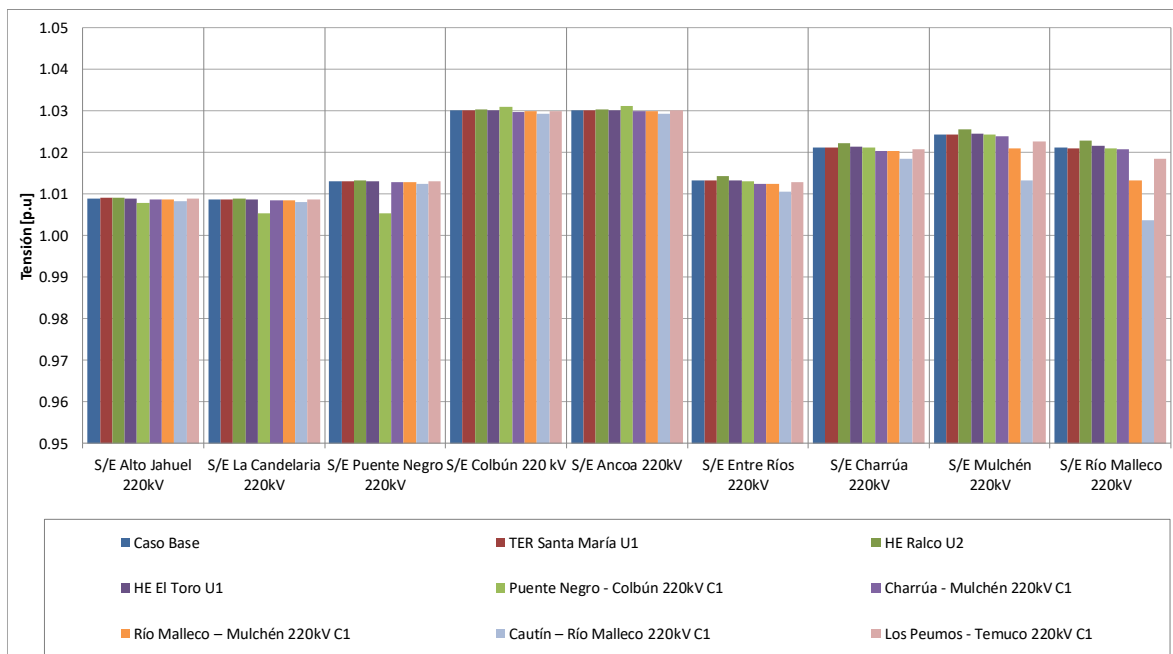


Figura 4.66. Tensión en barras de ACT Centro-Sur E2 (Sistema de 220 kV).

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E2.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó mediante la diferencia entre los montos generación de potencia reactiva de régimen permanente entre los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea, con esto se identificó la contingencia más crítica de acuerdo con las mayores diferencias 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 subárea analizada, la contingencia más crítica corresponde a la falla del Transformador TR5 525/230/66kV 750MVA de la S/E Alto Jahuel, donde se requiere de una reserva dinámica de aproximadamente 48 MVar, con una distribución tal que, la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales Colbún, Santa María, Chacayes y Ralco.

Tabla 4.74. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur Subárea de 500 y 220 kV E2 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas										
Falla Gen	Entre Ríos - Ancoa 500kV C2		Entre Ríos - Charrúa 500kV C1		Cautín – Río Malleco 220kV C1		Alto Jahuel TR5 525/230/66KV 750MVA		Entre Ríos 500/220/66KV 750MVA	
	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Chacayes U1	0.6	2%	-0.4	1%	0.2	0%	2.2	5%	0.4	-1%
Chacayes U2	0.6	2%	-0.4	1%	0.2	0%	2.2	5%	0.4	-1%
Colbún U1	6.4	16%	-3.6	11%	1.6	4%	7.2	15%	3.9	-11%
Machicura U1	1.4	3%	-0.8	2%	0.3	1%	1.6	3%	0.8	-2%
Machicura U2	1.4	3%	-0.8	2%	0.3	1%	1.6	3%	0.8	-2%
CH Río Colorado U1	0.3	1%	-0.2	1%	0.1	0%	0.4	1%	0.2	-1%
La Mina U1	0.3	1%	-0.2	1%	0.1	0%	0.3	1%	0.2	0%
Coya	0.2	1%	-0.1	0%	0.1	0%	0.6	1%	0.1	0%
Loma Alta	1.2	3%	-0.7	2%	0.3	1%	1.3	3%	0.7	-2%
Los Hierros U1	0.7	2%	-0.4	1%	0.2	0%	0.7	2%	0.4	-1%
Sauzal U2	0.7	2%	-0.4	1%	0.2	0%	2.0	4%	0.4	-1%
Sauzal U3	0.5	1%	-0.3	1%	0.1	0%	1.8	4%	0.3	-1%
Sauzalito	0.2	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.6	1%	0.1	0%
Abanico U1	0.7	2%	-0.4	1%	0.7	2%	0.7	2%	-0.4	1%
Antuco U1	1.7	4%	-1.6	5%	1.7	4%	1.7	4%	-3.1	9%
El Toro U1	1.3	3%	-1.2	4%	1.3	3%	1.3	3%	-2.3	7%
El Toro U2	1.3	3%	-1.2	4%	1.3	3%	1.3	3%	-2.3	7%
El Toro U3	1.3	3%	-1.2	4%	1.3	3%	1.3	3%	-2.3	7%
Llanguereño	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%
Mampil U1	0.5	1%	-0.5	1%	0.5	1%	0.5	1%	-0.9	2%
Pacífico 1	0.5	1%	-0.5	2%	0.5	1%	0.5	1%	-0.9	3%
Palmucho	0.1	0%	-0.1	0%	0.1	0%	0.1	0%	-0.2	1%
Pangue U1	2.3	6%	-2.2	7%	2.3	6%	2.2	5%	-4.0	12%
Quilleco U1	0.8	2%	-0.8	2%	0.8	2%	0.8	2%	-1.5	4%
Ralco U1	2.4	6%	-2.2	7%	3.1	8%	2.5	5%	-4.1	12%
Ralco U2	2.3	6%	-2.2	7%	2.7	7%	2.3	5%	-4.1	12%
Rucue U1	1.7	4%	-1.6	5%	1.7	4%	1.7	4%	-3.0	9%
Santa Fé 2	0.7	2%	-0.7	2%	0.7	2%	0.7	2%	-1.3	4%
Santa María	5.2	13%	-4.9	15%	5.2	13%	5.1	11%	-9.2	26%
Angostura U1	2.2	6%	-2.1	7%	11.5	29%	2.2	5%	-4.0	11%
Total	39.6	100%	-31.9	100%	39.4	100%	47.5	100%	-34.9	100%

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea para distintas contingencias analizadas. Se observa que, para la contingencia más crítica, los recursos externos aportan una cantidad de aproximadamente el 50% en comparación con el aporte interno de la subárea.

Tabla 4.75. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen	Falla	Entre Ríos - Ancoa	Entre Ríos - Charrúa	Cautín - Río Malleco	Alto Jahuel TR5	Entre Ríos 500/220/66KV
		500kV C2	500kV C1	220kV C1	525/230/66KV 750MVA	750MVA
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno		39.6	-31.9	39.4	47.5	-34.9
Requerimiento Externo		15.1	-10.6	7.8	23.9	-3.9
Total		54.7	-42.5	47.2	71.4	-38.8

d) Determinación de curvas Q-V en las Barras más Débil del Escenario E2

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

Sistema de 500 kV

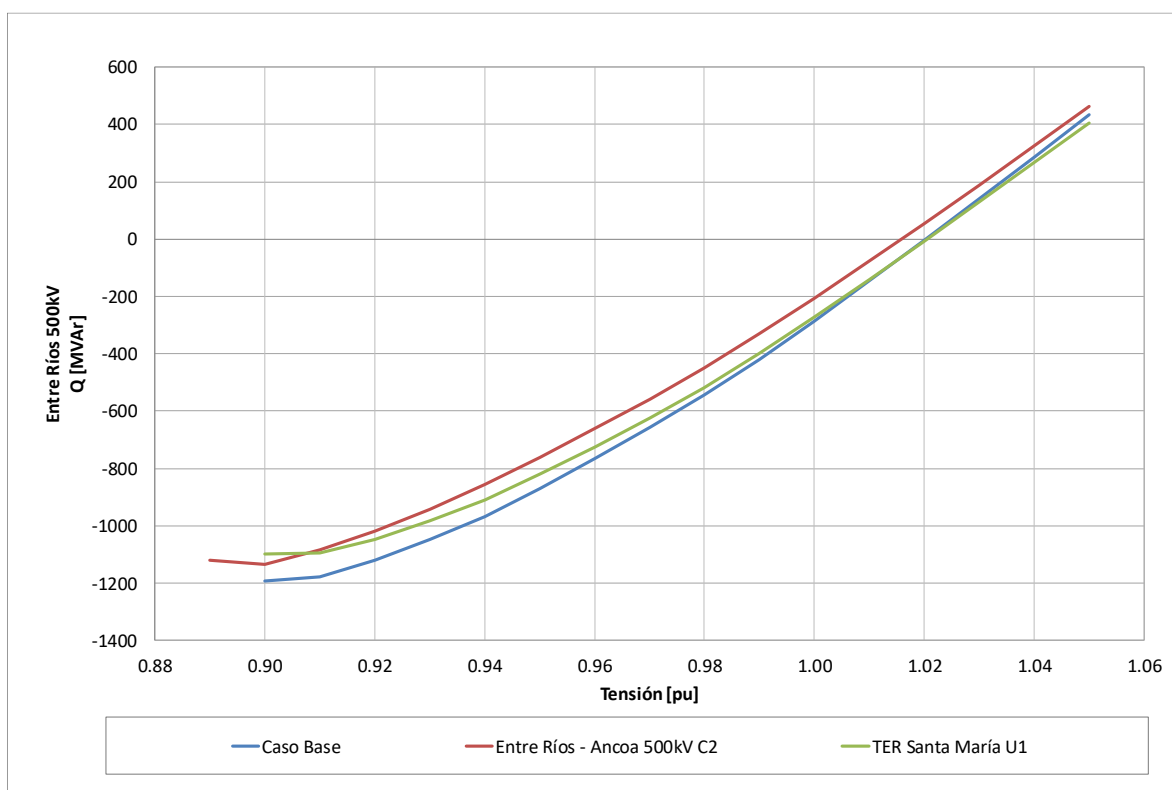


Figura 4.67. Curva QV en S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E2.

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

Tabla 4.76. Descripción resultados Curva Q-V S/E Entre Ríos 500 kV E2 Área CT Centro-Sur

Escenario	Vop Régimen Permanent [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.020	0.99 - 1.05	< 0.90
Entre Ríos - Ancoa 500kV C2	1.016	0.97 - 1.07	< 0.90
TER Santa María U1	1.020	0.97 - 1.07	< 0.90

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Entre Ríos 500 kV, tanto en estado normal como en estado de alerta, permanece dentro de los límites aceptables. Además, se puede observar que se cuenta con suficiente margen de reactivos para que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

Sistema de 220 kV

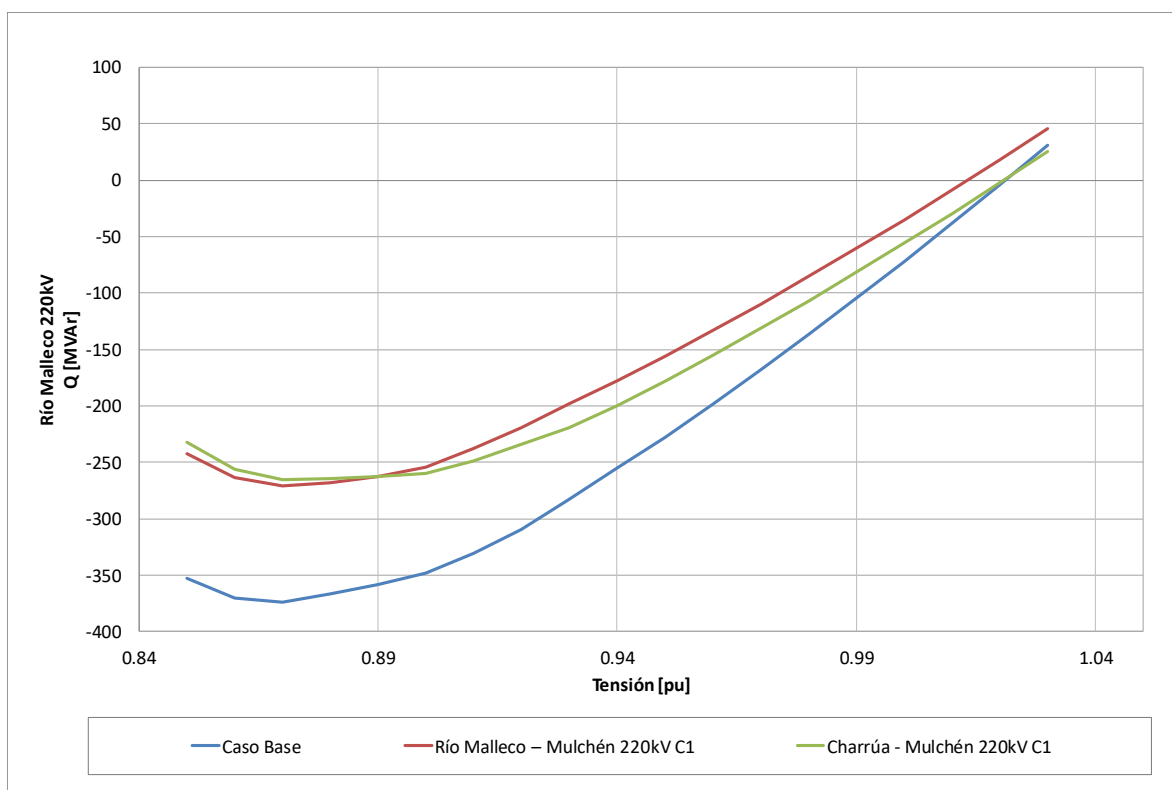


Figura 4.68. Curva QV en S/E Río Malleco 220 kV en escenario E2.

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

Tabla 4.77. Descripción resultados Curva Q-V S/E Río Malleco 220 kV E2 ACT Centro-Sur

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.021	0.95 - 1.05	< 0.87
Río Malleco – Mulchén 220kV C1	1.013	0.93 - 1.07	< 0.87
Charrúa - Mulchén 220kV C1	1.021	0.93 - 1.07	< 0.87

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Río Malleco 220 kV, tanto en estado normal como en estado de alerta, permanece dentro de los límites aceptables. Además, se observa que se cuenta con suficiente margen de reactivos antes de que se produzcan problemas de colapso 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.
- 1x50 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- 1x65 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Ancoa.
- 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 E4

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la subárea 500/220kV, esto para condiciones de operación normal y condiciones de operación post contingencias.

Sistema de 500 kV

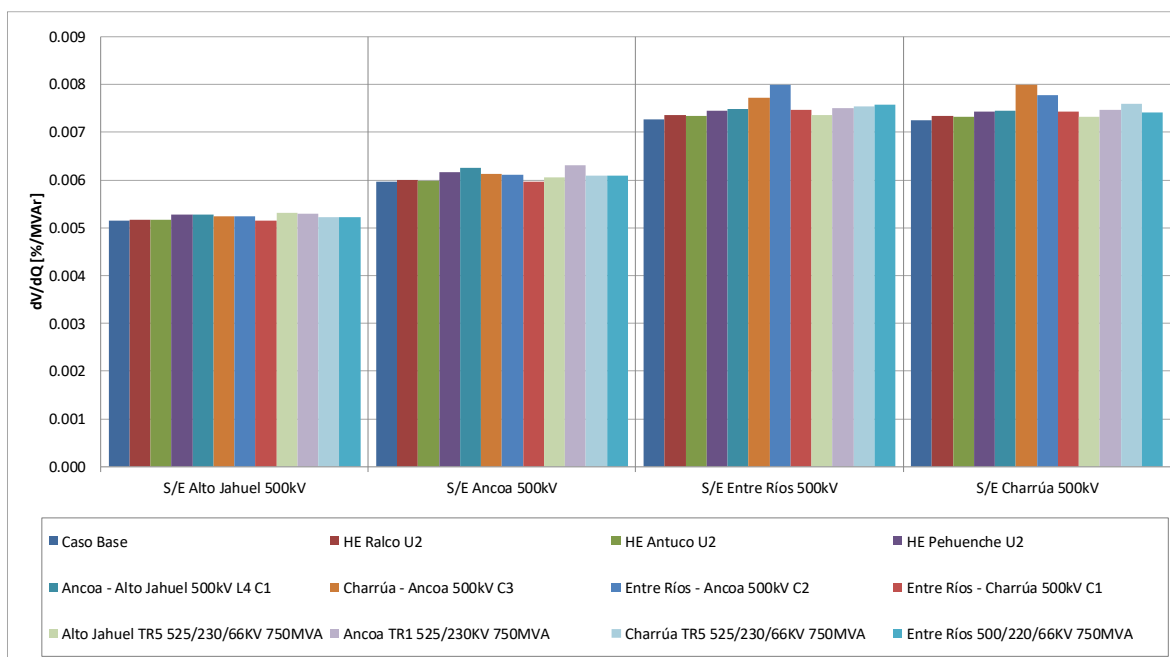


Figura 4.69. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E4 (Sistema de 500 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV que presenta una mayor sensibilidad en la tensión ante variaciones de la potencia reactiva, corresponde a la barra de S/E Entre Ríos. Donde la condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con un circuito de la línea Entre Ríos – Ancoa 500kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 500 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

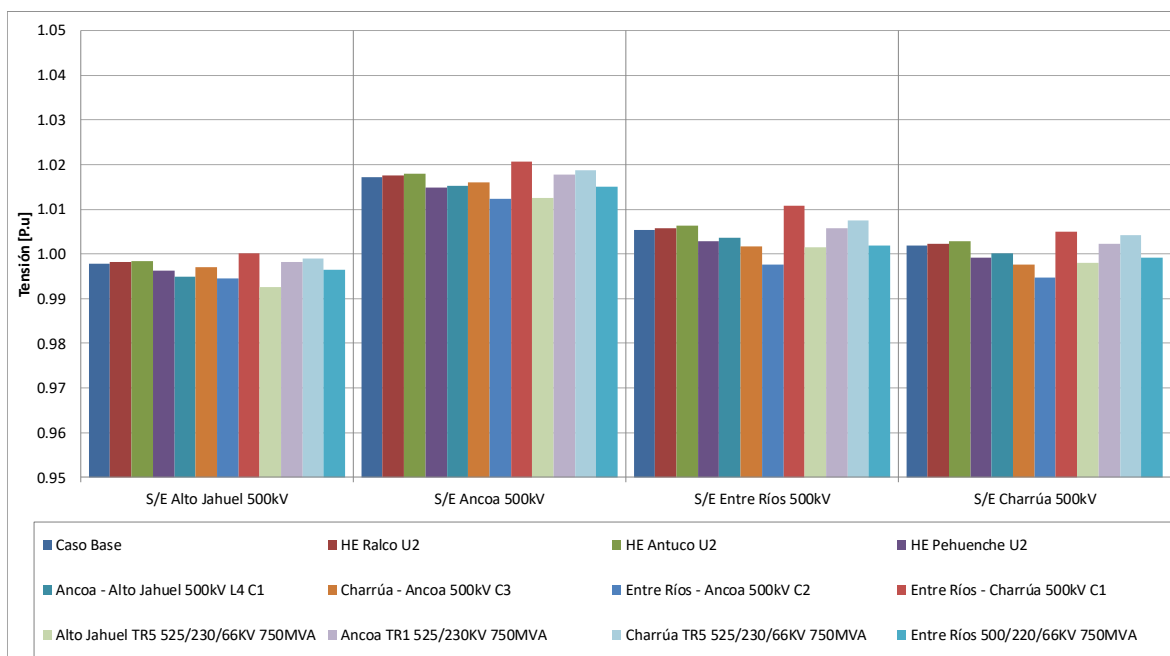


Figura 4.70. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E4 (Sistema de 500 kV).

Sistema de 220 kV

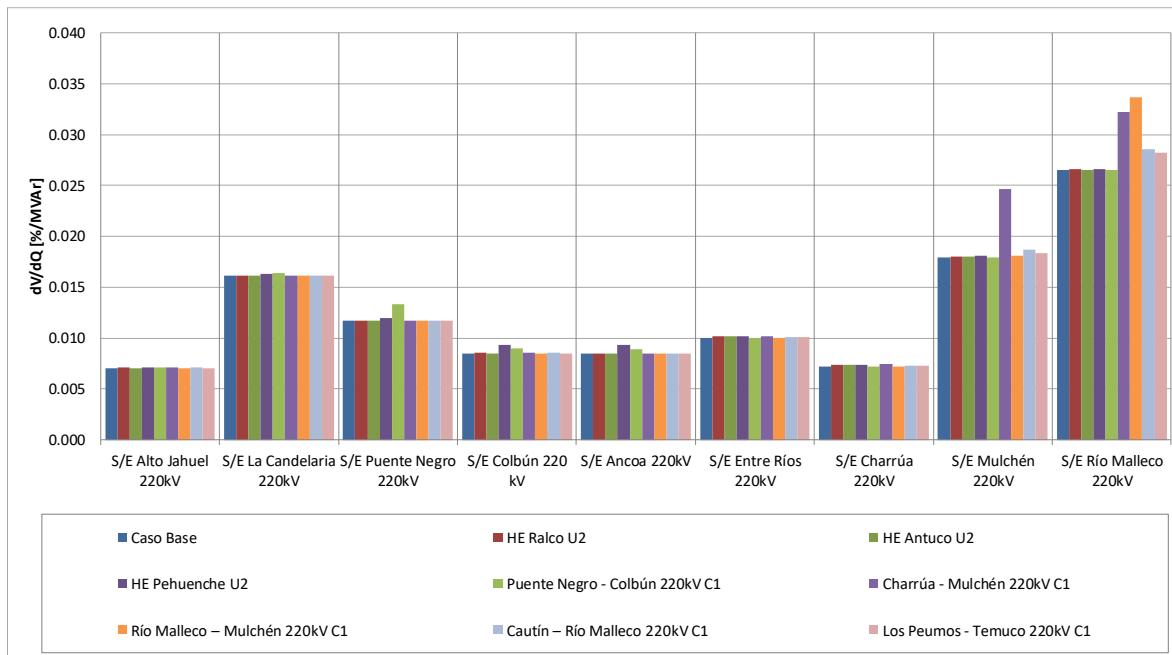


Figura 4.71. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras del ACT Centro-Sur E4 (Sistema de 220 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 220 kV que presenta una mayor sensibilidad en la tensión ante variaciones de la potencia reactiva, corresponde a la barra de S/E Río Malleco. Donde la condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con un circuito de la línea Río Malleco – Mulchén 220kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 220 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

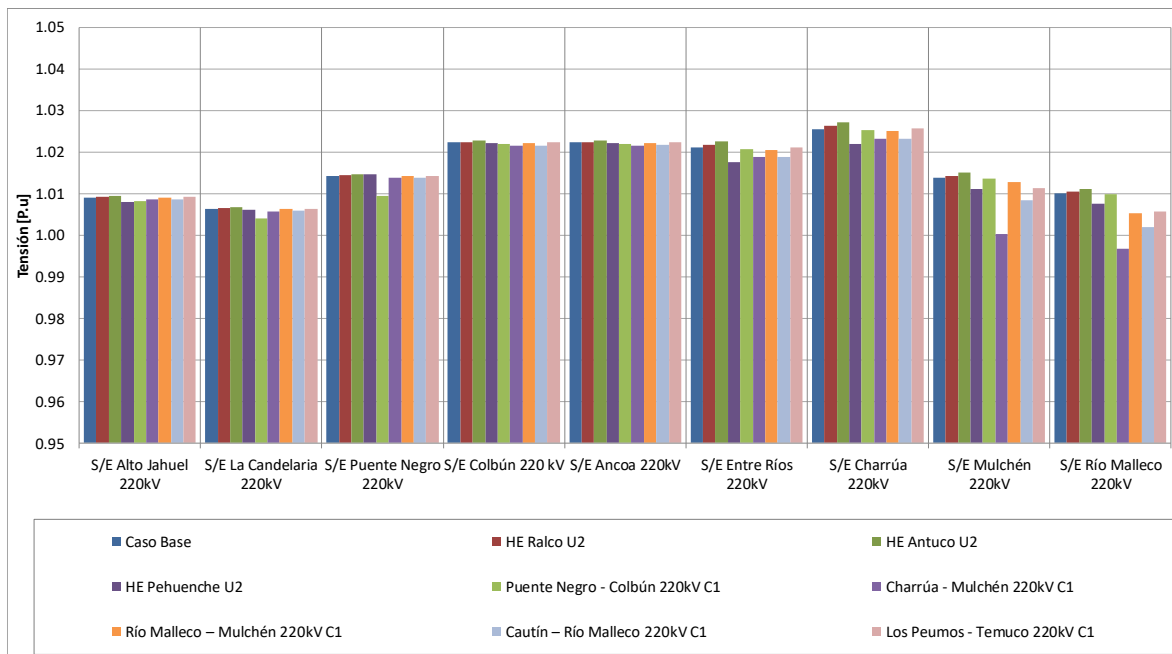


Figura 4.72. Tensión en barras ACT Centro-Sur E4 (Sistema de 220 kV).

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 mediante la 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 las mayores diferencias 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 subárea analizada, la contingencia que genera el mayor requerimiento de potencia reactiva corresponde a la falla de uno de los circuitos de la línea Entre Ríos – Ancoa 500kV, generando la necesidad de una reserva dinámica interna de aproximadamente 63 MVAR. Se observa que en este escenario la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales Pehuenche, Ralco y Angostura.

Tabla 4.78. 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 ante las distintas contingencias analizadas											
Gen	Falla	Entre Ríos - Ancoa 500kV C2		Entre Ríos - Charrúa 500kV C1		Charrúa - Mulchén 220kV C1		Alto Jahuel TR5 525/230/66KV 750MVA		Entre Ríos 500/220/66KV 750MVA	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Chacayes U1		0.5	1%	-0.3	1%	0.1	0%	2.0	4%	0.2	-1%
Chacayes U2		0.5	1%	-0.3	1%	0.1	0%	2.0	4%	0.2	-1%
Machicura U1		1.2	2%	-0.8	2%	0.3	1%	1.5	3%	0.5	-3%
CH Río Colorado U1		0.2	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.3	1%	0.1	-1%
Coya		0.1	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.5	1%	0.1	0%
La Mina U1		0.2	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.2	0%	0.1	0%
Loma Alta		0.7	1%	-0.5	1%	0.2	0%	0.9	2%	0.3	-2%
Los Hierros U1		0.4	1%	-0.3	1%	0.1	0%	0.5	1%	0.2	-1%
Pehuenche U1		4.5	7%	-3.1	9%	1.0	2%	5.6	11%	1.9	-11%
Pehuenche U2		4.5	7%	-3.1	9%	1.0	2%	5.6	11%	1.9	-11%
Sauzal U2		0.4	1%	-0.3	1%	0.1	0%	1.7	3%	0.2	-1%
Sauzal U3		0.4	1%	-0.3	1%	0.1	0%	1.7	4%	0.2	-1%
Sauzalito		0.2	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.6	1%	0.1	0%
Abanico U1		1.3	2%	-0.7	2%	0.6	1%	0.7	1%	-0.6	3%
Antuco U1		2.9	5%	-1.5	4%	1.4	3%	1.5	3%	-1.4	8%
Antuco U2		2.9	5%	-1.5	4%	1.4	3%	1.5	3%	-1.4	8%
Cholguán		0.8	1%	-0.4	1%	0.3	1%	0.4	1%	-0.3	2%
El Toro U1		2.0	3%	-1.0	3%	0.9	2%	1.0	2%	-0.9	5%
El Toro U2		2.0	3%	-1.0	3%	0.9	2%	1.0	2%	-0.9	5%
El Toro U3		2.0	3%	-1.0	3%	0.9	2%	1.0	2%	-0.9	5%
El Toro U4		2.0	3%	-1.0	3%	0.9	2%	1.0	2%	-0.9	5%
Llauquereo		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Mampil U1		0.7	1%	-0.3	1%	0.3	1%	0.3	1%	-0.3	2%
Pacífico 1		0.8	1%	-0.4	1%	0.4	1%	0.4	1%	-0.4	2%
Palmucho		0.2	0%	-0.1	0%	0.1	0%	0.1	0%	-0.1	1%
Pangue U1		4.2	7%	-2.1	6%	1.9	4%	2.2	4%	-1.9	12%
Peuchen U1		0.9	1%	-0.5	1%	0.4	1%	0.5	1%	-0.4	3%
Quilleco U1		1.3	2%	-0.7	2%	0.6	1%	0.7	1%	-0.6	4%
Quilleco U2		1.3	2%	-0.7	2%	0.6	1%	0.7	1%	-0.6	4%
Ralco U1		4.6	7%	-2.3	7%	2.4	5%	2.5	5%	-2.0	12%
Ralco U2		4.4	7%	-2.2	6%	2.2	5%	2.3	5%	-2.0	12%
Rucue U1		2.4	4%	-1.3	4%	1.1	2%	1.3	3%	-1.1	7%
Rucue U2		2.5	4%	-1.3	4%	1.1	2%	1.3	3%	-1.2	7%
Santa Fe Energía		2.1	3%	-1.1	3%	1.0	2%	1.1	2%	-1.0	6%
Santa Fé 2		1.1	2%	-0.6	2%	0.5	1%	0.6	1%	-0.5	3%
Angostura U1		3.5	6%	-1.8	5%	12.5	26%	1.8	4%	-1.6	10%
Angostura U2		3.5	6%	-1.8	5%	12.5	26%	1.8	4%	-1.6	10%
Total		63.2	100%	-34.7	100%	48.2	100%	49.0	100%	-16.9	100%

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea para distintas contingencias analizadas. Se observa que la contingencia del Transformador Alto Jahuel TR5 525/230/66kV 750 MVA genera un requerimiento dinámico total de reactivos comparable con la contingencia de uno de los circuitos de la línea Entre Ríos – Ancoa 500kV, a diferencia que esta última genera un mayor requerimiento interno.

Tabla 4.79. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E4

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen	Falla	Entre Ríos - Ancoa	Entre Ríos - Charrúa	Cautín – Río Malleco	Alto Jahuel TR5	Entre Ríos 500/220/66KV
		500kV C2	500kV C1	220kV C1	525/230/66KV 750MVA	750MVA
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno		63.2	-34.7	48.2	49.0	-16.9
Requerimiento Externo		11.0	-7.1	2.8	23.9	3.9
Total		74.2	-41.8	51.0	72.9	-13.0

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E4.

Para las barras más sensibles en cada uno de los sistemas se determinó la curva Q-V, de manera de 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.

Sistema de 500 kV

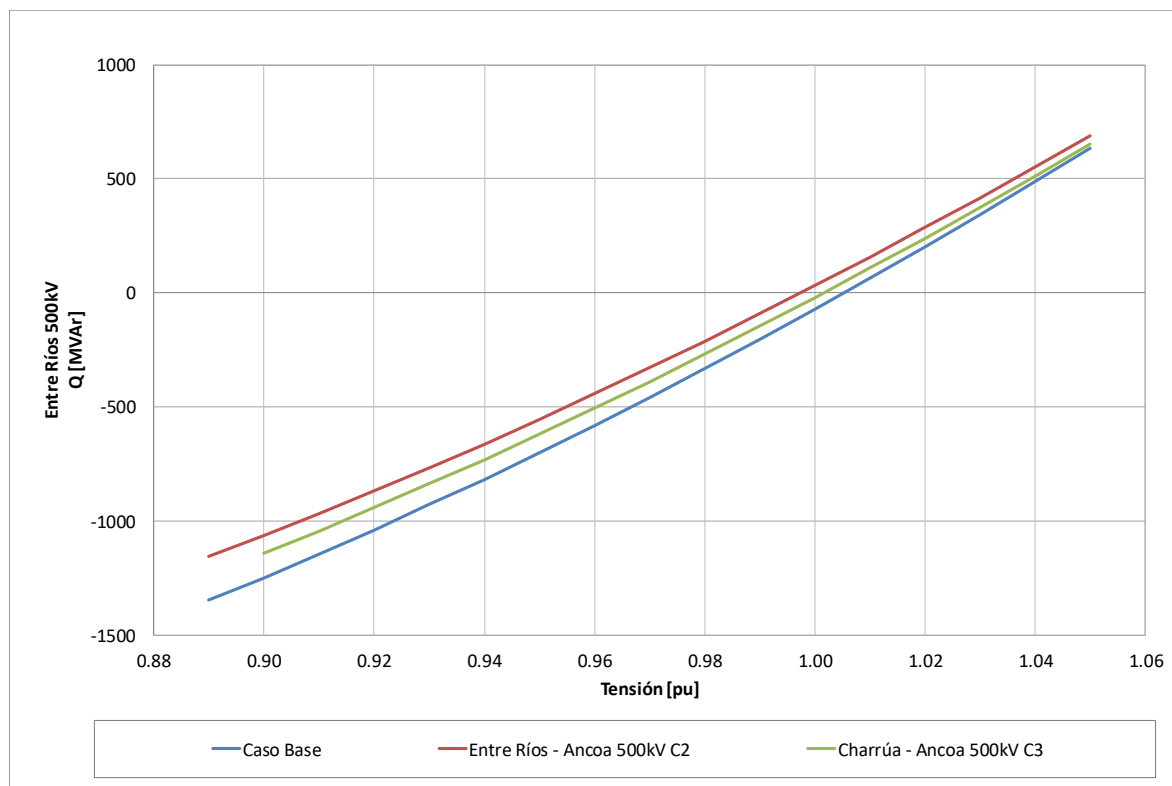


Figura 4.73. Curva QV en S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E4.

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

Tabla 4.80. 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	1.005	0.99 - 1.05	< 0.90
Entre Ríos - Ancoa 500kV C2	0.998	0.97 - 1.07	< 0.90
Charrúa - Ancoa 500kV C3	1.002	0.97 - 1.07	< 0.90

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Entre Ríos 500 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se puede observar que existe suficiente margen de reactivos antes de que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

Sistema de 220 kV

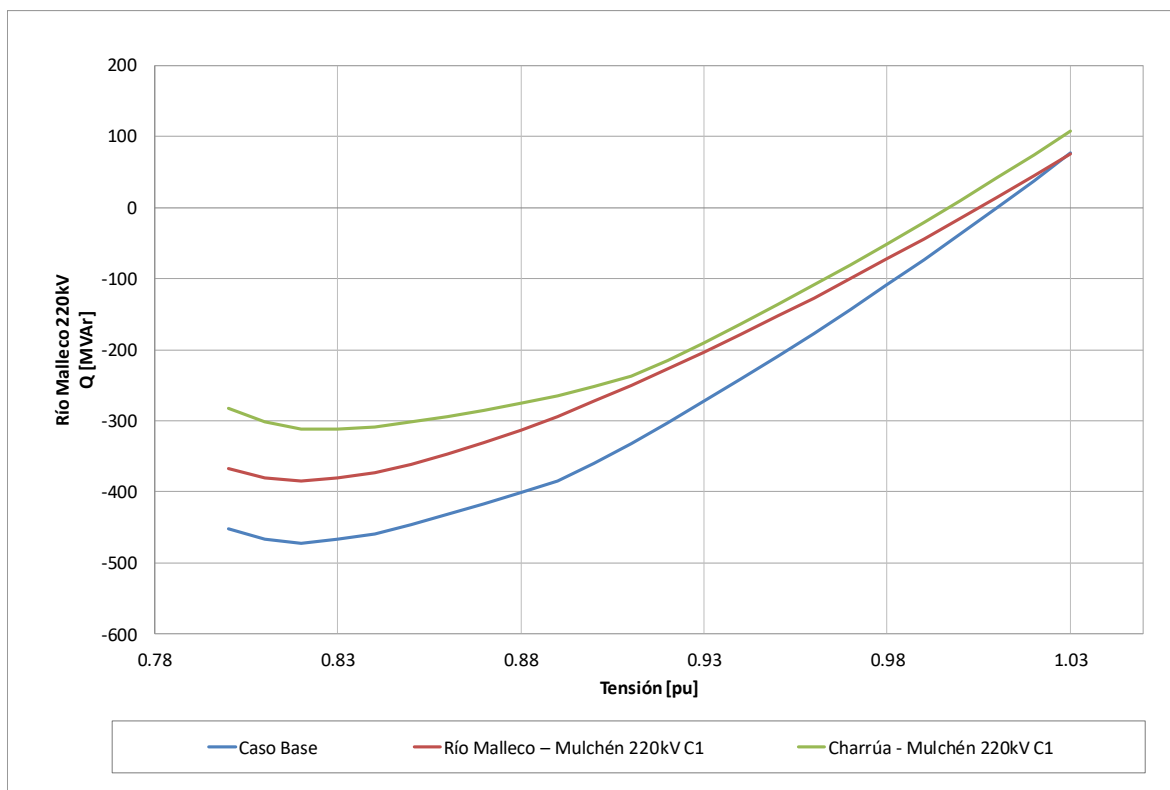


Figura 4.74. Curva QV en S/E Río Malleco 220 kV en escenario E4.

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

Tabla 4.81. Descripción resultados Curva Q-V S/E Río Malleco 220 kV E4 ACT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.010	0.95 - 1.05	< 0.82
Río Malleco – Mulchén 220kV C1	1.005	0.93 - 1.07	< 0.82
Charrúa - Mulchén 220kV C1	0.997	0.93 - 1.07	< 0.82

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Río Malleco 220 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se presentan problemas de colapso de tensión.

4.5.3.3 Análisis de Resultados Escenario E6

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias (escenario base E6 demanda mínima).

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

- 1x91 MVar reactor en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- 1x91 MVar reactor en la barra 220 kV de S/E Ancoa.
- Centrales de sector de Charrúa.
- Centrales Chacayes y Machicura.

a) Tensiones Escenario E6

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

Sistema de 500 kV

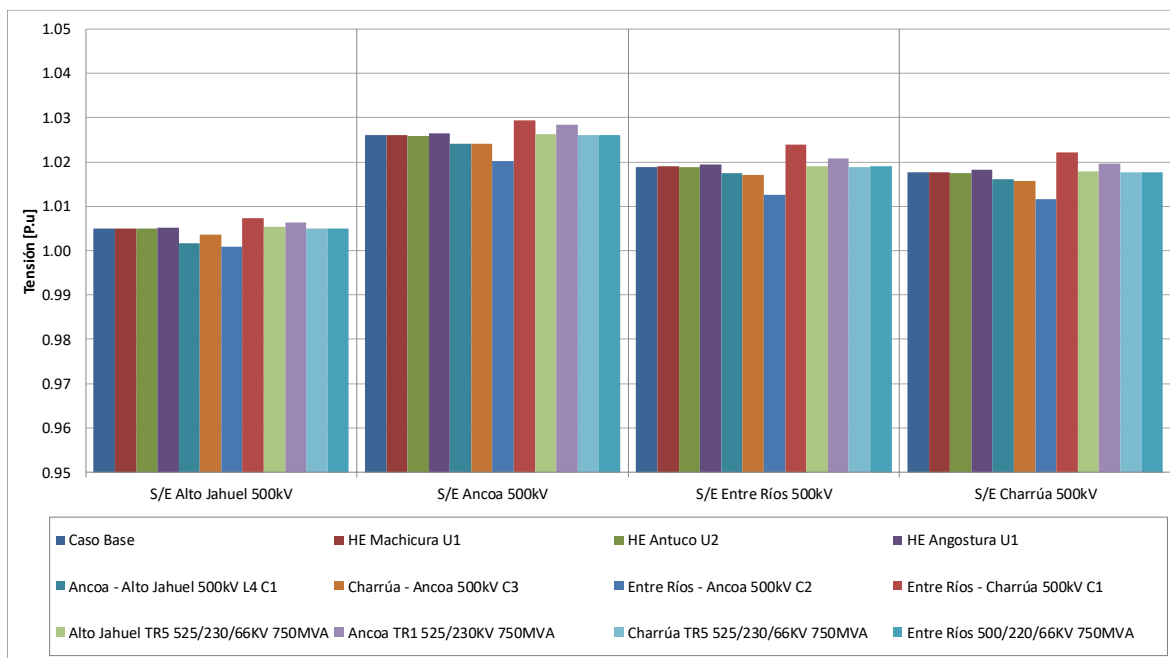


Figura 4.75. Tensión en barras ACT Centro-Sur E6 (Sistema de 500 kV).

Sistema de 220 kV

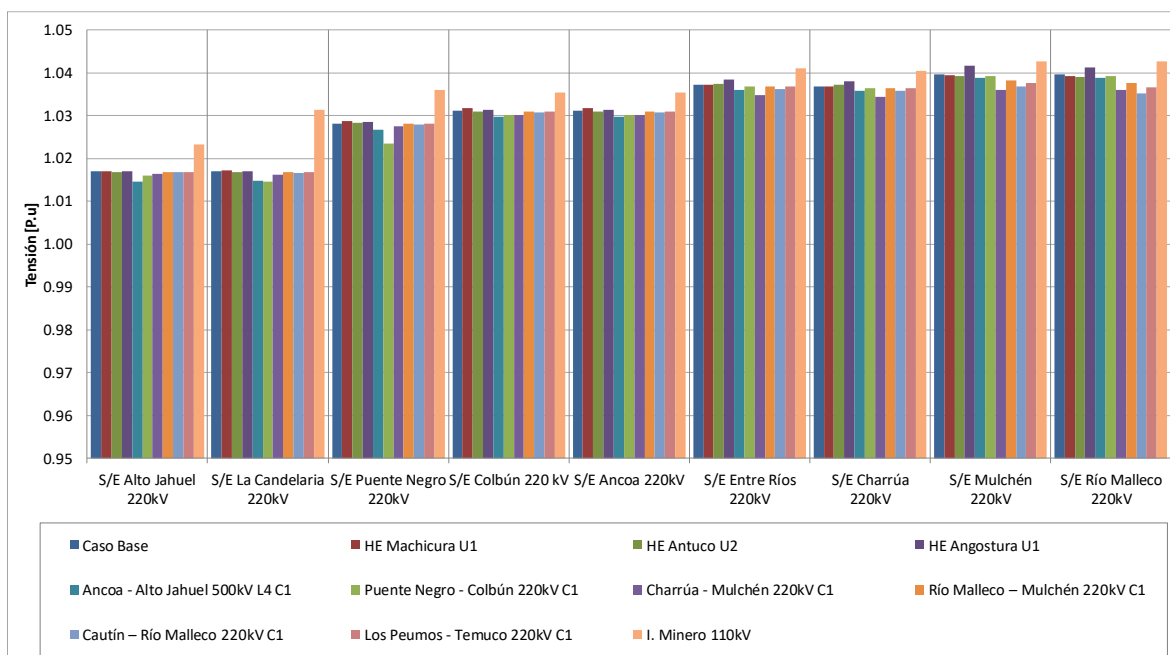


Figura 4.76. Tensión en barras ACT Centro-Sur E6 (Sistema de 220 kV).

La contingencia que significa un mayor aumento de las tensiones corresponde a la mayoría de las barras analizadas corresponde a la desconexión de los consumos de S/E Minero 110 kV.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E6.

En la siguiente tabla se muestra el aporte dinámico de reactivos de los recursos internos de la subárea, para las distintas contingencias estudiadas en el escenario de demanda mínima analizado:

Tabla 4.82. Requerimientos internos para diversas contingencias en escenario E6

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Gen	Falla	HE Angostura U1		Entre Ríos - Ancoa 500kV C2		Entre Ríos - Charrúa 500kV C1		Charrúa - Mulchén 220kV C1		I. Minero 110kV	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
Chacayes U1		0.0	0%	0.7	2%	-0.5	2%	0.2	1%	-4.2	8%
Chacayes U2		0.0	0%	0.7	2%	-0.5	2%	0.2	1%	-4.2	8%
Machicura U1		-0.1	2%	1.5	4%	-0.9	3%	0.3	1%	-1.7	3%
CH Río Colorado U1		0.0	0%	0.3	1%	-0.2	1%	0.1	0%	-0.4	1%
Coya		0.0	0%	0.2	0%	-0.1	0%	0.0	0%	-1.1	2%
La Mina U1		0.0	0%	0.3	1%	-0.2	1%	0.1	0%	-0.3	1%
Loma Alta		-0.1	1%	1.3	3%	-0.8	3%	0.3	1%	-1.4	3%
Los Hierros U1		0.0	1%	0.7	2%	-0.4	1%	0.1	1%	-0.8	1%
Sauzal U2		0.0	0%	0.7	2%	-0.4	1%	0.1	1%	-3.8	7%
Sauzalito		0.0	0%	0.2	1%	-0.1	0%	0.0	0%	-1.3	2%
Abanico U1		-0.3	5%	1.0	3%	-0.8	3%	0.6	2%	-0.9	2%
Antuco U2		0.6	10%	3.7	9%	-2.8	10%	2.1	9%	-4.7	9%
Cholguán		-0.1	2%	0.4	1%	-0.3	1%	0.2	1%	-0.4	1%
Laja (Energía Verde)		-0.1	2%	0.4	1%	-0.3	1%	0.2	1%	-0.3	1%
Llanguereo		0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Mampil U1		-0.1	2%	0.5	1%	-0.4	1%	0.3	1%	-0.4	1%
Mampil U2		-0.1	2%	0.5	1%	-0.4	1%	0.3	1%	-0.4	1%
Palmucho		0.0	1%	0.3	1%	-0.2	1%	0.1	1%	-0.2	0%
Pangue U1		0.2	-4%	4.2	10%	-3.1	11%	2.4	10%	-4.7	9%
Peuchen U1		-0.2	3%	0.7	2%	-0.5	2%	0.4	2%	-0.6	1%
Peuchen U2		-0.2	3%	0.7	2%	-0.5	2%	0.4	2%	-0.6	1%
Quilleco U1		-0.3	5%	1.1	3%	-0.8	3%	0.6	3%	-0.9	2%
Quilleco U2		-0.3	5%	1.1	3%	-0.8	3%	0.6	3%	-0.9	2%
Ralco U1		-1.3	21%	5.6	14%	-4.2	15%	3.2	14%	-4.0	8%
Rucue U1		-0.6	10%	2.1	5%	-1.6	5%	1.2	5%	-1.8	3%
Rucue U2		-0.6	10%	2.1	5%	-1.6	5%	1.2	5%	-1.8	3%
Santa Fe Energía		-0.6	10%	2.0	5%	-1.5	5%	1.1	5%	-1.7	3%
Santa Fé 2		-0.3	5%	1.1	3%	-0.8	3%	0.6	3%	-0.9	2%
Angostura U1		0.0	0%	2.9	7%	-2.2	7%	3.3	14%	-3.8	7%
Angostura U2		-1.2	20%	2.9	7%	-2.2	7%	3.3	14%	-3.8	7%
Total		-6.1	100%	39.9	100%	-29.1	100%	23.5	100%	-52.0	100%

De la tabla anterior se puede observar que para afrontar la desconexión de los consumos de S/E Minero 110 kV, en la subárea se requiere de un margen dinámico de absorción de potencia reactiva de 52 MVar. Adicionalmente, se puede notar que los recursos que mayor participación presentan en la absorción de los excedentes de potencia reactiva son las Centrales Chacayes y Angostura.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea, en ella se observa que para la contingencia que genera el mayor requerimiento de absorción de potencia reactiva, el aporte de recursos externos de la subárea es de aproximadamente el 50% en comparación con el aporte de los recursos internos.

Tabla 4.83. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen	Falla	HE Angostura U1	Entre Ríos - Ancoa 500kV C2	Entre Ríos - Charrúa 500kV C1	Charrúa - Mulchén 220kV C1	I. Minero 110kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
	Requerimiento Interno	-6.1	39.9	-29.1	23.5	-52.0
	Requerimiento Externo	-2.0	12.7	-8.4	4.3	-21.6
	Total	-8.1	52.6	-37.5	27.8	-73.6

4.5.3.4 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 E4 para inyección y E6 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 4.84. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro-Sur, subárea 500/220 kV.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post - Cont. [MW]	$\xi (\geq 5\%)$		Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	V mín. ≥ 0.7	V > 0.8 en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s
Falla 2T-T línea Entre Ríos - Ancoa 500kV C2	E4	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	398	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Desconexión Consumos S/E Minero 110kV	E6	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	152	✓	✓	✓	✓	✓	✓

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.

4.5.3.5 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea 500/220 kV del Área de CT Centro - Sur respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más exigentes. La tabla 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, además de una distribución de los recursos que permiten afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.85. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de 500/220 kV del ACT Centro - Sur

Caracterización	Requerimiento dinámico de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E4	E6
Demanda de la zona (MW)	653	583
Generación de la zona (MW)	2684	1486
Contingencia más crítica en la zona	Entre Ríos - Ancoa 500kV C2	I. Minero 110kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	63	-52

Caracterización	Requerimiento dinámico de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Distribución	Pehuenche U1 y U2 14% Antuco U1 y U2 10% Ralco U1 y U2 10% Angostura U1 y U2 12%	Pangué U1 9% Antuco U2 9% Chacayes U1 y U2 16% Ralco U2 8%

Para la subárea 500/220 kV, el listado de prioridades de uso de los recursos de control de tensión en 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 de la subárea de CT en condiciones de Operación Normal.

De las figuras que se presentan a continuación, 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 recursos de CT en las SS/EE Alto Jahuel y Ancoa 500 kV, destacándose la efectividad en el CT de las centrales Colbún, Machicura, Loma Alta y Los Hierros. En forma análoga se aprecia un comportamiento similar de los recursos de CT en las SS/EE Entre Ríos y Charrúa 500 kV, destacándose la efectividad en el CT de las Centrales Santa María, Abanico, Ralco y Antuco.

Por otra parte, en el sistema de 220 kV se puede observar un comportamiento similar de un grupo de recursos 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. Donde para el primer grupo destaca la efectividad de las Centrales Chacayes, Colbún, Machicura y Loma Alta. Mientras que para el segundo grupo de SS/EE la mayor efectividad las presentan las Centrales Santa María, Abanico, Angostura, Pangué y Rucúe.

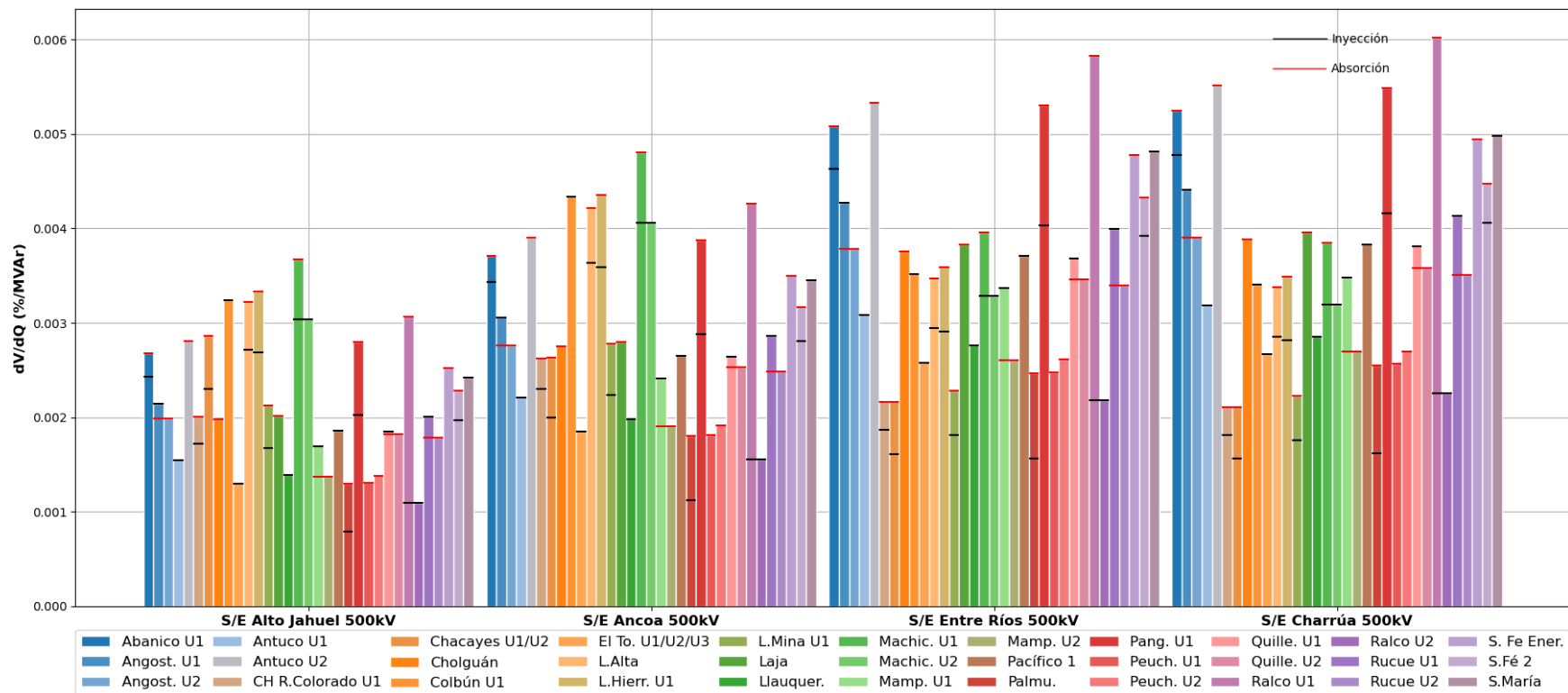


Figura 4.77. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 500/220 kV, sistema de 500 kV

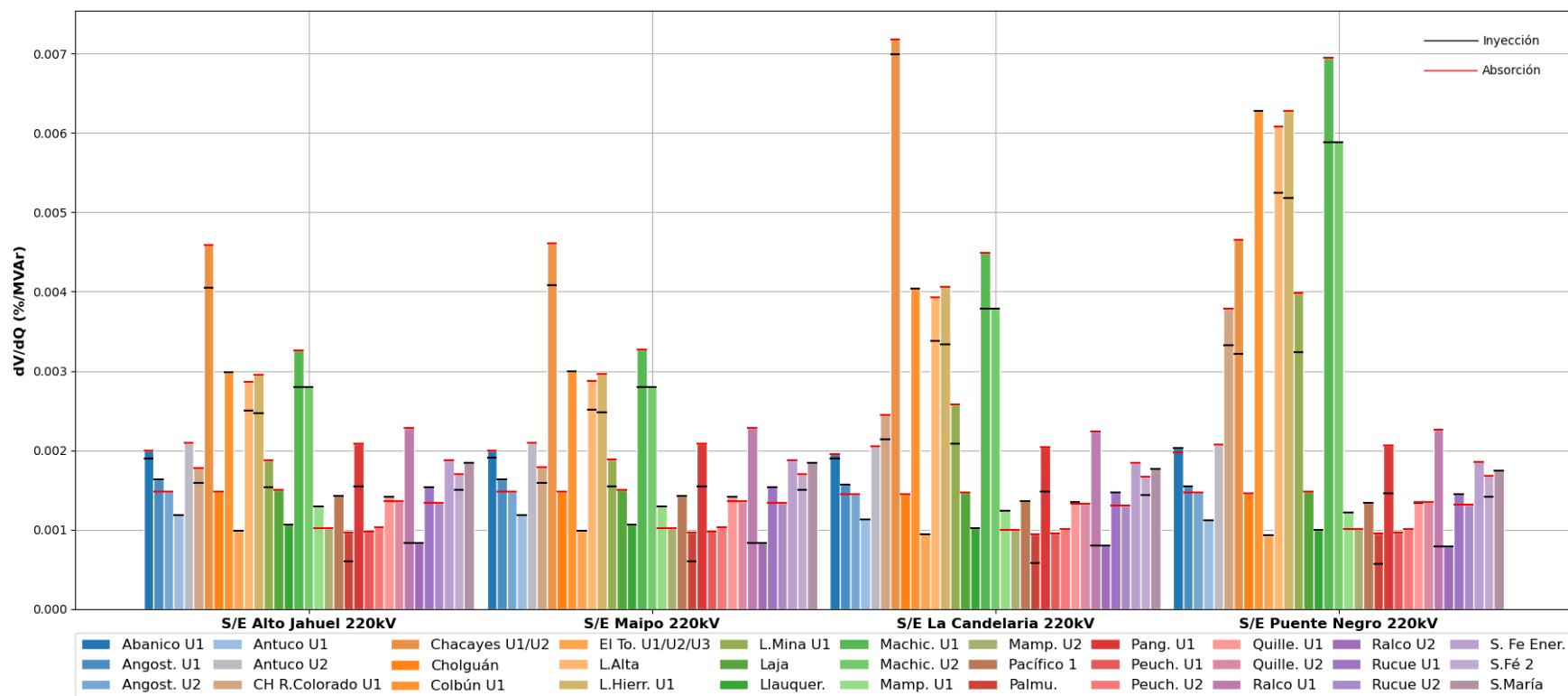


Figura 4.78. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV

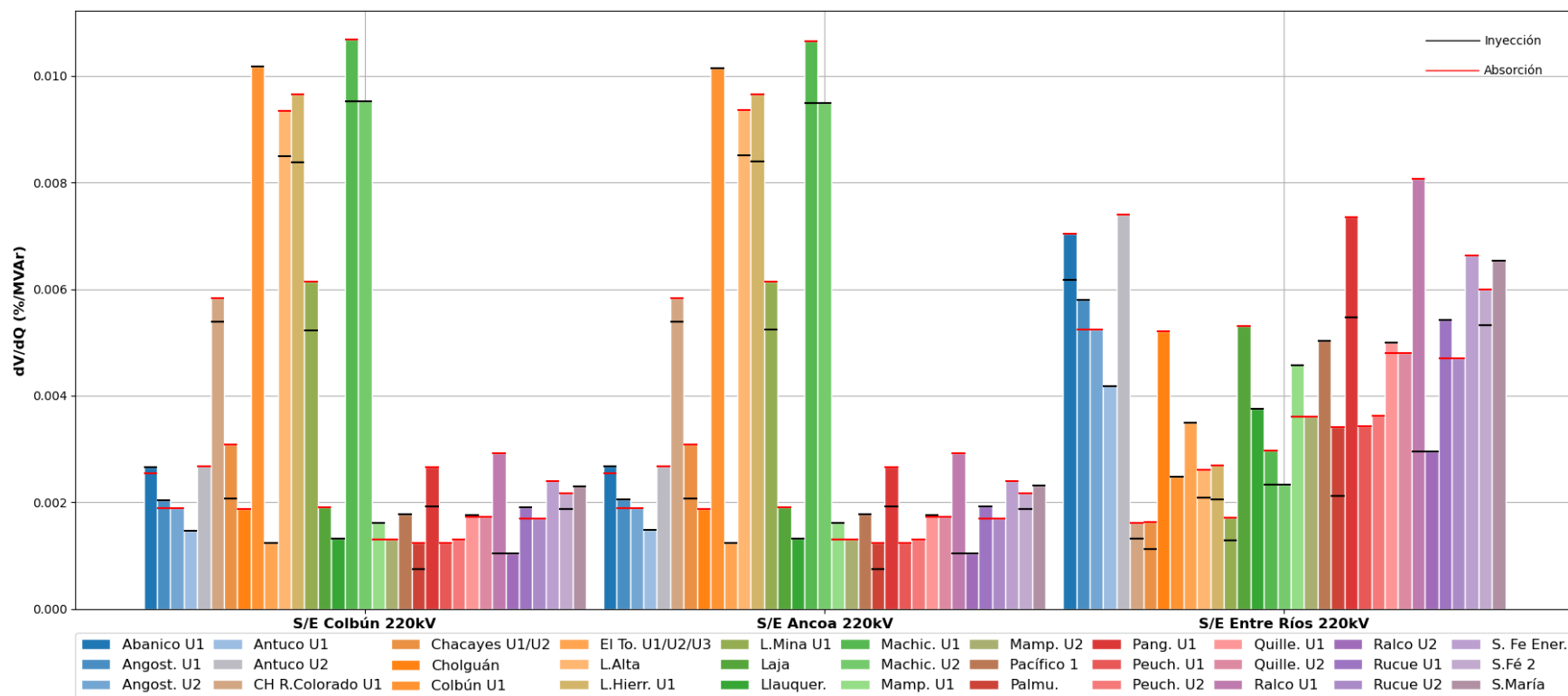


Figura 4.79. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación 1)

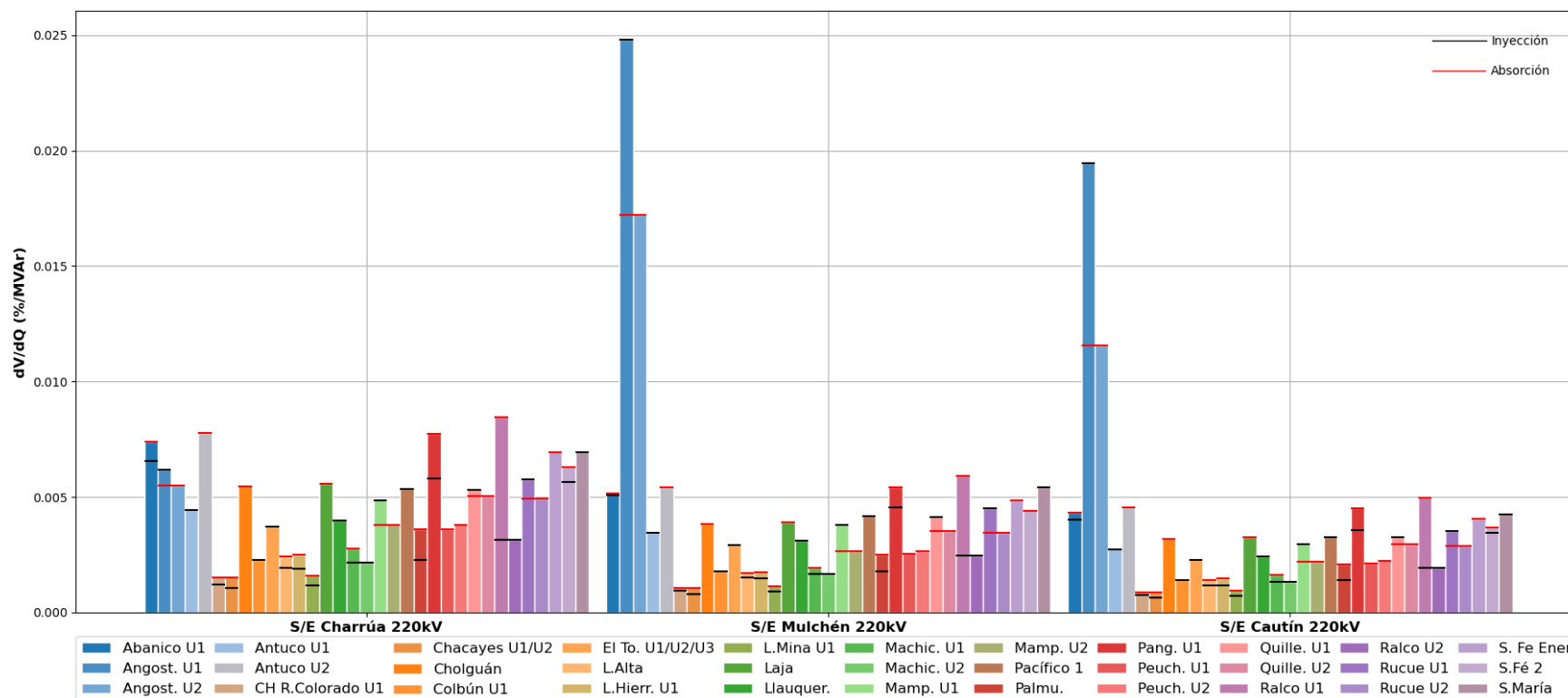


Figura 4.80. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación 2)

4.5.4 Subárea 154 kV

En la subárea 154 kV, los principales recursos de control de tensión corresponden a las centrales de la zona de Tinguiririca y los aportes externos que pudieran provenir desde la S/E Alto Jahuel 220 kV, S/E Itahue 220 kV y S/E Maule 220 kV.

Para esta subárea se analizaron dos escenarios de operación de demanda alta (escenario E2 y E4), con distintos niveles de transferencias por los transformadores 220/154 kV de las S/E Alto Jahuel, S/E Itahue y S/E Maule, del orden de los 350 MW y 410 MW en total. También se estudió un escenario de demanda mínima (E6), que posee un nivel de transferencia por las SS/EE antes mencionadas del orden de los 50 MW.

4.5.4.1 Análisis de Resultados Escenario E2.

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

a) Descripción del Escenario E2

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.

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- Centrales de sector de La Higuera.
 - La Higuera
 - Confluencia
 - San Andrés
 - El Paso
- Centrales del sector Cipreses.
 - Curillínque
 - Ojos de Agua
 - Cipreses
 - Isla

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E2

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

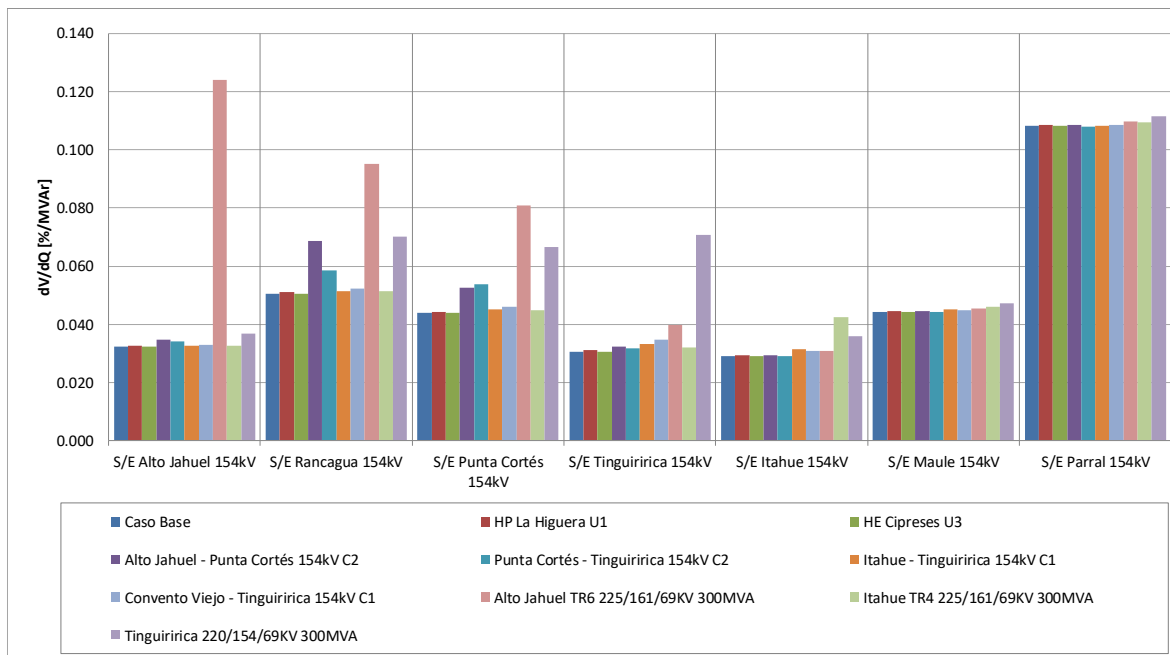


Figura 4.81. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E2 (Subárea 154 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra más sensible ante variaciones de la potencia reactiva en el caso de pre y post contingencia es la barra de S/E Parral 154 kV. Donde en el estado post contingencia la mayor sensibilidad ocurre ante la pérdida del transformador Tinguiririca 220/154/69kV 300MVA.

Se observa además que, la mayor sensibilidad en estado de post contingencia ocurre en la barra Alto Jahuel 154 kV, producto de la pérdida del transformador TR6 225/161/69kV 300MVA de la propia subestación, sin embargo, para el resto de las contingencias analizadas la barra Alto Jahuel 154 kV es una de las barras con menos sensibilidad de la tensión.

En línea con lo anterior, otra de las barras que presenta una gran sensibilidad en la tensión para el grupo de contingencias analizadas, es la barra Rancagua 154 kV, donde la contingencia que produce la mayor variación en la tensión corresponde a la pérdida del transformador TR6 225/161/69kV 300MVA de la S/E Alto Jahuel.

Las tensiones del sistema 154 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

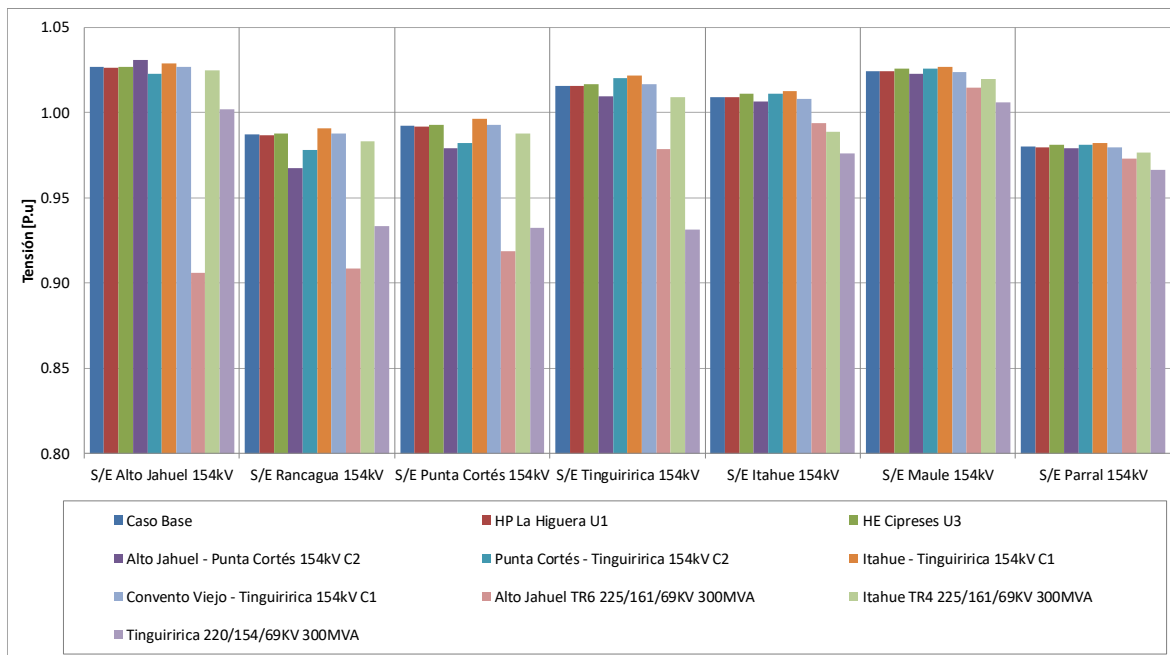


Figura 4.82. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E2 (Subárea 154 kV).

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E2.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por la diferencia entre los entre los montos generación de potencia reactiva de régimen permanente entre los estados de pre y post contingencia de los recursos 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 ellas se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subárea analizada, la contingencia que genera los mayores requerimientos de inyección de reactivos corresponde a la falla del transformado Alto Jahuel TR6 225/161/69kV 300MVA, requiriendo una reserva dinámica interna de aproximadamente 45 MVar. Bajo estas condiciones la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales La Higuera y Convento Viejo.

Tabla 4.86. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur Subárea 154 kV E2 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Gen	Falla	Punta Cortés - Tinguiririca 154kV C2		Itahue - Tinguiririca 154kV C1		Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA		Itahue TR4 225/161/69KV 300MVA		Tinguiririca 220/154/69KV 300MVA	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
CHCV_G1		-0.7	11%	-1.0	10%	5.8	18%	2.1	9%	12.9	82%
Celco		0.0	1%	-0.1	1%	0.3	1%	0.3	1%	0.6	4%
Cipreses U1		-0.2	3%	-0.3	3%	1.5	3%	2.0	8%	3.2	20%
Cipreses U2		-0.2	3%	-0.3	3%	1.3	3%	1.8	8%	2.9	18%
Cipreses U3		-0.2	3%	-0.3	3%	1.3	3%	1.8	8%	2.9	18%
Confluencia U1		-0.6	9%	-0.8	8%	3.7	8%	0.5	2%	-4.8	-31%
Confluencia U2		-0.6	9%	-0.8	8%	3.7	8%	0.5	2%	-4.8	-31%
Curillinque		-0.4	7%	-0.8	8%	3.4	8%	4.5	19%	7.3	47%
El Paso U1		-0.2	4%	-0.3	3%	1.5	3%	0.2	1%	1.9	12%
El Paso U2		-0.2	4%	-0.3	3%	1.5	3%	0.2	1%	1.9	12%
El Paso U3		-0.2	4%	-0.3	3%	1.5	3%	0.2	1%	1.9	12%
Isla U1		-0.2	3%	-0.4	4%	1.7	4%	2.3	10%	3.7	24%
Isla U2		-0.2	3%	-0.4	4%	1.7	4%	2.3	10%	3.7	24%
La Higuera U1		-1.3	21%	-1.8	19%	8.6	19%	1.1	5%	-11.2	-72%
Lircay U1		-0.1	2%	-0.1	1%	0.9	2%	0.6	2%	1.7	11%
Mariposas		0.0	1%	-0.1	1%	0.4	1%	0.3	1%	0.8	5%
Nueva Aldea U1		-0.1	1%	-0.2	2%	0.3	1%	0.1	1%	0.6	4%
Nueva Aldea U3		-0.1	1%	-0.2	2%	0.3	1%	0.1	1%	0.5	3%
Providencia U1		-0.1	1%	-0.1	1%	0.6	1%	0.4	2%	1.2	7%
San Andrés U1		-0.2	4%	-0.3	3%	1.5	3%	0.2	1%	2.0	13%
San Andrés U2		-0.2	4%	-0.3	3%	1.5	3%	0.2	1%	2.0	13%
San Ignacio		-0.2	3%	-0.3	3%	1.5	3%	1.3	5%	3.0	19%
Viñales		-0.1	1%	-0.1	1%	0.6	1%	0.5	2%	1.2	8%
Total		-6.3	100%	-9.4	100%	45.1	100%	23.3	100%	15.6	100%

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea, en ella se observa que para la contingencia de los transformadores Alto Jahuel TR6 225/161/69kV 300MVA y Tinguiririca 220/154/69kV 300MVA se requiere un gran aporte de recursos externos a la subárea, superando los aportes internos. En el primer caso, ante la pérdida del transformador de S/E Alto Jahuel se pierde el aporte de los recursos de la subárea 500/220 kV, mientras que ante la pérdida del transformador de S/E Tinguiririca se pierde gran parte de los recursos propios de la subárea (Centrales sector La Higuera).

Tabla 4.87. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas							
Gen	Falla	Punta Cortés - Tinguiririca 154kV C2	Itahue - Tinguiririca 154kV C1	Alto Jahuel TR6 225/161/69kV 300MVA	Itahue TR4 225/161/69kV 300MVA	Tinguiririca 220/154/69kV 300MVA	
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno		-6.3	-9.4	45.1	23.3		15.6
Requerimiento Externo		-5.8	-27.3	52.4	-7.0		46.5
Total		-12.1	-36.7	97.5	16.3		62.1

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E2

Para las barras más sensibles 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, respecto de su tensión de servicio.

- S/E Rancagua 154 kV

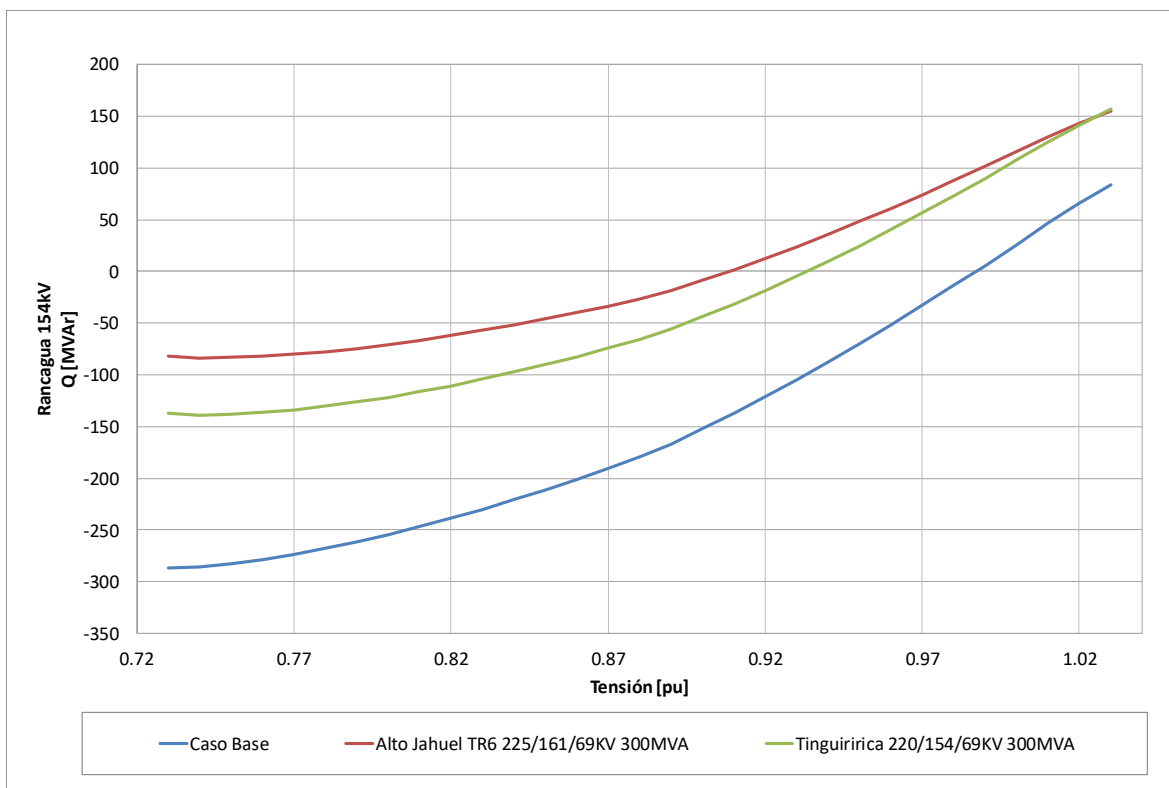


Figura 4.83. Curva QV en S/E Rancagua 154 kV en escenario E2.

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

Tabla 4.88. Descripción resultados Curva Q-V S/E Rancagua 154 kV E2 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	< 0.73
Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA	0.909	0.91 - 1.11	< 0.74
Tinguiririca 220/154/69KV 300MVA	0.933	0.91 - 1.11	< 0.74

De la tabla y gráfico anterior se puede observar que la tensión en la barra Rancagua 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanece dentro de los límites aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

- S/E Parral 154 kV

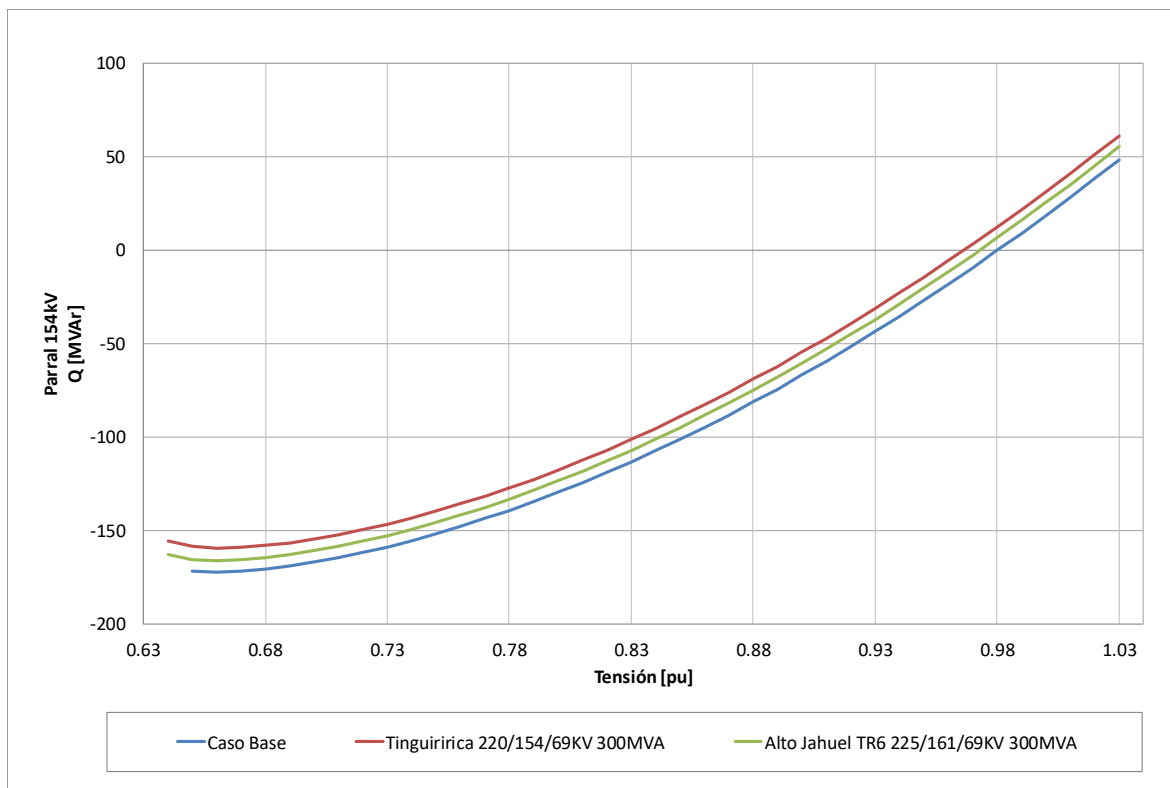


Figura 4.84. Curva QV en S/E Parral 154 kV en escenario E2.

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

Tabla 4.89. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parral 154 kV E2 Área CT Centro-Sur

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	0.980	0.93 - 1.07	< 0.66
Tinguiririca 220/154/69KV 300MVA	0.967	0.9 - 1.1	< 0.66
Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA	0.973	0.9 - 1.1	< 0.66

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Parral 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanece dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no se existe riesgo de que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

4.5.4.2 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:

- Centrales de sector de La Higuera.
 - La Higuera
 - Confluencia
 - San Andrés
 - El Paso
- Centrales del sector Cipreses.
 - Curillinque
 - Ojos de Agua
 - Isla

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 de la subárea 154 kV, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

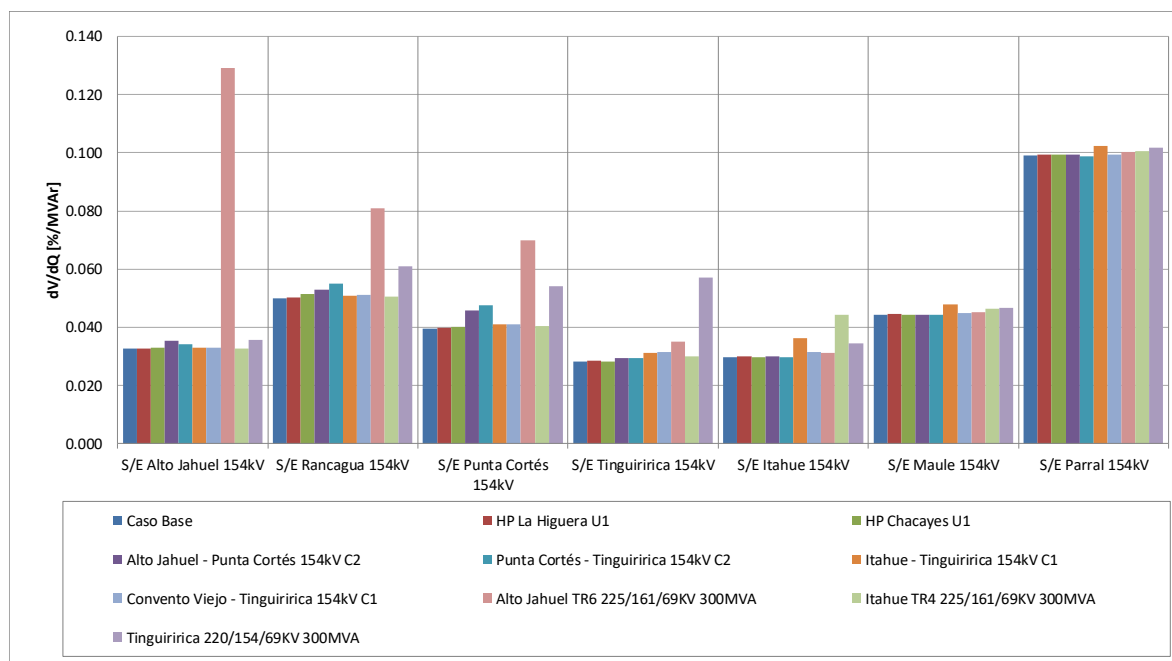


Figura 4.85. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E4 (Subárea 154 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra más sensible ante variaciones de la potencia reactiva en los casos de pre y post contingencia es la barra de S/E Parral 154 kV.

De igual manera que en el escenario E2, se puede observar que la mayor sensibilidad en estado de post contingencia ocurre en la barra Alto Jahuel 154 kV, producto de la pérdida del transformador TR6 225/161/69kV 300 MVA de la propia subestación.

Las tensiones del sistema 154 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

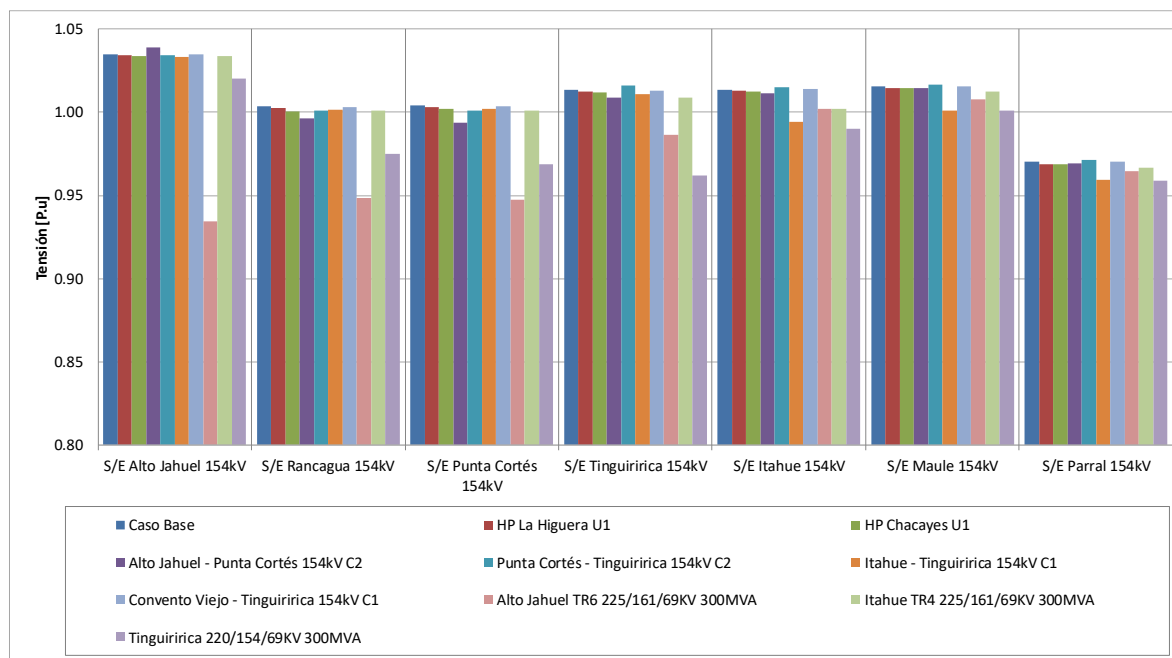


Figura 4.86. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E4 (Subárea 154 kV).

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 medio de la diferencia entre los montos de generación de potencia reactiva de régimen permanente entre los estados de pre y post contingencia de los recursos 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 que se presenta a continuación, se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subárea 154 kV, la contingencia que genera los mayores requerimientos de potencia reactiva corresponde a la falla del transformador Alto Jahuel TR6 225/161/69kV 300MVA, donde se requiere de una reserva dinámica de reactivos de aproximadamente 36 MVar. Bajo estas condiciones la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales La Higuera, Confluencia y Convento Viejo.

Tabla 4.90. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur 154 kV E4 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Gen	Falla	HP La Higuera U1		Punta Cortés - Tinguiririca 154kV C2		Itahue - Tinguiririca 154kV C1		Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA		Tinguiririca 220/154/69KV 300MVA	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
CHCV_G1		0.2	3%	-0.4	8%	1.5	5%	4.3	12%	8.4	92%
Celco		0.1	1%	-0.1	1%	1.1	4%	0.4	1%	0.8	9%
Confluencia U1		1.0	13%	-0.4	8%	0.7	2%	2.4	7%	2.5	28%
Confluencia U2		1.0	13%	-0.4	8%	0.7	2%	2.4	7%	2.5	28%
Curillinque		0.3	3%	-0.4	7%	5.3	18%	3.2	9%	6.5	71%
El Paso U1		0.4	5%	-0.2	3%	0.3	1%	0.9	3%	1.0	11%
El Paso U2		0.4	5%	-0.2	3%	0.3	1%	0.9	3%	1.0	11%
El Paso U3		0.4	5%	-0.2	3%	0.3	1%	0.9	3%	1.0	11%
Embalse Ancoa U1		0.2	2%	-0.1	3%	2.0	7%	1.0	3%	2.0	21%
Isla U1		0.2	2%	-0.2	4%	3.0	10%	1.9	5%	3.8	41%
Isla U2		0.2	2%	-0.2	4%	3.0	10%	1.9	5%	3.8	41%
La Higuera U1		0.0	0%	-1.0	18%	1.6	6%	5.5	15%	5.9	65%
La Higuera U2		2.4	30%	-1.0	18%	1.6	6%	5.5	15%	5.9	65%
Lircay U1		0.1	1%	-0.1	2%	2.0	7%	0.8	2%	1.6	17%
Mariposas		0.0	1%	0.0	1%	0.9	3%	0.4	1%	0.7	8%
Nueva Aldea U1		0.1	2%	-0.1	2%	0.6	2%	0.3	1%	0.6	7%
Nueva Aldea U3		0.1	1%	-0.1	1%	0.5	2%	0.2	1%	0.5	6%
Providencia U1		0.1	1%	-0.1	1%	1.3	5%	0.6	2%	1.0	11%
San Andrés U1		0.4	5%	-0.2	3%	0.3	1%	0.9	3%	1.0	11%
San Andrés U2		0.4	5%	-0.2	3%	0.3	1%	0.9	3%	1.0	11%
Viñales		0.1	1%	-0.1	2%	1.8	6%	0.7	2%	1.3	14%
Total		8.0	100%	-5.3	100%	29.0	100%	35.9	100%	9.1	100%

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea, en ella se observa que para la contingencia del transformador Alto Jahuel TR6 225/161/69kV 300MVA se requiere un gran aporte de recursos externos a la subárea, superando a los internos. En el caso de pérdida del transformador Tinguiririca 220/154/69kV 300MVA, la mayor parte de los recursos de potencia reactiva provienen de aportes externos, ya que se pierden la mayor parte de los recursos internos (Centrales sector La Higuera).

Tabla 4.91. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E4.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Falla	Gen	HP La Higuera U1	Punta Cortés - Tinguiririca 154kV C2	Itahue - Tinguiririca 154kV C1	Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA	Tinguiririca 220/154/69KV 300MVA
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno		8.0	-5.3	29.0	35.9	9.1
Requerimiento Externo		24.1	-7.2	29.7	47.1	51.8
Total		32.1	-12.5	58.7	83.0	60.9

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E4.

Para las barras más sensible 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, respecto de su tensión de servicio.

- S/E Rancagua 154 kV

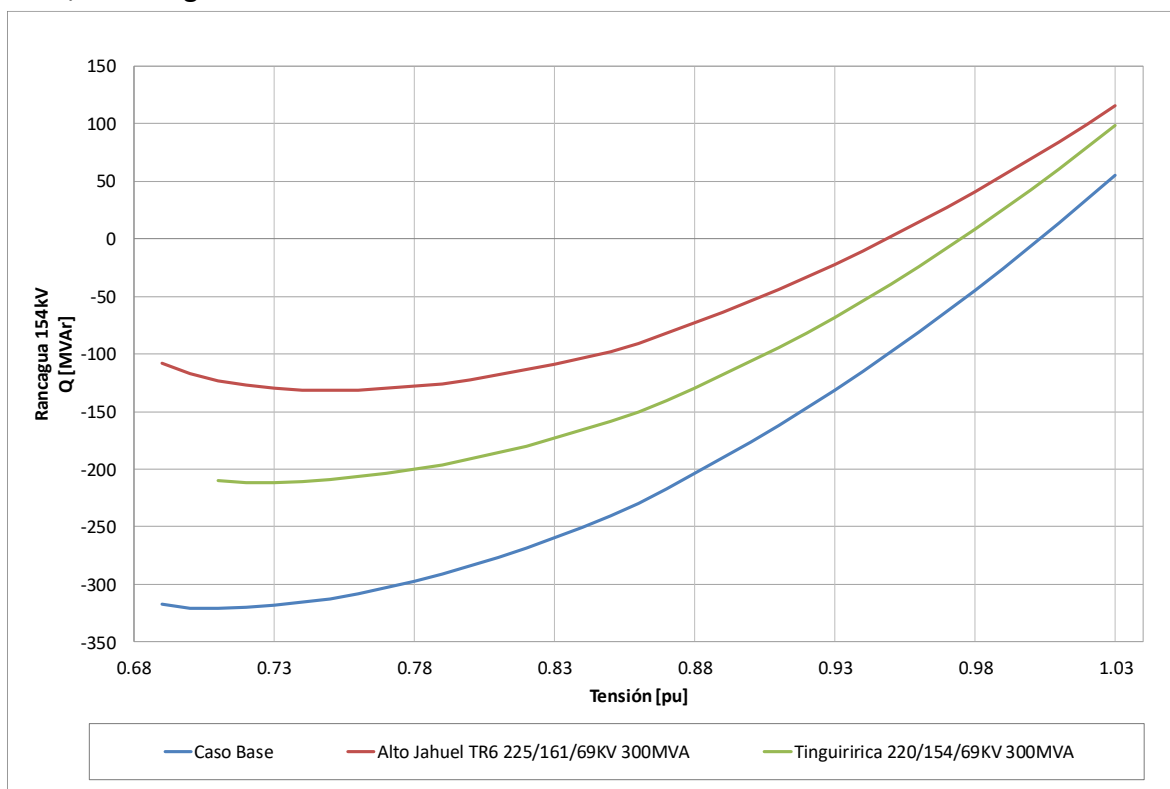


Figura 4.87. Curva QV en S/E Rancagua 154 kV en escenario E4.

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

Tabla 4.92. Descripción resultados Curva Q-V S/E Rancagua 154 kV E4 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.003	0.94 - 1.08	< 0.71
Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA	0.948	0.91 - 1.1	< 0.75
Tinguiririca 220/154/69KV 300MVA	0.975	0.91 - 1.1	< 0.73

De la tabla y gráfico anterior se puede observar que la tensión en la barra Rancagua 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Además, se aprecia que se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

- S/E Parral 154 kV

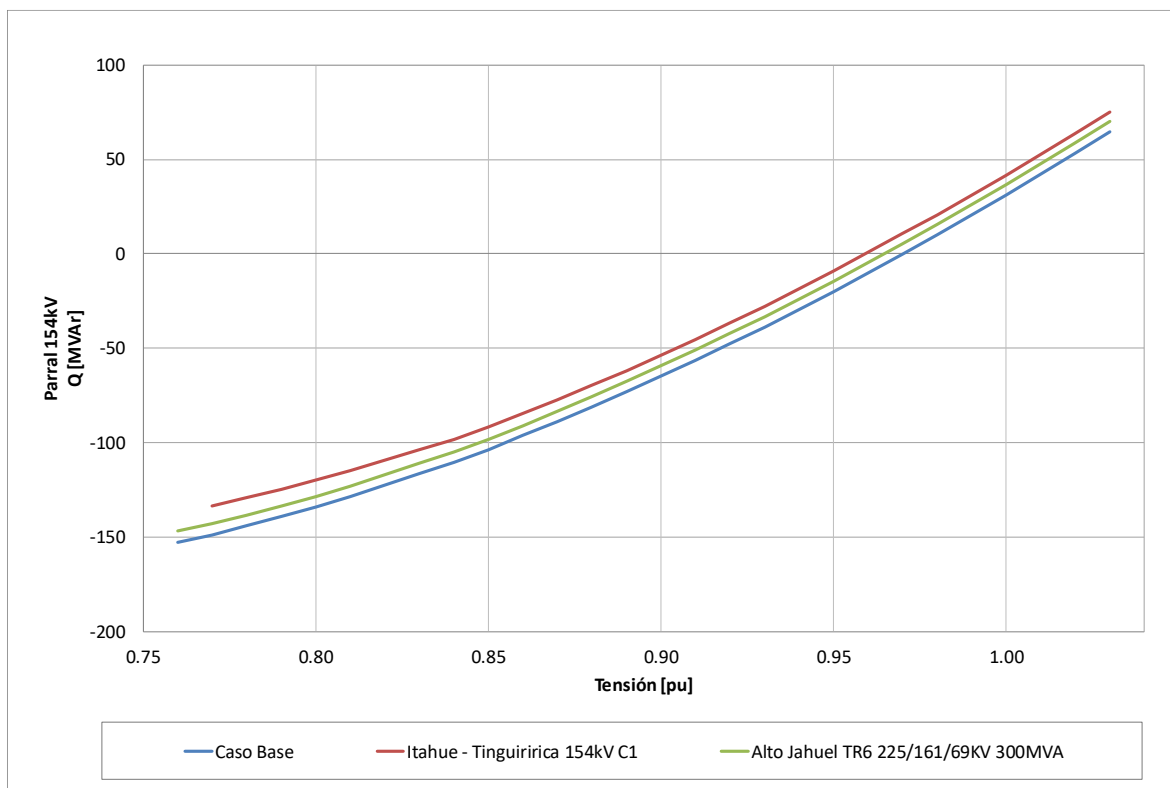


Figura 4.88. Curva QV en S/E Parral 154 kV en escenario E4.

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

Tabla 4.94. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parral 154 kV E4 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	0.970	0.93 - 1.07	< 0.76
Itahue - Tinguiririca 154kV C1	0.959	0.9 - 1.1	< 0.75
Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA	0.965	0.9 - 1.1	< 0.76

De la tabla y gráfico anterior se puede observar que la tensión en la barra Parral 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Además, se observa que se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

4.5.4.3 Análisis de Resultados Escenario E6

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias (escenario base E6 demanda mínima).

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

- Centrales de sector de La Higuera.
 - La Higuera
 - Confluencia
 - San Andrés
 - El Paso
- Centrales del sector Cipreses.
 - Curillinque
 - Ojos de Agua
 - Cipreses
 - Isla

Este escenario posee condiciones favorables considerando el bajo nivel de demanda y alto nivel de generación en la subárea, por lo que las contingencias estudiadas no implican un requerimiento de potencia reactiva elevado, alcanzando valores como máximo de 6 MVAR.

a) Tensiones Escenario E6

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

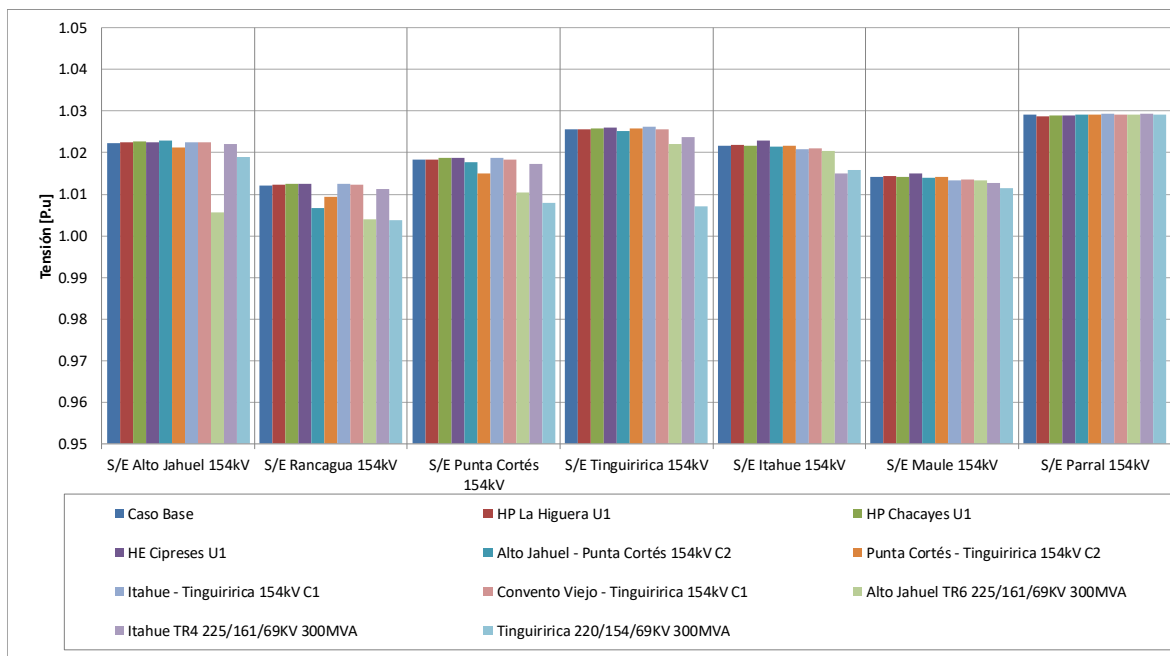


Figura 4.89. Tensión en barras ACT Centro-Sur E6 (Subárea 154 kV).

b) Determinación de reserva de Potencia Reactiva Escenario E6

En la siguiente tabla se muestra el aporte dinámico de los recursos internos de la subárea, para las distintas contingencias estudiadas en el escenario de demanda mínima analizado:

Tabla 4.95. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur 154 kV E6 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Gen	Falla	HP La Higuera U1		HP Chacayes U1		HE Cipreses U1		Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA		Itahue TR4 225/161/69KV 300MVA	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
CHCV_G1		0.0	3%	0.0	3%	-0.1	5%	0.5	16%	0.6	11%
Celco		0.0	1%	0.0	3%	0.0	1%	0.0	1%	0.1	2%
Cipreses U1		0.0	2%	0.0	1%	0.0	0%	0.2	5%	0.8	14%
Confluencia U1		-0.2	37%	0.0	6%	-0.1	3%	0.4	12%	0.0	0%
Curillínque		-0.1	9%	0.0	29%	-1.0	31%	0.3	10%	1.6	27%
El Paso U1		-0.1	15%	0.0	3%	0.0	1%	0.2	5%	0.0	0%
Embalse Ancoa U1		0.0	5%	0.0	7%	-0.1	3%	0.1	3%	0.2	3%
Isla U1		0.0	6%	0.0	20%	-0.6	20%	0.2	6%	0.9	15%
Isla U2		0.0	6%	0.0	20%	-0.6	20%	0.2	6%	0.9	15%
La Higuera U1		0.0	0%	0.0	14%	-0.2	6%	0.8	26%	0.0	1%
Lircay U1		0.0	4%	0.0	10%	-0.1	3%	0.1	2%	0.2	4%
Mariposas		0.0	2%	0.0	4%	0.0	1%	0.0	1%	0.1	2%
Nueva Aldea U1		0.0	-6%	0.0	-35%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Nueva Aldea U3		0.0	-5%	0.0	-23%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Providencia U1		0.0	3%	0.0	7%	-0.1	2%	0.0	2%	0.2	3%
San Andrés U1		-0.1	16%	0.0	3%	0.0	1%	0.2	5%	0.0	0%
Viñales		0.0	2%	0.0	5%	-0.1	2%	0.0	1%	0.2	3%
Total		-0.6	100%	-0.1	100%	-3.1	100%	3.1	100%	5.9	100%

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea, en ella se observa que las diferentes contingencias evaluadas no significan un gran requerimiento de potencia reactiva, esto tanto para inyección como absorción de reactivos.

Tabla 4.96. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen	Falla	HP La Higuera U1	HP Chacayes U1	HE Cipreses U1	Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA	Itahue TR4 225/161/69KV 300MVA
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno		-0.6	-0.1	-3.1	3.1	5.9
Requerimiento Externo		8.9	4.9	3.7	3.3	-2.4
Total		8.3	4.8	0.6	6.4	3.5

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 corresponde al escenario E2 para inyección y 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 4.97. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro-Sur, subárea de 154 kV.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr. Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	Comportamiento Tensión			Frecuencia $f \geq 48.3$ Hz
		Línea	Máx. Transf. Post - Cont. [MW]	$\xi (\geq 5\%)$		V _{mín.} ≥ 0.7	V > 0.8 en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	
Desconexión Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA	E2	Tap Malloa - Tinguiririca 154kV C1	135	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Falla 2F-T línea Itahue - Tinguiririca 154kV C1	E2	Alto Jahuel - Tap Paine 154kV C1	106	✓	✓	✓	✓	✓	✓

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 siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea 154 kV del Área de CT Centro - Sur respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más exigentes. La tabla 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, además de una distribución de los recursos que permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.98. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de 154 kV del ACT Centro - Sur

Caracterización	Requerimiento dinámico de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E2	E2
Demanda de la zona (MW)	1194	1194
Generación de la zona (MW)	610	610
Contingencia más crítica en la zona	Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA	Itahue - Tinguiririca 154kV C1
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	45.1	-9.4
Distribución	La Higuera U1 19% CHCV_G1 13% Confluencia U1 y U2 16% Curillínque 8%	La Higuera U1 19% CHCV_G1 10% Confluencia U1 y U2 16% Curillínque 8%

Para los escenarios de la subárea 154 kV, en la siguiente figura se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra}}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras en condiciones de Operación Normal.

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.

En la siguiente figura se observa que, para el sistema 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 recursos internos de CT de la subárea es Tinguiririca 154 kV, en cambio la que posee un menor control es la S/E Alto Jahuel 154 kV. Por otro lado, dentro del grupo de recursos internos de CT los que entregan una mayor efectividad en las distintas barras del sistema 154 kV son las Centrales Convento Viejo, San Ignacio, La Higuera, Confluencia, Curillín y Lircay.

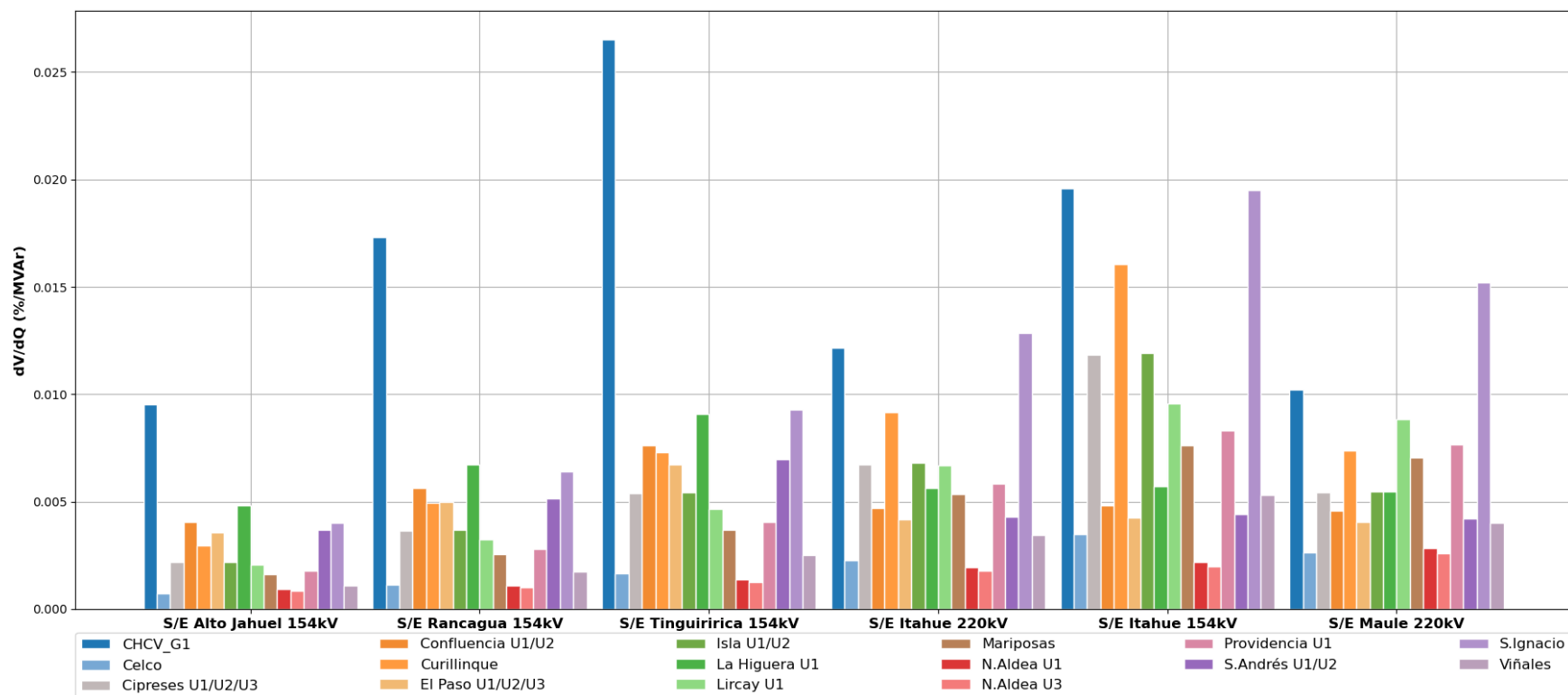


Figura 4.90. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 154 kV.

4.5.5 Subárea Concepción

4.5.5.1 Escenarios analizados

En esta subárea los principales recursos de control de tensión para el horizonte de análisis corresponden a la Central PetroPower, la unidad 2 de la central Bocamina y el proyecto de generación MAPA, mientras que el resto del soporte reactivo proviene desde S/E Charrúa.

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 kV S/E Concepción
- 5x5 MVar CCEE transformador 154/66 kV S/E Concepción
- 4x5 MVar CCEE transformador 154/66 kV S/E Coronel
- 1x10 MVar CCEE en S/E Coronel 66 kV
- Central PetroPower

El detalle de los despachos de las 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 subárea Concepción, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

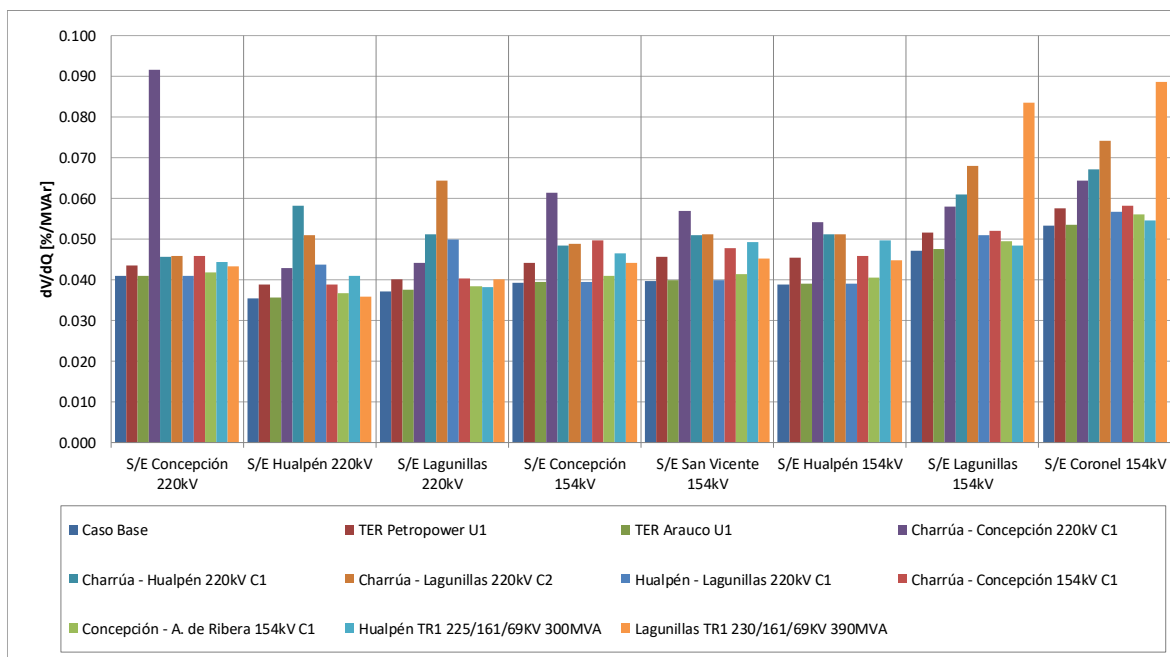


Figura 4.91. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E3.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia, las barras más sensibles ante variaciones de la potencia reactiva son la barra Concepción 220kV y Coronel 154 kV, donde la contingencia que produce la sensibilidad en la tensión corresponde a aquella que causa la pérdida de los recursos externos provenientes de la subárea 500/220 kV. Para la barra Concepción 220 kV la contingencia que genera la falta de recursos externos es la falla de la línea Charrúa – Concepción 220kV, mientras que la contingencia que genera esta falta de recursos externos corresponde a la pérdida del transformador TR1 230/161/69kV 390MVA de la S/E Lagunillas.

Las tensiones del sistema Concepción pre y post contingencia en p.u. base 220kV y 154kV se presentan a continuación:

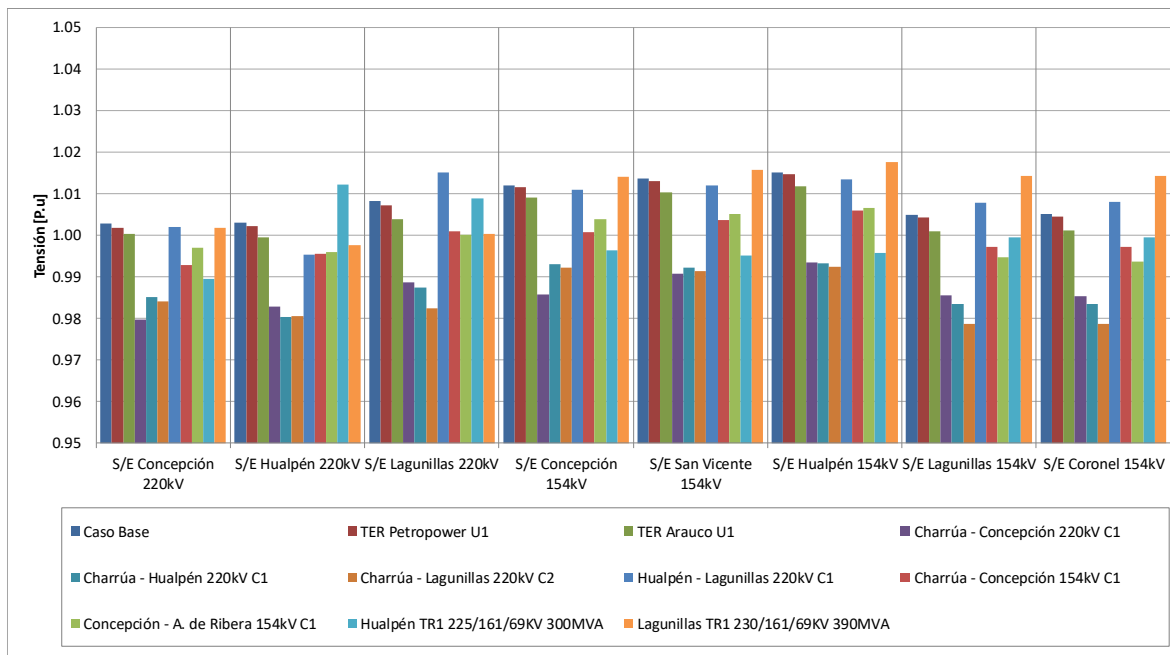


Figura 4.92. Tensión en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E3.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determina mediante la diferencia entre los montos de generación de potencia reactiva de régimen permanente para los estados de pre y post contingencia de los recursos 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 4.99. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Concepción, escenario E3 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Gen	Falla	Charrúa - Concepción 220kV C1		Charrúa - Hualpén 220kV C1		Charrúa - Lagunillas 220kV C2		Bocamina - Coronel 154kV		Lagunillas TR1 230/161/69KV 390MVA	
		Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%	Δ MVar	%
PetroPower		6.7	100%	6.8	100%	7.0	100%	7.6	100%	-0.7	100%
Total		6.7	100%	6.8	100%	7.0	100%	7.6	100%	-0.7	100%

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva es la desconexión de la línea Bocamina – Coronel 154kV, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de aproximadamente 8 MVar, los cuales provienen desde el único recurso en servicio en el escenario analizado, la Central PetroPower.

En la tabla que se muestra a continuación, se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea de Concepción, en ella se puede observar que existe un aporte importante de potencia reactiva proveniente de los recursos externos, principalmente desde la subárea 500/220 kV.

Tabla 4.100. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E3.

Gen	Falla	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
		Charrúa - Concepción	Charrúa - Hualpén	Charrúa - Lagunillas	Bocamina - Coronel	Lagunillas TR1
		220kV C1	220kV C1	220kV C2	154kV	230/161/69KV 390MVA
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno		6.7	6.8	7.0	7.6	-0.7
Requerimiento Externo		52.1	44.1	47.9	75.9	11.1
Total		58.8	50.9	54.9	83.5	10.4

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

Para las barras más sensibles 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.

- S/E Concepción 220 kV

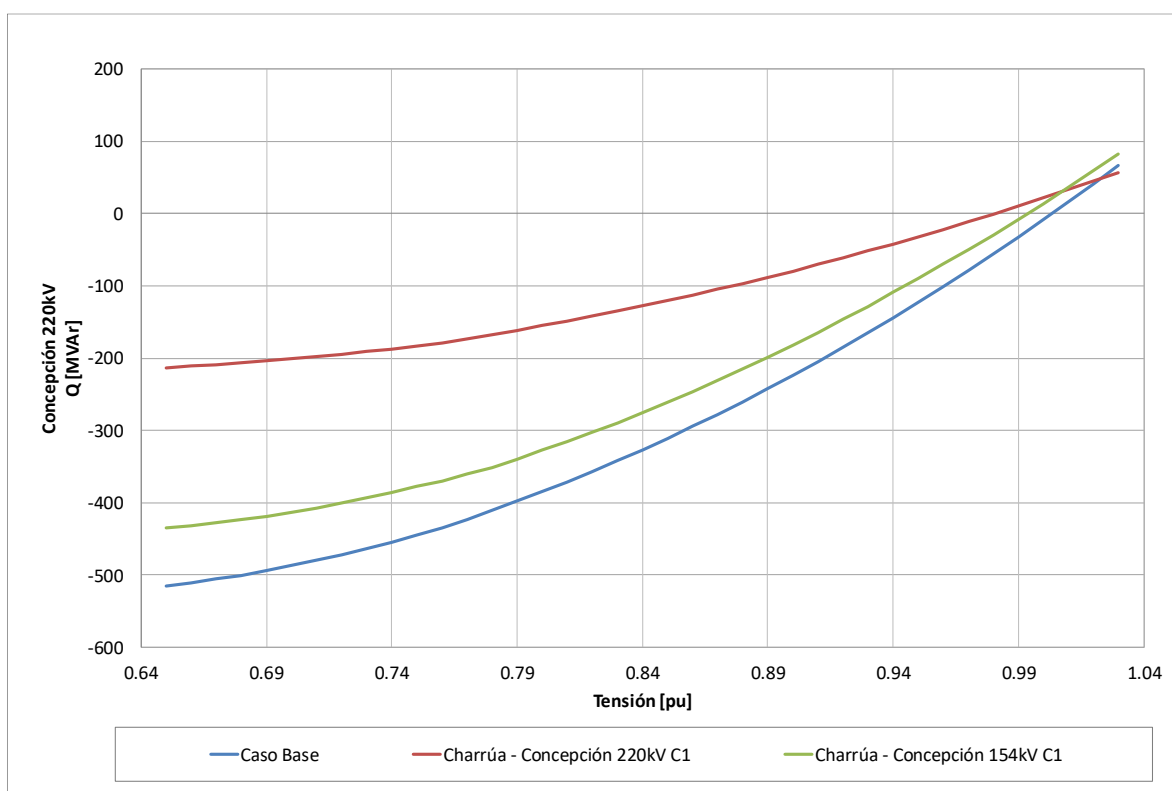


Figura 4.93. Curvas Q-V en S/E Concepción 220kV, escenario E3.

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

Tabla 4.101. Descripción resultados Curva Q-V S/E Concepción 220kV, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.003	0.98 - 1.09	< 0.65
Charrúa - Concepción 220kV C1	0.980	0.96 - 1.1	< 0.65
Charrúa - Concepción 154kV C1	0.993	0.96 - 1.1	< 0.65

De la tabla y gráfico anterior, se puede observar que las tensiones en la barra Concepción 220 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Además, se aprecia que se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

- S/E Coronel 154 kV

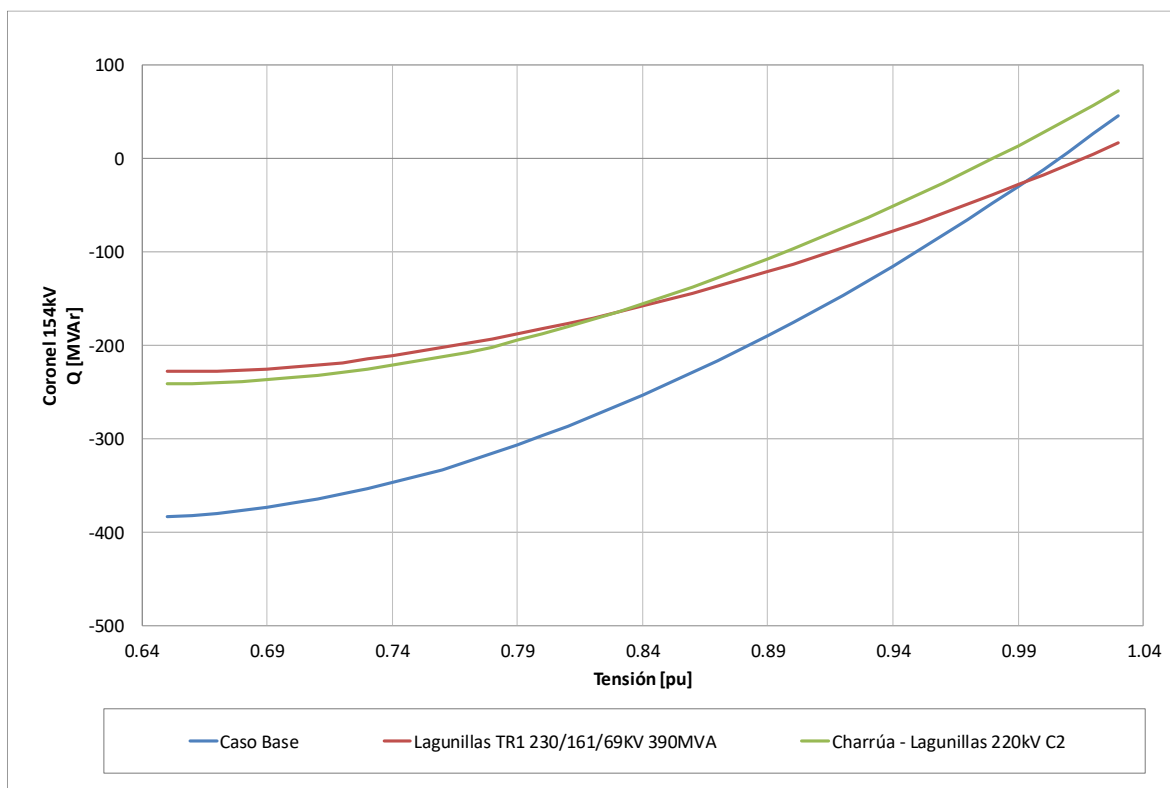


Figura 4.94. Curvas Q-V en S/E Coronel 154kV, escenario E3.

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

Tabla 4.102. Descripción resultados Curva Q-V S/E Coronel 154kV, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.005	0.94 - 1.08	< 0.65
Lagunillas TR1 230/161/69KV 390MVA	1.014	0.91 - 1.1	< 0.66
Charrúa - Lagunillas 220kV C2	0.979	0.91 - 1.1	< 0.66

De la tabla y gráfico anterior, se puede observar que las tensiones en la barra Coronel 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Además, se aprecia que se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten 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:

- 1x40 MVar CCEE S/E San Vicente 154kV
- 1x20 MVar CCEE transformador 220/154 kV S/E Concepción
- 5x5 MVar CCEE transformador 154/66 kV S/E Concepción
- 4x5 MVar CCEE transformador 154/66 kV S/E Coronel

El detalle de los despachos de las 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 subárea Concepción, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

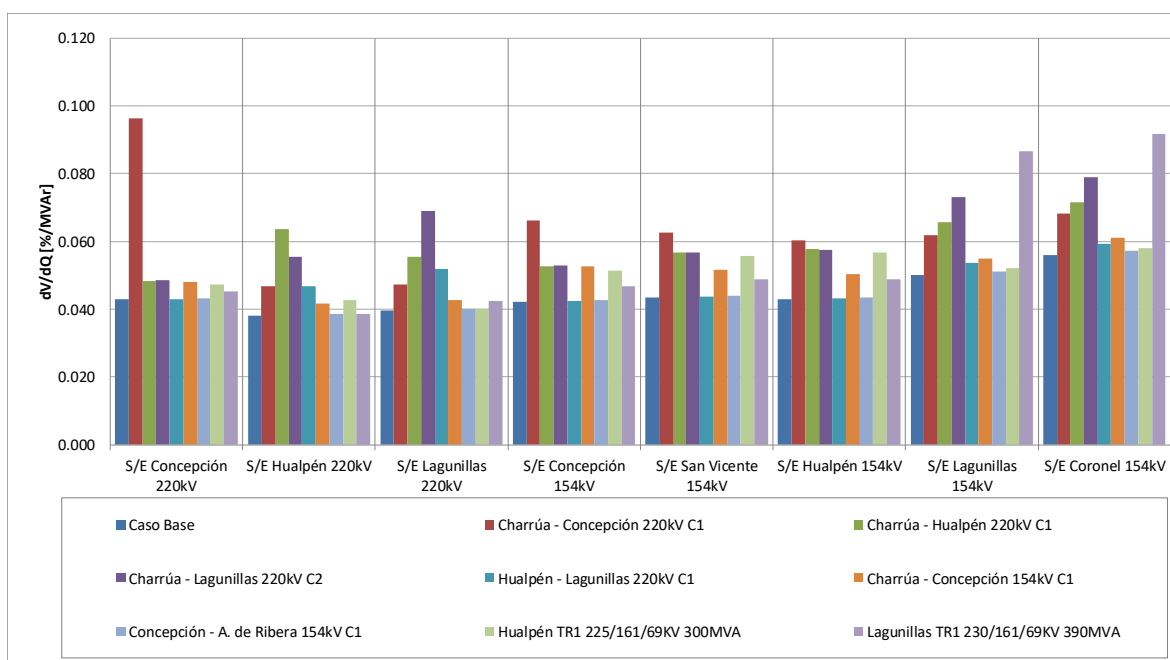


Figura 4.95. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E4.

En el gráfico anterior se puede observar que, en operación normal y post contingencia, las barras más sensibles ante variaciones de la potencia reactiva son las barras Concepción 220 kV y Coronel 154 kV, donde las contingencias que generan la mayor sensibilidad en estas barras son la falla de la línea Charrúa – Concepción 220kV y la pérdida del transformador Lagunillas TR1 230/161/69kV 390MVA respectivamente.

Las tensiones del sistema Concepción pre y post contingencia en p.u. base 220kV y 154kV se presentan a continuación:

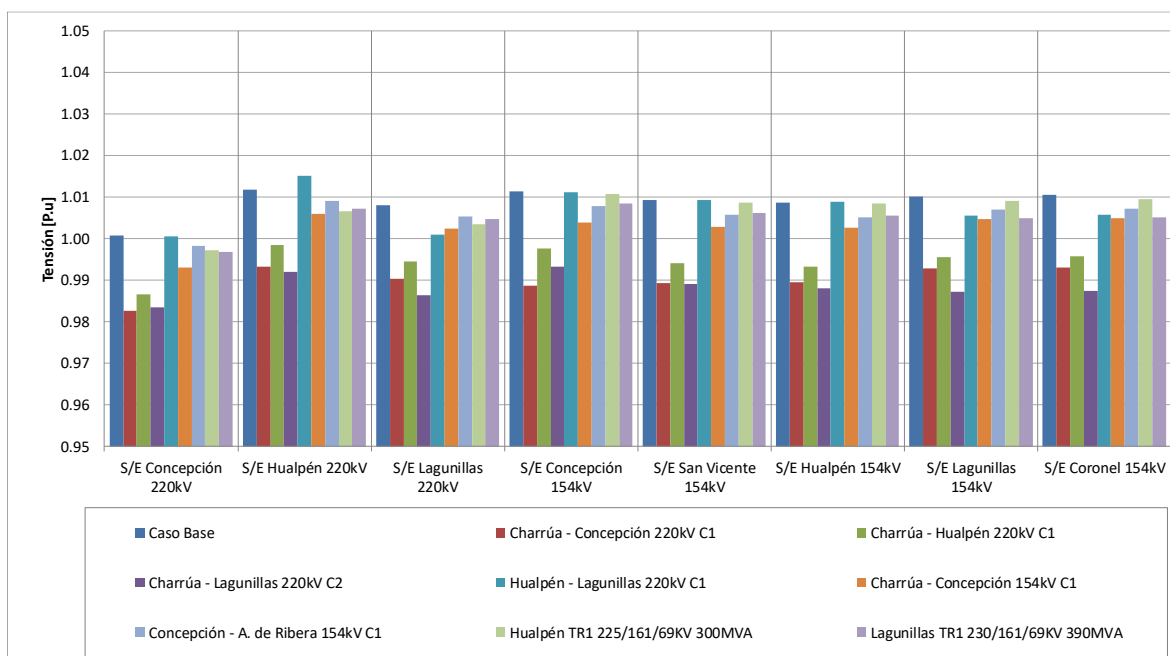


Figura 4.96. Tensión en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E4.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó mediante la 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 la siguiente tabla se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos externos hacia la subárea de Concepción, dado que en este escenario en particular la subárea no cuenta con recursos que entreguen soporte dinámico de reactivos. En ella se observa que la contingencia que genera el mayor requerimiento de reactivos corresponde a la falla de la línea Charrúa – Concepción 220kV.

Tabla 4.103. Requerimientos internos y aportes externos para Diversas Contingencias en escenario E4.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas					
Gen	Falla	Charrúa - Concepción 220kV C1	Charrúa - Hualpén 220kV C1	Charrúa - Lagunillas 220kV C2	Charrúa - Concepción 154kV C1
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno		0.0	0.0	0.0	0.0
Requerimiento Externo		48.8	42.9	47.1	14.5
Total		48.8	42.9	47.1	14.5

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

Para las barras más sensibles 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 en estado de alerta.

- S/E Concepción 220 kV

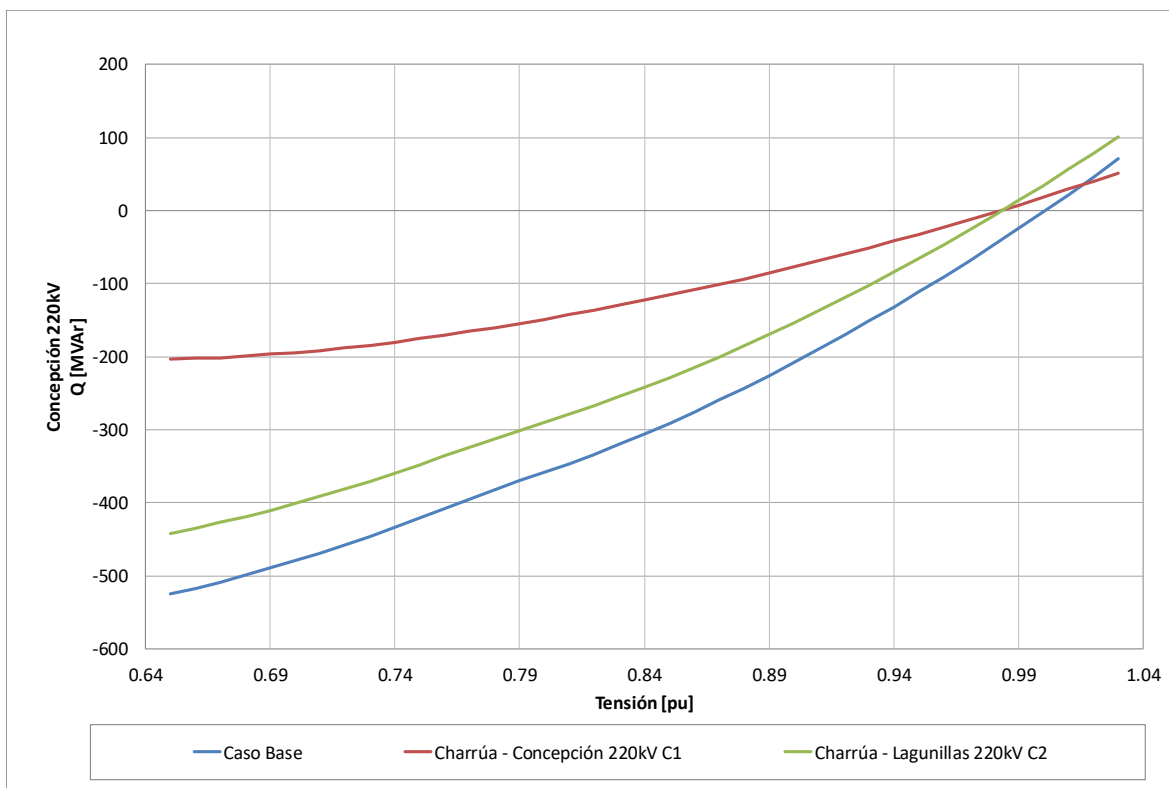


Figura 4.97. Curvas Q-V en S/E Concepción 220 kV, escenario E4.

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

Tabla 4.104. Descripción resultados Curva Q-V S/E Concepción 220 kV subárea Concepción, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.001	0.98 - 1.09	< 0.65
Charrúa - Concepción 220kV C1	0.983	0.96 - 1.1	< 0.65
Charrúa - Lagunillas 220kV C2	0.983	0.96 - 1.1	< 0.65

De la tabla y gráfico anterior, se puede observar que las tensiones en la barra Concepción 220 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Además, se aprecia que se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

- S/E Coronel 154 kV

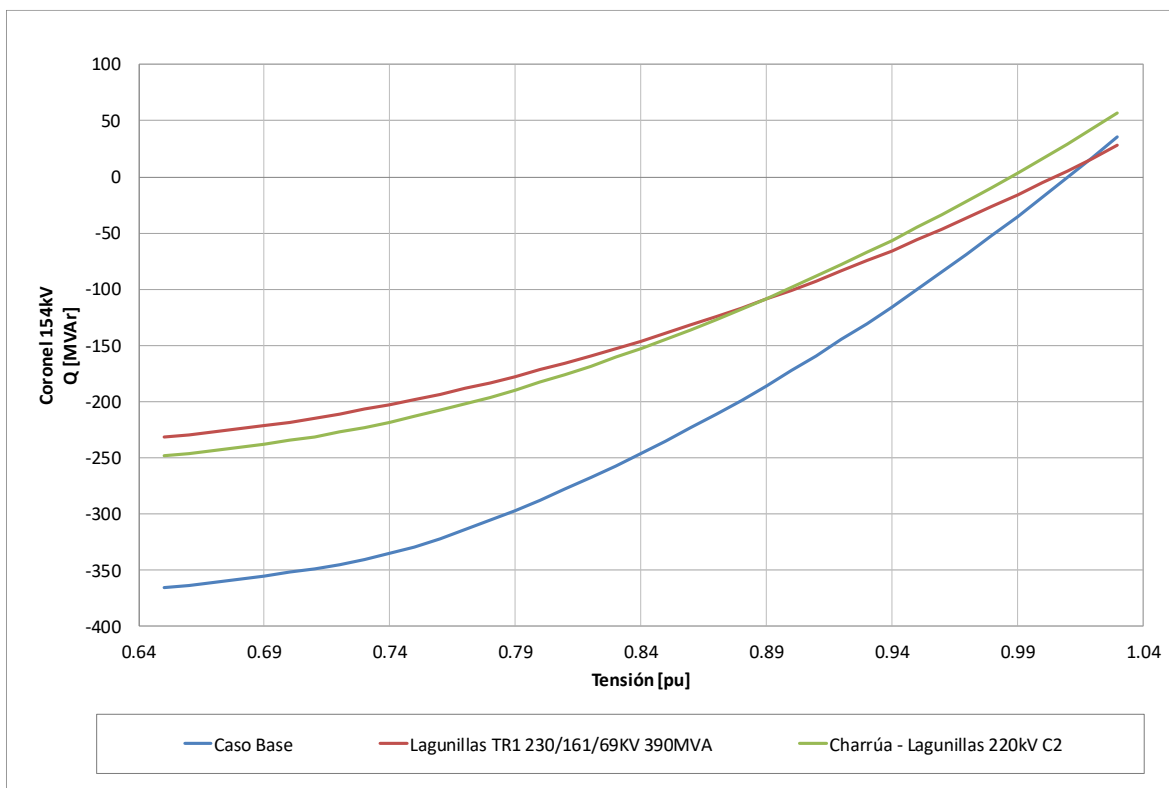


Figura 4.98. Curvas Q-V en S/E Coronel 154 kV, escenario E4.

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

Tabla 4.105. Descripción resultados Curva Q-V S/E Concepción 220 kV subárea Concepción, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1.010	0.94 - 1.08	< 0.65
Lagunillas TR1 230/161/69KV 390MVA	1.005	0.91 - 1.1	< 0.65
Charrúa - Lagunillas 220kV C2	0.987	0.91 - 1.1	< 0.65

De la tabla y gráfico anterior, se puede observar que las tensiones en la barra Coronel 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Además, se aprecia que se cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión.

4.5.5.4 Análisis de Resultados Escenario E5

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

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

- 1x40 MVar CCEE S/E San Vicente 154kV
- 1x20 MVar CCEE transformador 220/154 kV S/E Concepción
- 5x5 MVar CCEE transformador 154/66 kV S/E Concepción

a) Tensiones Escenario E5

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

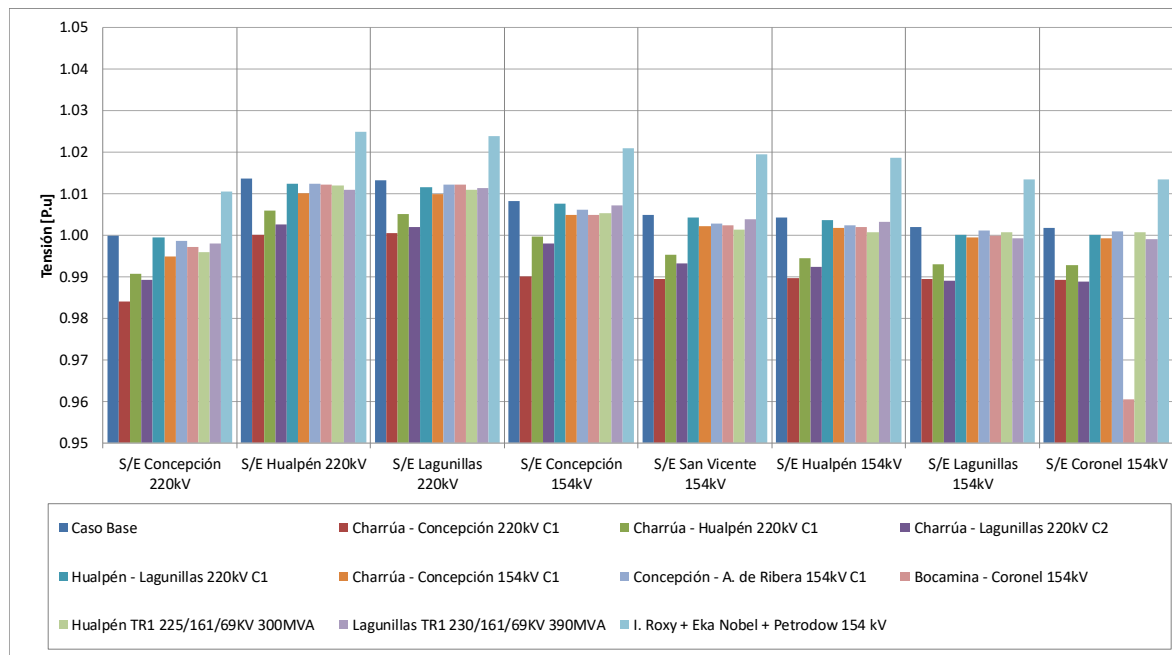


Figura 4.99. Tensión en barras ACT Centro-Sur subárea Concepción E5.

Del gráfico anterior se puede observar que la contingencia que significa un mayor aumento de las tensiones en las distintas barras de la subárea corresponde a la desconexión de los consumos de las SS/EE Petrodow 154 kV, Eka Chile 154 kV y Oxy 154 kV.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó mediante la 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 la siguiente tabla se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos externos hacia la subárea de Concepción, dado que en este escenario en particular la subárea no cuenta con recursos que entreguen soporte dinámico de reactivos. En ella se observa que la contingencia que genera el mayor requerimiento de absorción de reactivos corresponde a la desconexión de los consumos de las SS/EE Petrodow 154 kV, Eka Chile 154 kV y Oxy 154 kV.

Tabla 4.106. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas					
Gen	Falla	Charrúa - Concepción 220kV C1 Δ MVar	Charrúa - Hualpén 220kV C1 Δ MVar	Charrúa - Lagunillas 220kV C2 Δ MVar	Charrúa - Concepción 154kV C1 Δ MVar
					I. Roxy + Eka Nobel + Petrodow 154 kV Δ MVar
Requerimiento Interno		0,0	0,0	0,0	0,0
Requerimiento Externo		32,4	30,3	31,3	-36,1
Total		32,4	30,3	31,3	-36,1

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 E3 para inyección y 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 Concepción.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post - Cont. [MW]	ξ ($\geq 5\%$)	Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	V mín. ≥ 0.7	V > 0.8 en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	f ≥ 48.3 Hz
Falla 2F-T línea Bocamina - Coronel 154kV	E3	Charrúa - Concepción 220kV C1	182	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Desconexión Lagunillas TR1 230/161/69KV 390MVA	E3	Charrúa - Concepción 220kV C1	193	✓	✓	✓	✓	✓	✓

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 Área de CT Centro - Sur respecto de los requerimientos internos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más exigentes. 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, junto 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 154 kV del ACT Centro - Sur

Caracterización

	Requerimiento dinámico de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E3	E3
Demanda de la zona (MW)	567	567
Generación de la zona (MW)	29	29
Contingencia más crítica en la zona	Bocamina - Coronel 154kV	Lagunillas TR1 230/161/69KV 390MVA
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	7.6	-0.7
Distribución	PetroPower 100%	PetroPower 100%

Para los escenarios de la subárea Concepción, en la siguiente figura se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras en condiciones de Operación Normal.

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.

En la siguiente figura se observa que, dado los escenarios que generan las condiciones más exigentes y el despacho presente en el sistema de concepción para estos, la central PetroPower resulta en el recurso más efectivo para controlar tensión, además de esto, se puede ver que en las barras que mayor impacto genera son las barras de las SS/EE Hualpén 154 kV, San Vicente 154 kV y Concepción 154 kV.

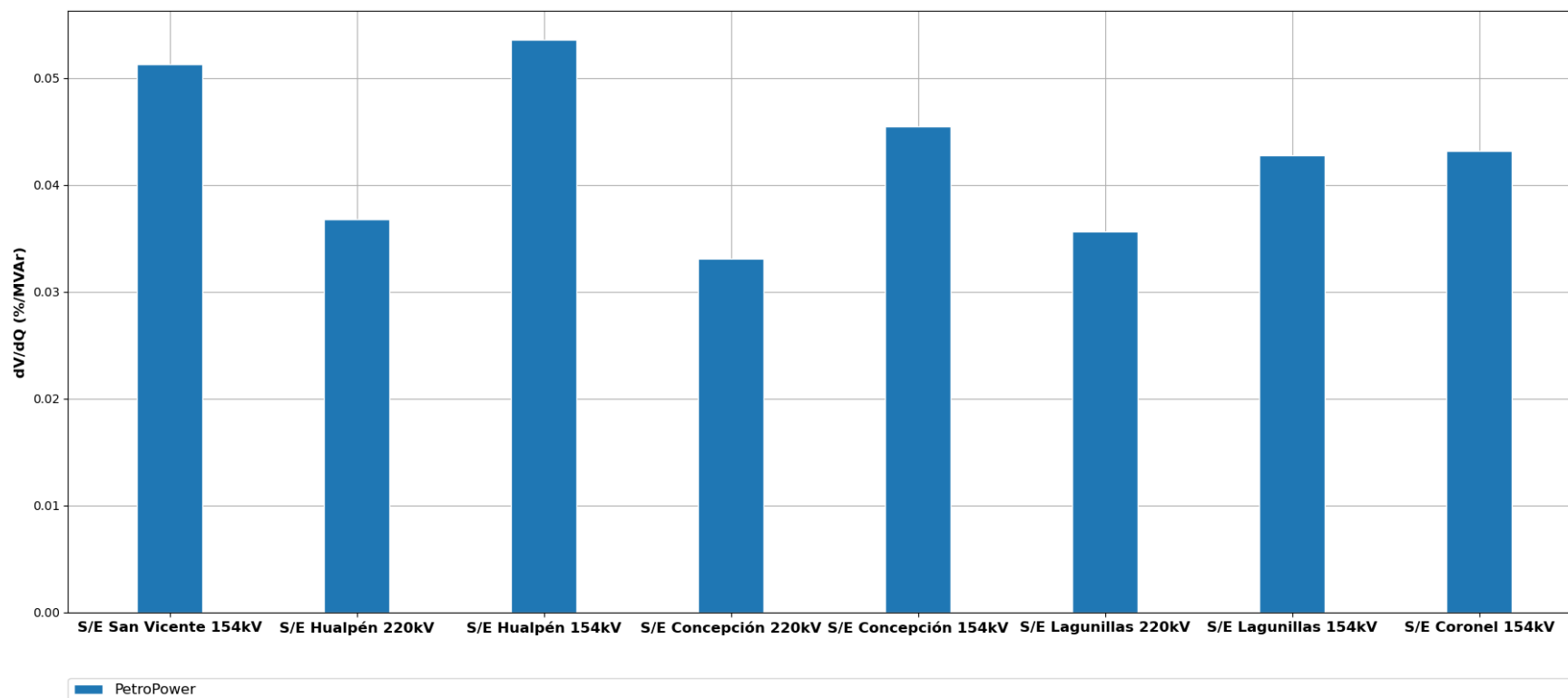


Figura 4.100. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 154 kV.

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 4.109. Escenarios de operación para el análisis ACT 5.

Escenario	Consumo ACT (MW)	Generación ACT (MW)	Generación ERNC ACT (MW)
E1	658	273	2
E4	688	251	102
E5	260	104	9

4.6.2 Contingencias Simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Falla Central Canutillar U1
- Falla CER Puerto Montt
- Falla Central Planta Valdivia
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Río Toltén – Lastarria
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Cerros de Huichahue – Nueva Pichirropulli
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Ciruelos – Valdivia
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Valdivia – Laurel
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Laurel – Nueva Pichirropulli
- Falla de circuito N°2 línea 2x220kV Nueva Pichirropulli – Rahue (CH Rucatayo y CH Los Lagos)
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Frutillar Norte – Nueva Puerto Montt (PE Aurora)
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt
- Falla de circuito N°1 línea 2x220kV Nueva Pichirropulli – Nueva Puerto Montt
- Desconexión Transformador Antillanca 220/110 kV 180 MVA
- Desconexión Transformador Melipulli 220/110 kV 60 MVA
- Desconexión Transformador Pargua 220/110 kV 60 MVA
- Desconexión Transformador Chiloé 220/110 kV 90 MVA

4.6.3 Análisis de resultados Escenario 1 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 Lican
- 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 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 Pargua 220kV, S/E Nueva Ancud 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.

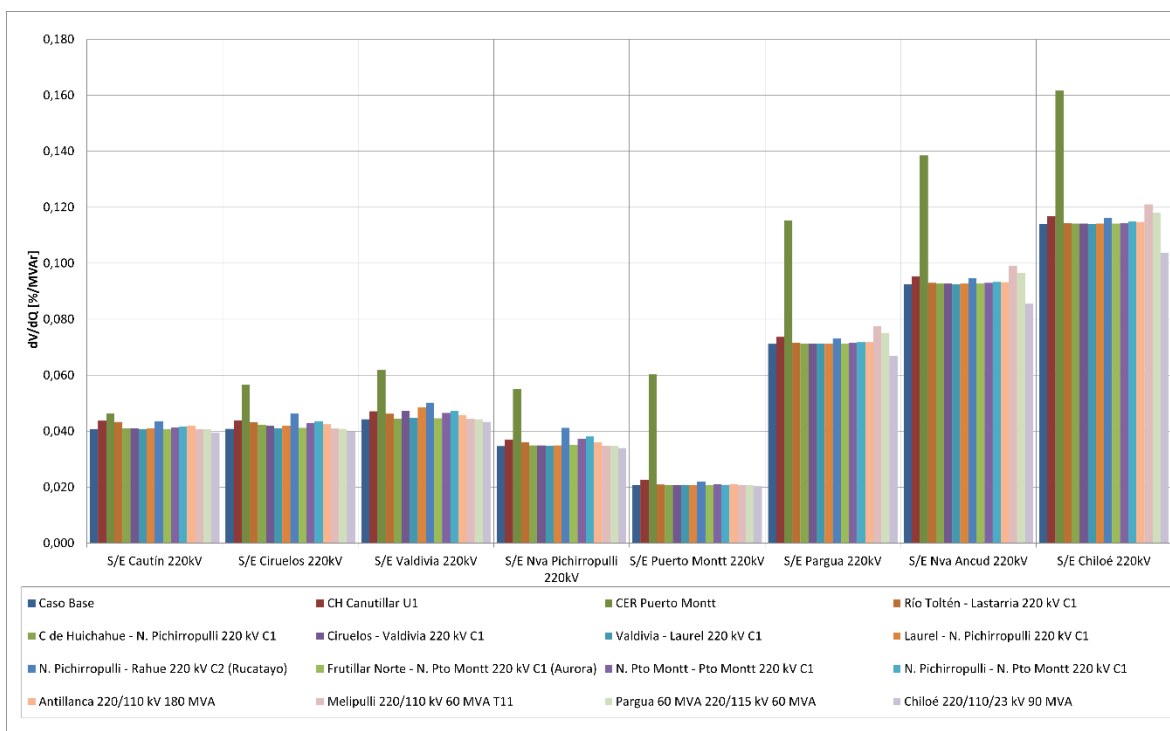


Figura 4.101. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV área de CT Sur E4.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220kV para las distintas barras del ACT Sur, se presentan a continuación:

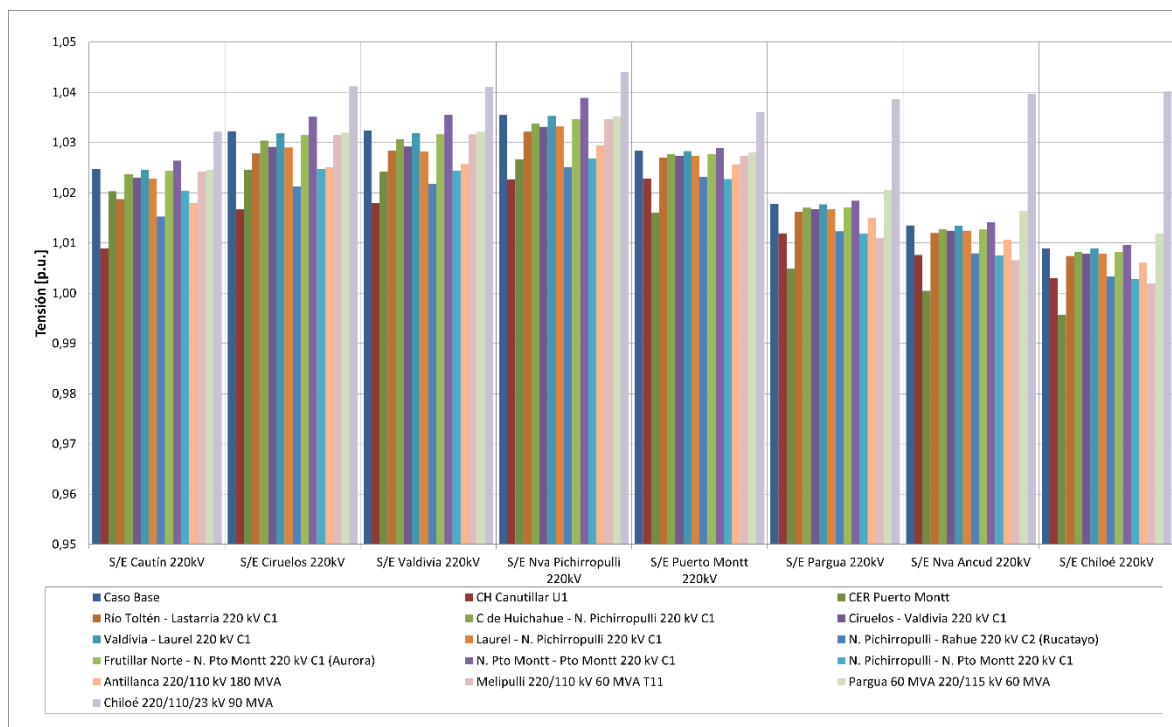


Figura 4.102. Tensión en barras de 220kV área de CT Sur E1.

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 4.110. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Sur, escenario E1 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																															
Falla	Gen	Canutillar U1		CER Puerto Montt		Río Toltén - Lastarria 220 kV C1		C de Huichahue - N. Pichirropulli 220 kV C1		Ciruelos - Valdivia 220 kV C1		Valdivia - Laurel 220 kV C1		Laurel - N. Pichirropulli 220 kV C1		N. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2 (Rucatayo)		Frutillar Norte - N. Pto Montt 220 kV C1 (Aurora)		N. Pto Montt - Pto Montt 220 kV C1		N. Pichirropulli - N. Pto. Montt 220 kV C1		Antillanca 220/110 kV 180 MVA		Melipulli 220/110 kV 60 MVA T11		Pargua 220/115 kV 60 MVA		Chiloé 220/110 kV 90 MVA	
		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	%
Canutillar U1		0,0	0%	5,1	27%	0,6	6%	0,3	7%	0,4	7%	0,0	7%	0,4	7%	1,6	6%	0,3	8%	-0,2	4%	2,4	8%	1,1	5%	0,4	9%	0,1	9%	-3,2	8%
Canutillar U2		2,4	8%	5,1	27%	0,6	6%	0,3	7%	0,4	7%	0,0	7%	0,4	7%	1,6	6%	0,3	8%	-0,2	4%	2,4	8%	1,1	5%	0,4	9%	0,1	9%	-3,2	8%
Licán		1,3	4%	1,1	6%	0,3	3%	0,2	4%	0,2	4%	0,0	4%	0,2	4%	1,5	6%	0,1	3%	-0,4	7%	1,0	3%	8,1	34%	0,1	2%	0,0	2%	-1,0	2%
Pilmaiquén U1		0,3	1%	0,3	2%	0,1	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,4	2%	0,0	1%	-0,1	3%	0,2	1%	0,2	1%	0,0	1%	0,0	1%	-0,2	1%
Pilmaiquén U2		0,3	1%	0,3	2%	0,1	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,4	2%	0,0	1%	-0,1	3%	0,2	1%	0,2	1%	0,0	1%	0,0	1%	-0,2	1%
Pilmaiquén U3		0,3	1%	0,3	2%	0,1	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,4	2%	0,0	1%	-0,1	3%	0,2	1%	0,2	1%	0,0	1%	0,0	1%	-0,2	1%
Pilmaiquén U4		0,8	2%	0,7	4%	0,2	2%	0,1	3%	0,1	2%	0,0	2%	0,1	2%	1,0	4%	0,0	1%	-0,3	6%	0,6	2%	0,5	2%	0,1	1%	0,0	1%	-0,6	2%
Pullinque U1		1,7	5%	0,7	4%	0,8	8%	0,1	4%	0,2	4%	0,0	6%	0,3	5%	1,1	4%	0,1	2%	-0,3	5%	0,7	2%	0,8	3%	0,1	1%	0,0	1%	-0,9	2%
Pullinque U2		2,0	6%	0,8	4%	0,9	10%	0,2	4%	0,3	5%	0,0	7%	0,3	5%	1,3	5%	0,1	2%	-0,3	6%	0,8	3%	0,9	4%	0,1	2%	0,0	2%	-1,1	3%
Rucatayo		4,8	15%	4,2	23%	1,2	13%	0,6	15%	0,9	15%	0,1	14%	0,8	14%	0,0	0%	0,4	11%	-1,5	27%	3,7	12%	2,6	11%	0,4	8%	0,1	8%	-3,7	10%
CER Puerto Montt		17,4	56%	0,0	0%	4,5	48%	2,2	54%	3,1	53%	0,2	50%	3,1	52%	16,3	64%	2,1	63%	-1,8	32%	17,7	59%	8,4	35%	3,1	66%	1,0	67%	-23,9	63%
Total		31,2	100%	18,7	100%	9,3	100%	4,1	100%	5,8	100%	0,5	100%	5,9	100%	25,5	100%	3,4	100%	-5,7	100%	29,8	100%	24,1	100%	4,7	100%	1,5	100%	-38,2	100%

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas													
Falla	Gen	Canutillar U1		CER Puerto Montt		Río Toltén - Lastarria 220 kV C1		C de Huichahue - N. Pichirropulli 220 kV C1		Ciruelos - Valdivia 220 kV C1		Valdivia - Laurel 220 kV C1	
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno		31,2	18,7	9,3	4,1	5,8	0,5	5,9	25,5	3,4	-5,7	29,8	24,1
Aporte Externo		-0,8	6,9	10,6	1,6	2,7	0,3	2,9	2,3	0,7	-2,9	6,7	-0,3
Total		30,4	25,6	19,9	5,8	8,6	0,8	8,8	27,8	4,0	-8,5	36,5	23,8

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia más crítica para requerimientos de inyección corresponde a la desconexión de la unidad 1 de la Central Canutillar, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de ~ 31 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt en un 56%, Central Rucatayo en 15%, Central Canutillar U2 en 8%, mientras que el aporte externo proveniente desde el ACT Centro Sur es de ~ -1 MVar.

Asimismo, se aprecia que la contingencia más crítica para requerimientos de absorción corresponde a la desconexión del transformador Chiloé 220/110 kV 90 MVA, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de ~ -38 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt en un 63%, Central Rucatayo en 10%, Central Canutillar U1 y U2 en 8% c/u, mientras que el aporte externo proveniente desde el ACT Centro Sur es de ~ -1 MVar.

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

Para las barras Pargua 220kV, Nueva Ancud 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.

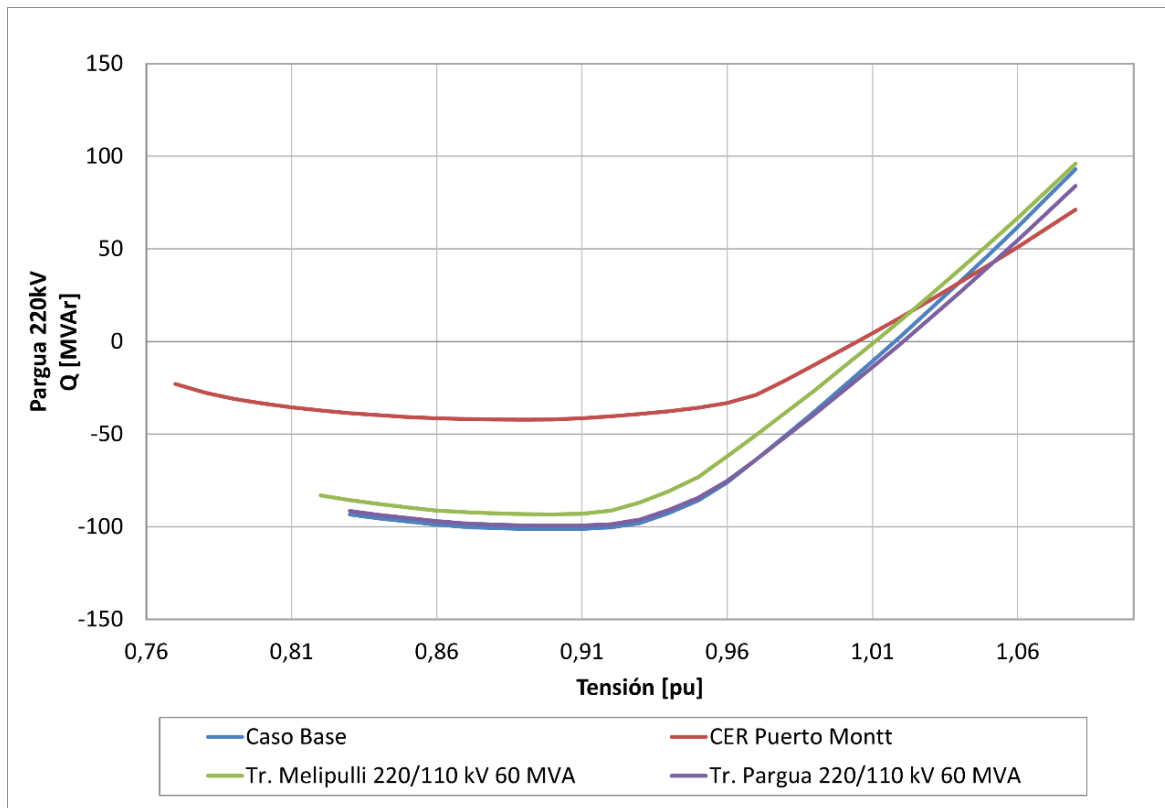


Figura 4.103. Curvas Q-V en S/E Pargua 220kV, escenario E1.

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]
Caso Base	1,018	0.99 - 1.10	< 0.83
CER Puerto Montt	1,005	0.97 - 1.12	< 0.77
Tr. Melipulli 220/110 kV 60 MVA	1,011	0.97 - 1.12	< 0.82
Tr. Pargua 220/110 kV 60 MVA	1,021	0.97 - 1.12	< 0.83

Tabla 4.111. Descripción resultados Curva Q-V S/E Pargua 220kV área CT Sur, escenario E1.

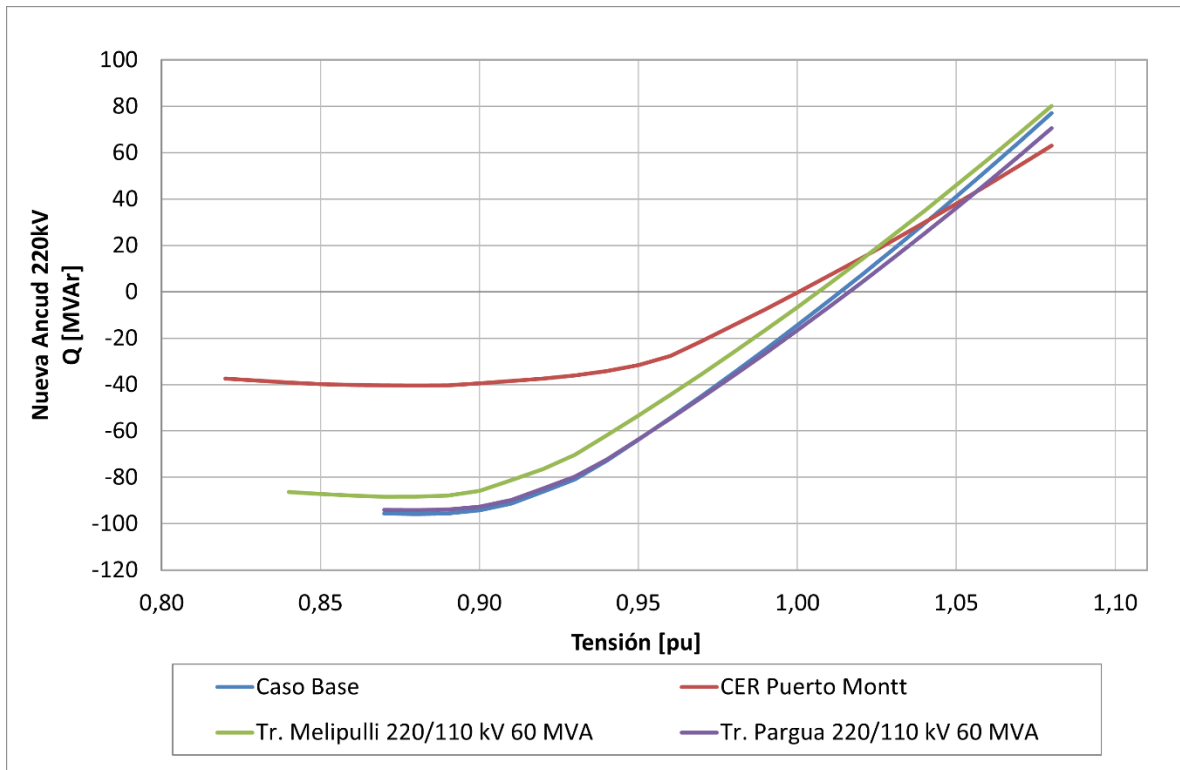


Figura 4.104. Curvas Q-V en S/E Nueva Ancud 220kV, escenario E1.

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]
Caso Base	1,013	0.99 - 1.10	< 0.87
CER Puerto Montt	1,000	0.97 - 1.12	< 0.82
Tr. Melipulli 220/110 kV 60 MVA	1,007	0.97 - 1.12	< 0.84
Tr. Pargua 220/110 kV 60 MVA	1,016	0.97 - 1.12	< 0.87

Tabla 4.112. Descripción resultados Curva Q-V S/E Nueva Ancud 220kV área CT Sur, escenario E1.

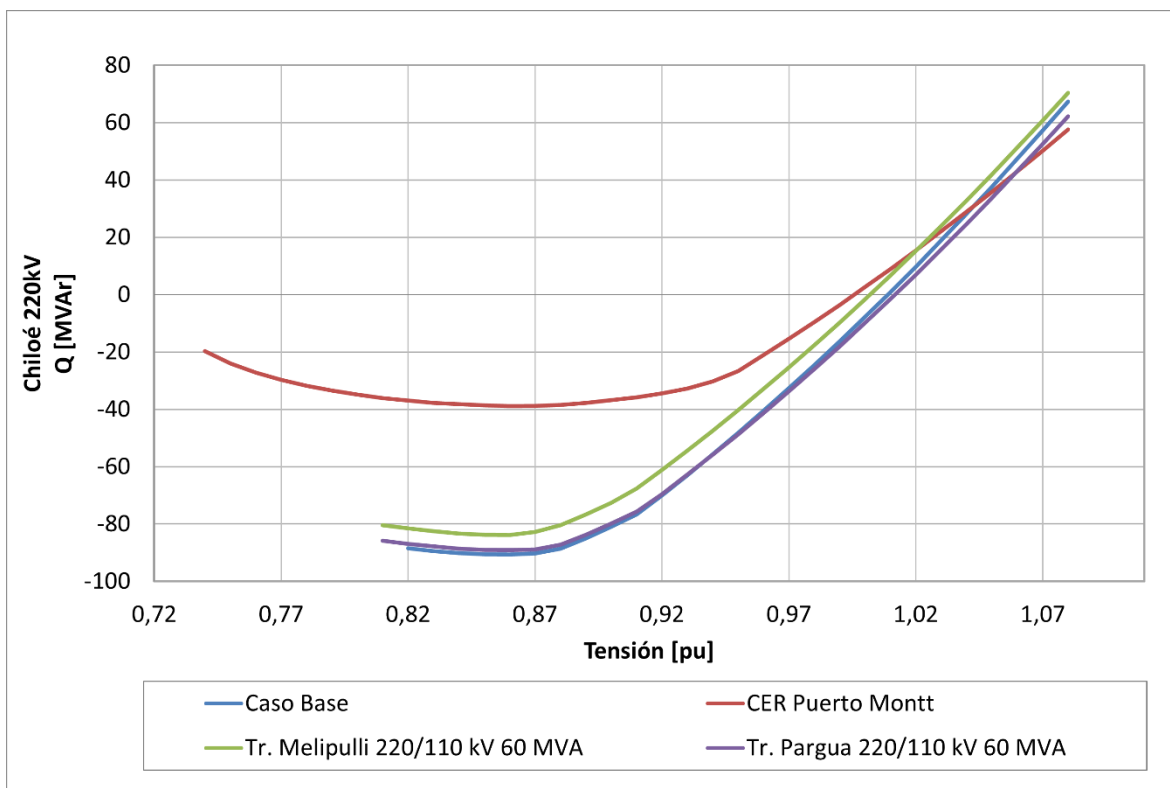


Figura 4.105. Curvas Q-V en S/E Chiloé 220kV, escenario E1.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1,009	0.99 - 1.10	< 0.82
CER Puerto Montt	0,996	0.97 - 1.12	< 0.74
Tr. Melipulli 220/110 kV 60 MVA	1,002	0.97 - 1.12	< 0.81
Tr. Pargua 220/110 kV 60 MVA	1,012	0.97 - 1.12	< 0.81

Tabla 4.113. Descripción resultados Curva Q-V S/E Chiloé 220kV área CT Sur, escenario E1.

De las tablas y gráficos anteriores, se puede concluir que las tensiones en las barras de la S/E Pargua 220kV, S/E Nueva Ancud 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 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 Valdivia
- Central Los Lagos
- 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 Pargua 220kV, S/E Nueva Ancud 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.

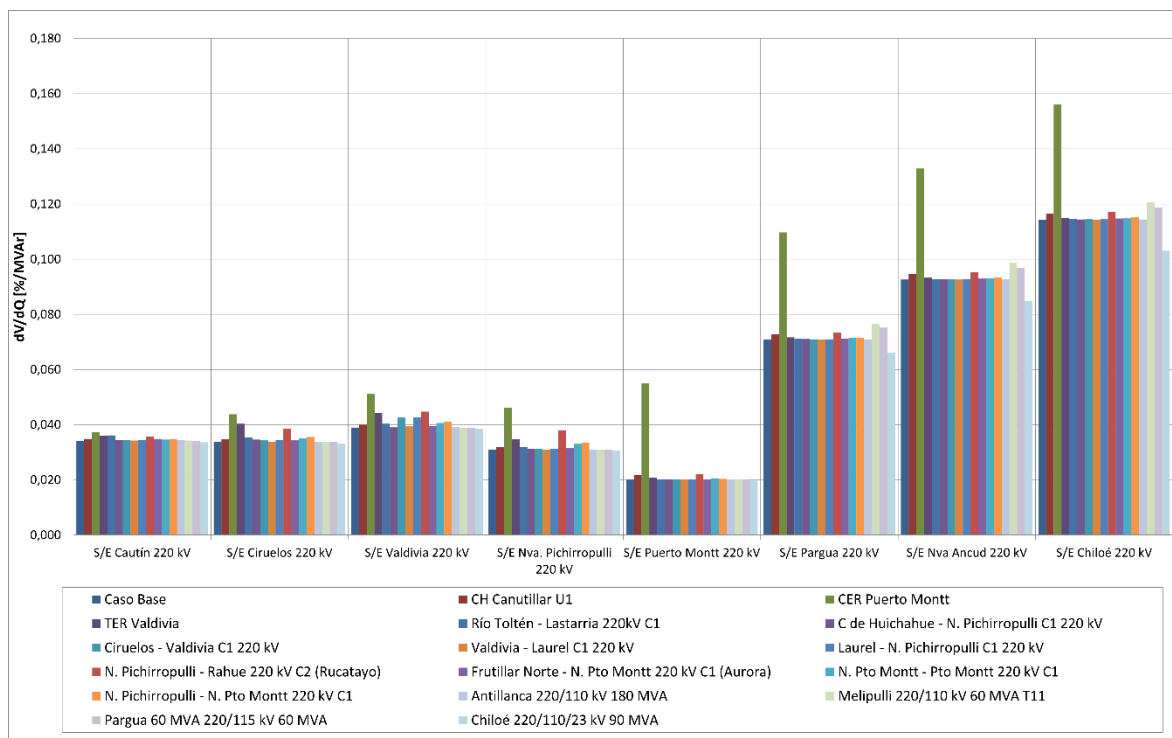


Figura 4.106. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV área de CT Sur E4.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220kV para las distintas barras del ACT Sur, se presentan a continuación:

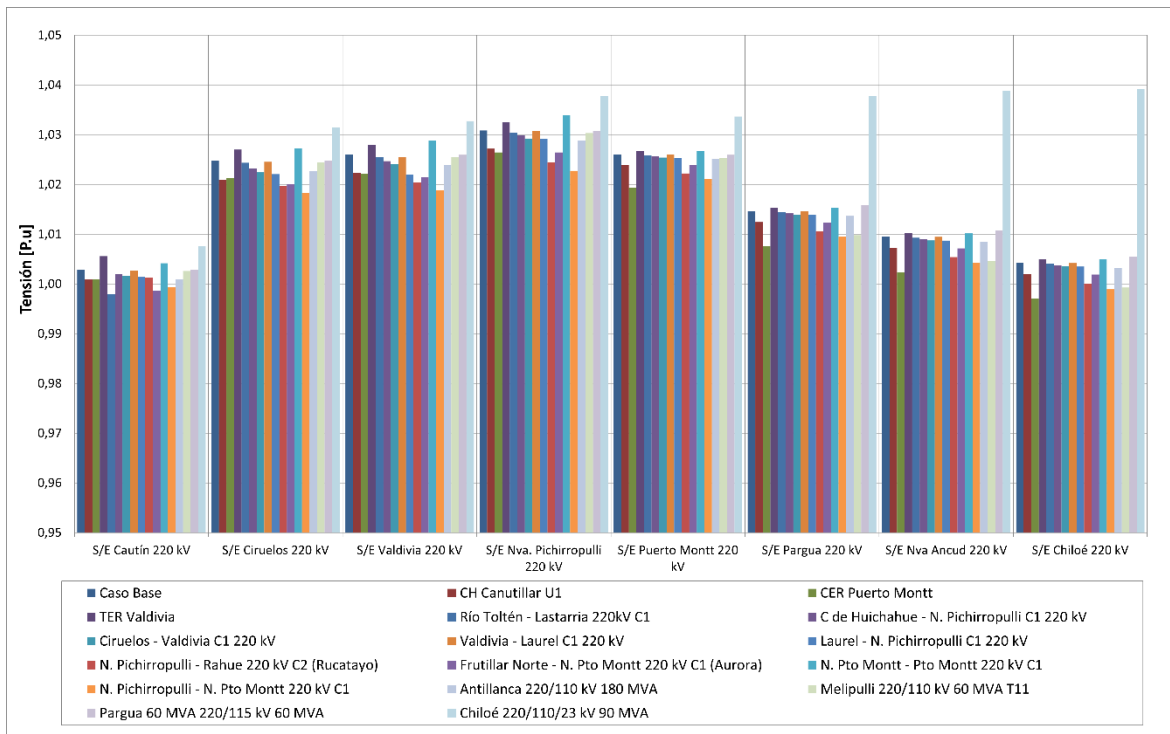


Figura 4.107. Tensión en barras de 220kV área de CT Sur E4.

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 4.114. 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	Canutillar U1		CER Puerto Montt		Valdivia		Río Toltén - Lastarria 220 kV C1		C de Huichahue - N. Pichirropulli 220 kV C1		Ciruelos - Valdivia 220 kV C1		Valdivia - Laurel 220 kV C1		Laurel - N. Pichirropulli 220 kV C1		N. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2 (Rucatayo)		Frutillar Norte - N. Pto. Montt 220 kV C1 (Aurora)		N. Pto. Montt - Pto. Montt 220 kV C1		N. Pichirropulli - N. Pto. Montt 220 C1		Antillanca 220/110 kV 180 MVA		Melipulli 220/110 kV 60 MVA T11		Pargua 220/115 kV 60 MVA		Chiloé 220/110 kV 90 MVA	
		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	%
Canutillar U1		0,0	0%	2,8	26%	0,3	-12%	0,1	6%	0,2	6%	0,3	6%	0,0	5%	0,3	6%	2,3	20%	0,9	7%	-0,3	4%	2,1	7%	0,4	6%	0,3	9%	0,1	9%	-3,2	8%
Canutillar U2		2,7	20%	2,8	26%	0,3	-12%	0,1	6%	0,2	6%	0,3	6%	0,0	5%	0,3	6%	2,3	20%	0,9	7%	-0,3	4%	2,1	7%	0,4	6%	0,3	9%	0,1	9%	-3,2	8%
Valdivia		1,9	14%	1,8	16%	0,0	0%	0,2	19%	0,8	24%	1,2	24%	0,2	38%	1,4	29%	2,5	22%	2,4	17%	-1,2	20%	3,2	11%	1,1	17%	0,2	6%	0,0	5%	-3,3	8%
CH Los Lagos		1,1	8%	1,6	15%	-0,4	18%	0,1	10%	0,3	9%	0,4	9%	0,0	7%	0,5	10%	-3,4	30%	1,2	9%	-1,0	17%	2,5	9%	0,7	11%	0,2	5%	0,0	5%	-2,3	6%
Rucatayo		1,3	10%	2,0	18%	-0,6	23%	0,2	12%	0,4	11%	0,6	11%	0,0	9%	0,0	0%	-4,3	38%	1,6	11%	-1,3	21%	3,1	11%	0,9	14%	0,2	7%	0,0	6%	-2,9	7%
CER Puerto Montt		6,6	48%	0,0	0%	-2,1	83%	0,6	47%	1,4	44%	2,2	44%	0,1	36%	2,2	48%	12,0	105%	6,9	50%	-2,0	33%	15,4	54%	3,0	45%	2,4	65%	0,4	65%	-23,7	62%
Total		13,7	100%	11,1	100%	-2,5	100%	1,3	100%	3,2	100%	4,9	100%	0,4	100%	4,7	100%	11,4	100%	14,0	100%	-6,1	100%	28,3	100%	6,5	100%	3,7	100%	0,6	100%	-38,5	100%

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																	
Gen	Falla	Canutillar U1		CER Puerto Montt		Valdivia		Río Toltén - Lastarria 220 kV C1		C de Huichahue - N. Pichirropulli 220 kV C1		Ciruelos - Valdivia 220 kV C1		Valdivia - Laurel 220 kV C1		Laurel - N. Pichirropulli 220 kV C1		N. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2 (Rucatayo)		Frutillar Norte - N. Pto. Montt 220 kV C1 (Aurora)		N. Pto. Montt - Pto. Montt 220 kV C1		N. Pichirropulli - N. Pto. Montt 220 C1		Antillanca 220/110 kV 180 MVA		Melipulli 220/110 kV 60 MVA T11		Pargua 220/115 kV 60 MVA		Chiloé 220/110 kV 90 MVA	
		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	%
Requerimiento Interno		13,7		11,1		-2,5		1,3		3,2		4,9		0,4		4,7		11,4		14,0		-6,1		28,3		6,5		3,7		0,6		-38,5	
Aporte Externo		-1,1		3,7		1,4		11,0		1,6		2,5		0,3		2,9		5,7		-2,7		-2,7		6,9		-1,5		0,4		0,1		3,2	
Total		12,6		14,8		-1,1		12,3		4,8		7,4		0,7		7,5		17,1		11,3		-8,8		35,2		5,0		4,1		0,7		-35,4	

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.

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

Para las barras Pargua 220kV, Nueva Ancud 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.

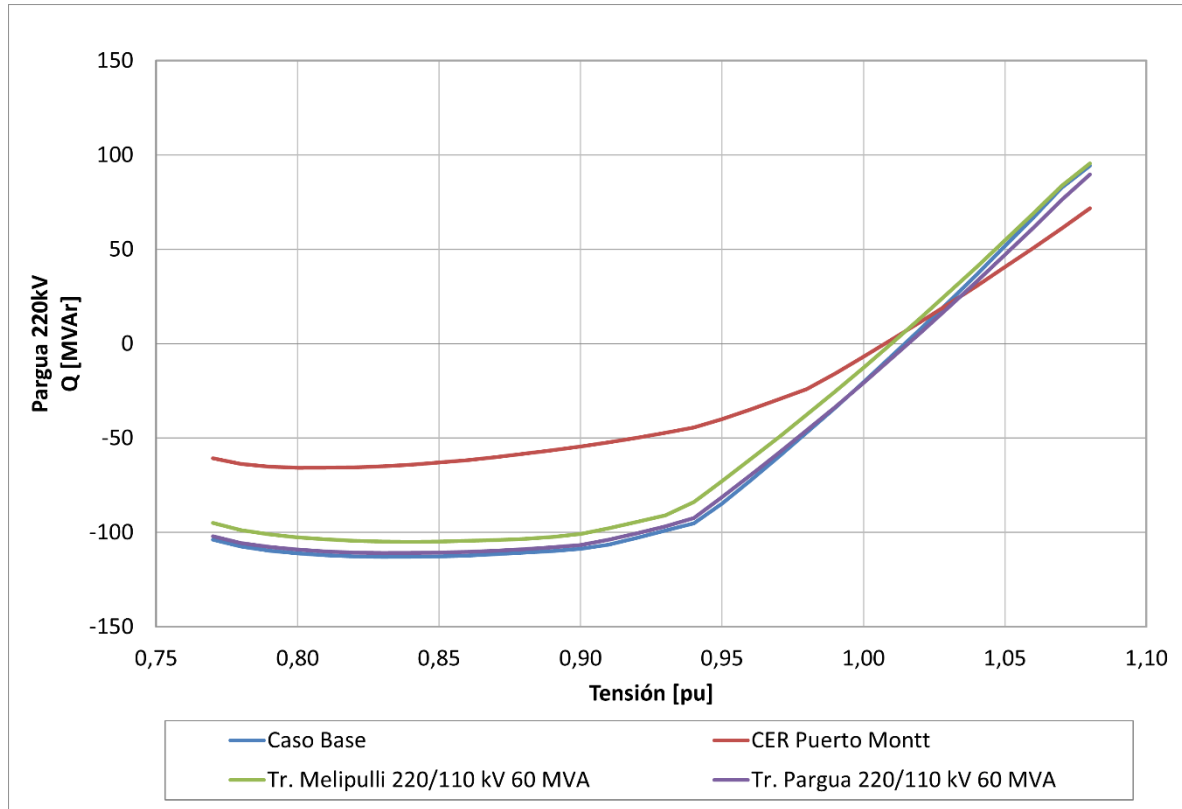


Figura 4.108. Curvas Q-V en S/E Pargua 220kV, escenario E4.

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]
Caso Base	1,015	0.99 - 1.10	< 0.77
CER Puerto Montt	1,008	0.97 - 1.12	< 0.77
Tr. Melipulli 220/110 kV 60 MVA	1,010	0.97 - 1.12	< 0.77
Tr. Pargua 220/110 kV 60 MVA	1,016	0.97 - 1.12	< 0.77

Tabla 4.115. Descripción resultados Curva Q-V S/E Pargua 220kV área CT Sur, escenario E4.

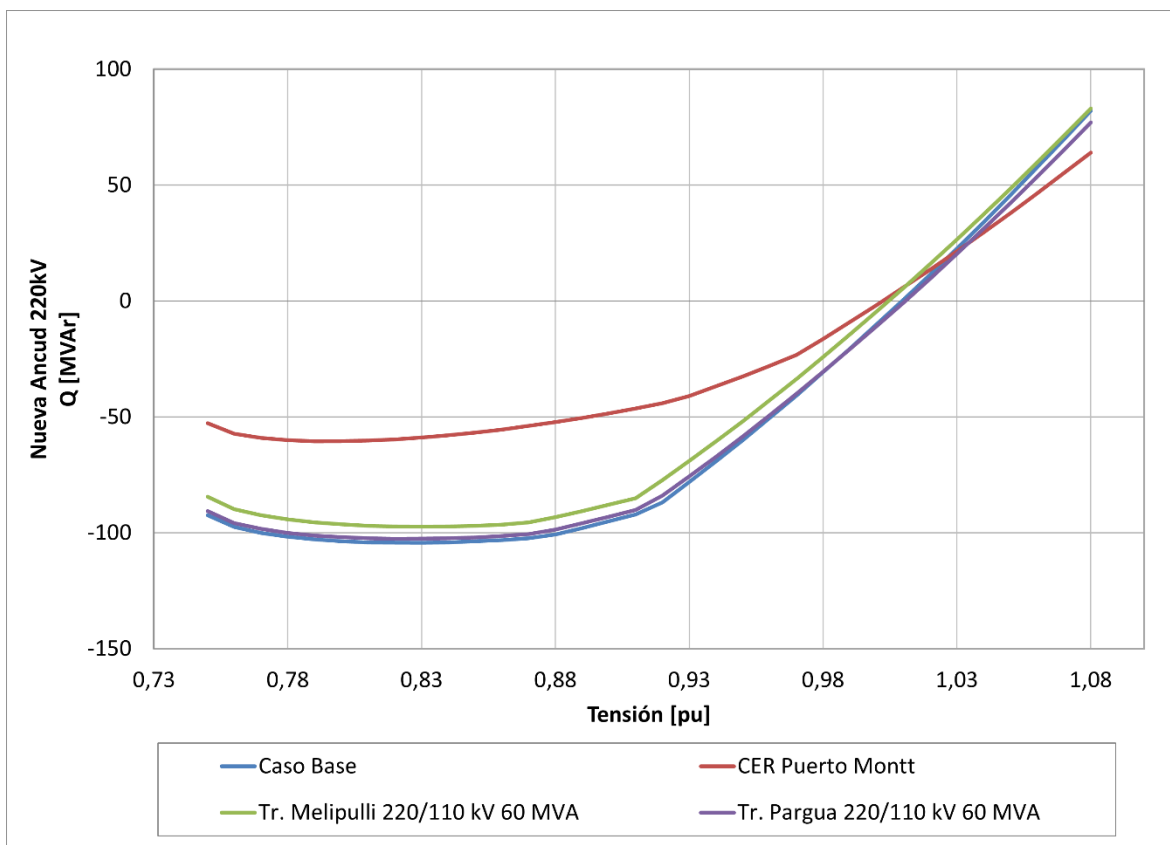


Figura 4.109. Curvas Q-V en S/E Nueva Ancud 220kV, escenario E4.

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]
Caso Base	1,009	0.99 - 1.10	< 0.75
CER Puerto Montt	1,002	0.97 - 1.12	< 0.75
Tr. Melipulli 220/110 kV 60 MVA	1,005	0.97 - 1.12	< 0.75
Tr. Pargua 220/110 kV 60 MVA	1,011	0.97 - 1.12	< 0.75

Tabla 4.116. Descripción resultados Curva Q-V S/E Nueva Ancud 220kV área CT Sur, escenario E4.

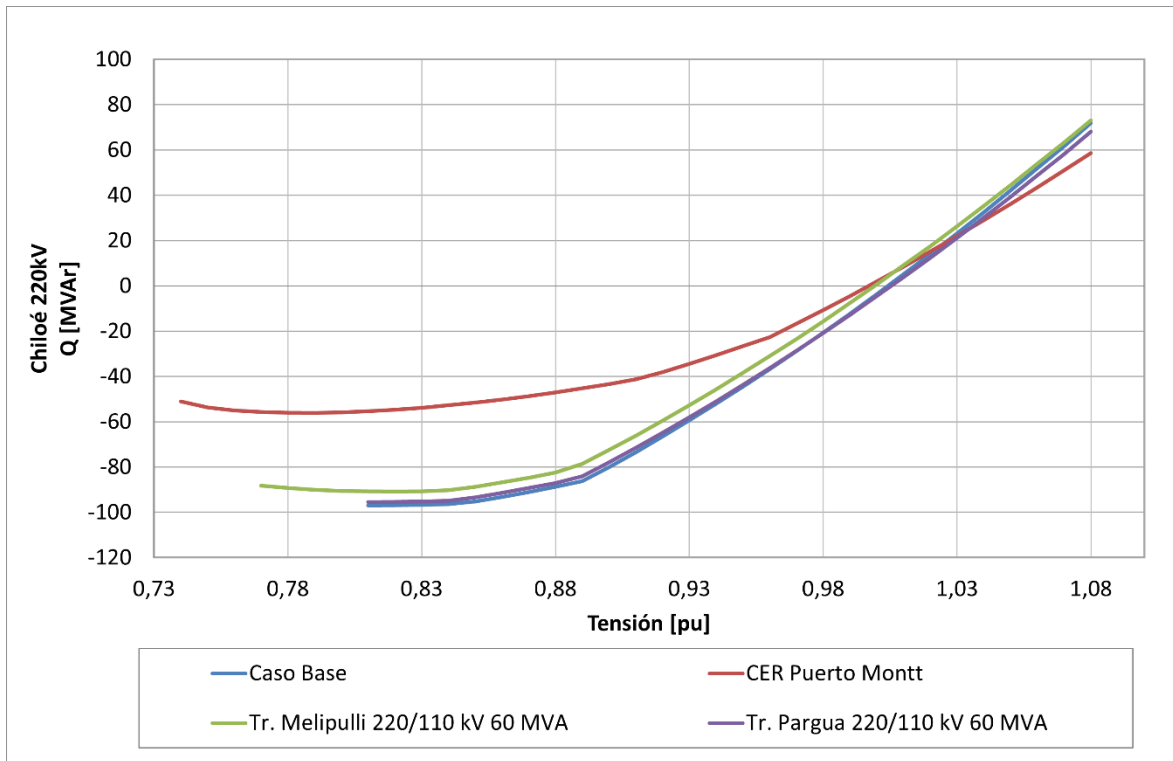


Figura 4.110. Curvas Q-V en S/E Chiloé 220kV, escenario E4.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]
Caso Base	1,004	0.99 - 1.10	< 0.81
CER Puerto Montt	0,997	0.97 - 1.12	< 0.74
Tr. Melipulli 220/110 kV 60 MVA	0,999	0.97 - 1.12	< 0.77
Tr. Pargua 220/110 kV 60 MVA	1,006	0.97 - 1.12	< 0.81

Tabla 4.117. Descripción resultados Curva Q-V S/E Chiloé 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 Pargua 220kV, S/E Nueva Ancud 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.

4.6.5 Análisis de resultados Escenario 5 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 Valdivia
- Central Lican
- 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 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 Parga 220kV, S/E Nueva Ancud 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.

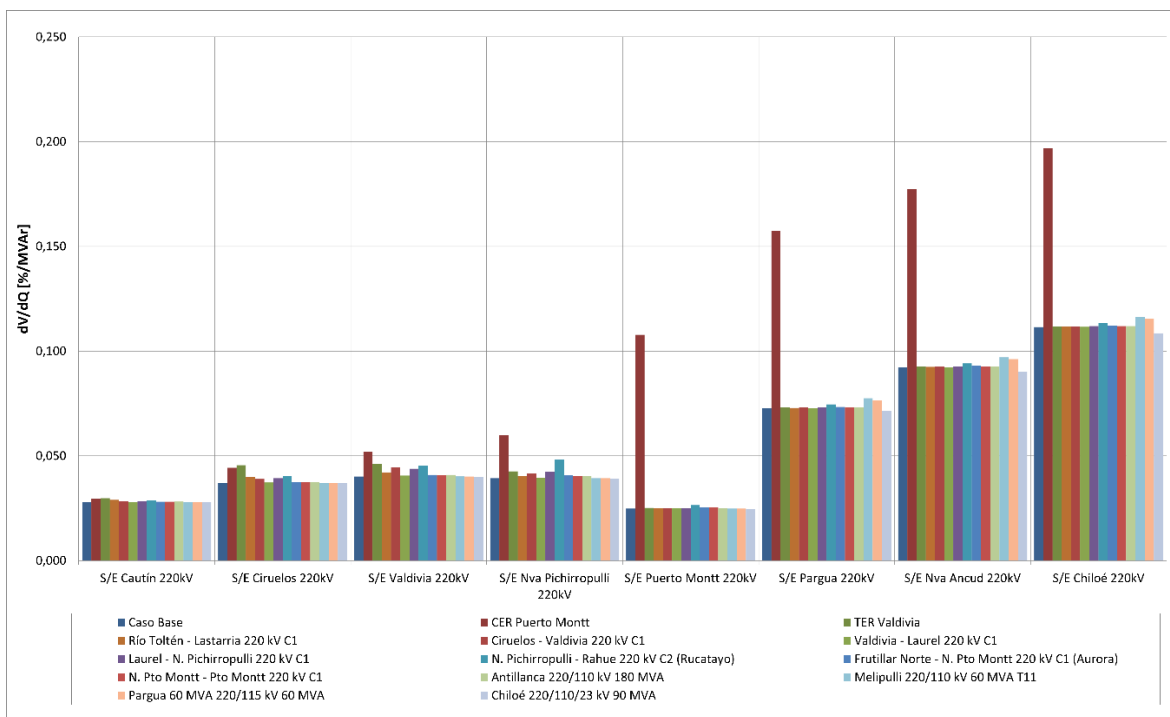


Figura 4.111. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV área de CT Sur E5.

Las tensiones pre y post contingencia en p.u. base 220kV para las distintas barras del ACT Sur, se presentan a continuación:

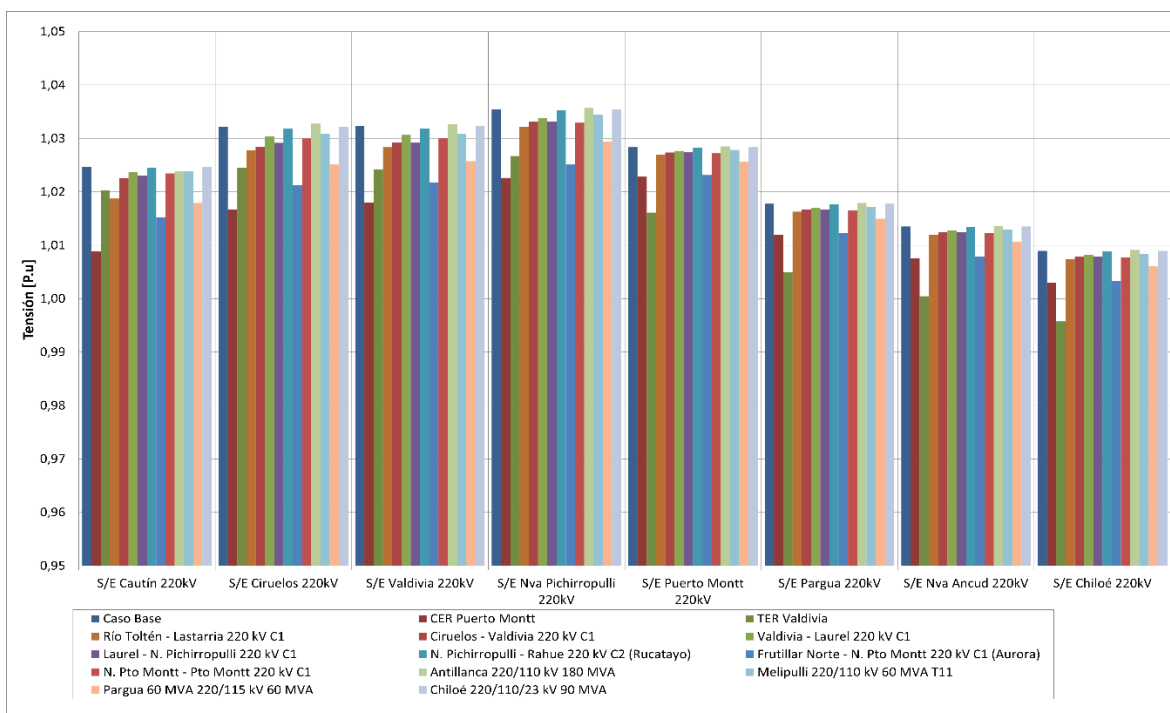


Figura 4.112. Tensión en barras de 220kV área de CT Sur E5.

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 4.118. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Sur, escenario E5 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																												
Falla	CER Puerto Montt		TER Valdivia		Río Toltén - Lastarria 220 kV C1		Ciruelos - Valdivia 220 kV C1		Valdivia - Laurel 220 kV C1		Laurel - N. Pichirripulli 220 kV C1		N. Pichirripulli - Rahue 220 kV C2 (Rucatayo)		Frutillar Norte - N. Pto Montt 220 kV C1 (Aurora)		N. Pto Montt - N. Pto. Montt 220 kV C1		N. Pichirripulli - N. Pto. Montt 220 C1		Antillanca 220/110 kV 180 MVA		Melipulli 220/110 kV_60MVA (T11)		TR2 60 MVA 220/115 Pargua T1		Chiloé 220/110/23kV_90 MVA	
	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	%
Valdivia	-2,2	22%	0,0	0%	0,8	26%	1,2	22%	0,1	22%	0,9	13%	0,9	10%	0,3	4%	-0,7	7%	0,1	1%	0,9	9%	0,0	4%	0,0	4%	-0,7	6%
Licán	-1,1	11%	-0,1	5%	0,1	3%	0,2	4%	0,0	4%	0,3	5%	0,5	6%	0,2	2%	-0,3	4%	0,0	0%	3,3	33%	0,0	2%	0,0	2%	-0,3	3%
Pilmaiquen U1	-0,3	3%	0,0	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,2	2%	0,0	0%	-0,1	1%	0,0	0%	0,1	1%	0,0	1%	0,0	1%	-0,1	1%
Pilmaiquen U2	-0,3	3%	0,0	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,2	2%	0,0	0%	-0,1	1%	0,0	0%	0,1	1%	0,0	1%	0,0	1%	-0,1	1%
Pilmaiquen U3	-0,3	3%	0,0	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,0	1%	0,1	1%	0,2	2%	0,0	0%	-0,1	1%	0,0	0%	0,1	1%	0,0	1%	0,0	1%	-0,1	1%
Pilmaiquen U4	-0,7	7%	-0,1	3%	0,1	2%	0,1	3%	0,0	3%	0,2	3%	0,4	5%	0,0	0%	-0,3	3%	0,0	-1%	0,2	2%	0,0	1%	0,0	1%	-0,2	1%
Pullinque U1	-0,4	4%	-0,1	6%	0,3	9%	0,2	3%	0,0	3%	0,2	3%	0,2	2%	0,1	1%	-0,1	2%	0,0	0%	0,2	2%	0,0	1%	0,0	1%	-0,1	1%
Pullinque U2	-0,5	5%	-0,1	6%	0,3	11%	0,2	4%	0,0	4%	0,2	3%	0,2	2%	0,1	1%	-0,2	2%	0,0	0%	0,2	2%	0,0	1%	0,0	1%	-0,2	1%
Rucatayo	-4,2	42%	-0,4	19%	0,3	12%	0,8	15%	0,1	15%	1,2	17%	0,0	0%	0,7	7%	-1,3	14%	0,0	1%	1,2	12%	0,1	8%	0,0	7%	-1,1	10%
CER Puerto Montt	0,0	0%	-1,1	57%	1,1	35%	2,5	46%	0,2	46%	3,7	53%	6,1	70%	8,2	86%	-5,9	65%	6,5	99%	3,7	37%	0,9	82%	0,3	82%	-8,5	76%
Total	-10,2	100%	-1,9	100%	3,0	100%	5,5	100%	0,5	100%	6,9	100%	8,7	100%	9,5	100%	-9,1	100%	6,5	100%	10,0	100%	1,1	100%	0,4	100%	-11,2	100%

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																												
Falla	CER Puerto Montt		TER Valdivia		Río Toltén - Lastarria 220 kV C1		Ciruelos - Valdivia 220 kV C1		Valdivia - Laurel 220 kV C1		Laurel - N. Pichirripulli 220 kV C1		N. Pichirripulli - Rahue 220 kV C2 (Rucatayo)		Frutillar Norte - N. Pto Montt 220 kV C1 (Aurora)		N. Pto Montt - N. Pto. Montt 220 kV C1		N. Pichirripulli - N. Pto. Montt 220 C1		Antillanca 220/110 kV 180 MVA		Melipulli 220/110 kV_60MVA (T11)		TR2 60 MVA 220/115 Pargua T1		Chiloé 220/110/23kV_90 MVA	
	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	%
Requerimiento Interno	-10,2		-1,9		3,0		5,5		0,5		6,9		8,7		9,5		-9,1		6,5		10,0		1,1		0,4		-11,2	
Aporte Externo	-5,2		-2,9		6,4		2,8		0,3		2,0		-2,2		0,7		-1,7		-0,6		-2,0		0,1		0,0		2,2	
Total	-15,4		-4,8		9,4		8,2		0,8		8,9		6,6		10,2		-10,8		5,9		8,0		1,2		0,5		-9,0	

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia más crítica corresponde a la desconexión del Transformador Chiloé 220/110 kV 90 MVA, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de ~ -11 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt en un 76%, Central Rucatayo en 10%, Central Valdivia en 6%, mientras que el aporte externo proveniente desde el ACT Centro Sur es de ~ -2 MVar.

4.6.6 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 4.119. Resumen verificación comportamiento dinámico área CT Sur, escenario E1.

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
	Línea	Máx. Transf. Post-Cont. [MW]	$\xi (\geq 5\%)$	Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	V _{mín.} ≥ 0.7	V > 0.8 en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	f ≥ 48.3 Hz
Desconexión Central Canutillar U1	Línea 2x220 kV Cautín - Metrenco C1	160	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.120. 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. $\leq 120^\circ$	V _{mín.} ≥ 0.7	V > 0.8 en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	f ≥ 48.3 Hz
Desconexión Transformador Chiloé 220/66 kV 90 MVA	Línea 2x220 kV Puerto Montt - Melipulli	71	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De las tablas anteriores se puede concluir que para las contingencias más críticas del área de CT Sur bajo el escenario de operación E1 y escenario de operación E4, 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.

4.6.7 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la Tabla 4.121 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 4.121. 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
Escenario más exigente	E1	E4
Demanda de la zona (MW)	706	688
Generación de la zona (MW)	274	353
Contingencia más crítica de la zona	Canutillar U1	Tr. Chiloé 220/110 kV 90 MVA
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	31,2	-38,5
Distribución	CER P. Montt 56% Rucatayo 15% Canutillar U2 8% Pullinque U2 6%	CER P. Montt 62% Canutillar U1 8% Canutillar U2 8% Valdivia 8%

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 E1 y E4 respectivamente.

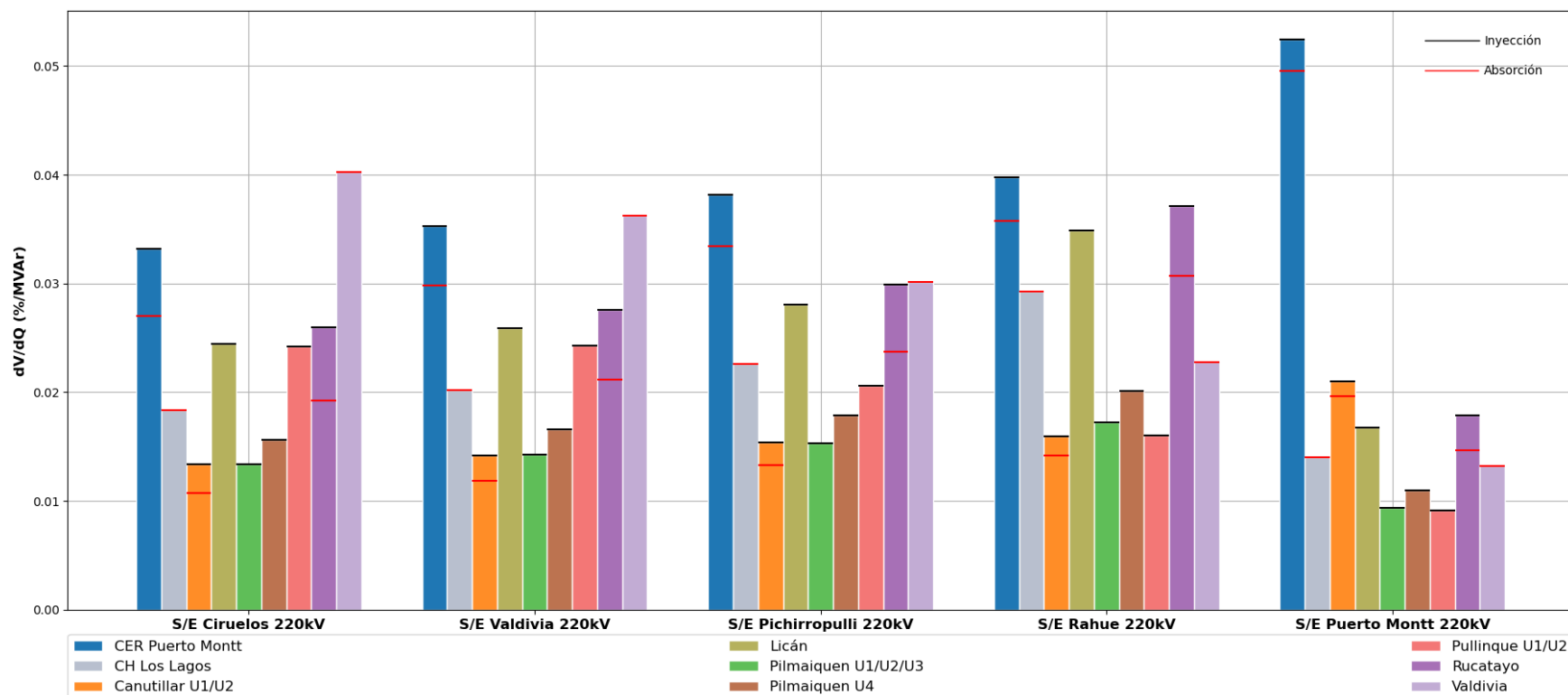


Figura 4.113. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal ACT Sur.

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. Sin embargo, la relevancia de estos recursos de control varía dependiendo de la cercanía de este a la barra a controlar y si el requerimiento es de inyección o absorción.

Para el mayor requerimiento de inyección, el CER de Puerto Montt es el más efectivo en toda el área, mientras que en segundo lugar resulta ser más efectivo controlar tensión con la central Rucatayo para las barras desde Cautín hasta Rahue y con la central Canutillar desde la barra de Puerto Montt hacia el sur. Cabe señalar que a medida que la barra a controlar se encuentra más cercana de la S/E Rahue, toman más importancia las centrales Rucatayo y Lican, mientras que, desde Puerto Montt hacia el sur, la efectividad del CER de Puerto Montt es muy superior al resto de los recursos. Es importante destacar además que la central Valdivia no se encuentra despachada en el escenario donde ocurre el mayor requerimiento de inyección de reactivos, por lo que no figura dentro de los recursos más efectivos.

Por su parte para el mayor requerimiento de absorción, la central Valdivia resulta ser más efectiva para controlar tensión desde las SS/EE Cautín a Valdivia, mientras que el CER de Puerto Montt es el recurso más efectivo desde las barras de N. Pichirropulli hacia el sur. En cuanto al segundo recurso más efectivo, desde las SS/EE Cautín a Valdivia resulta más efectivo controlar tensión con el CER de Puerto Montt, y desde N. Pichirropulli hacia el sur, la unidad más efectiva es la más cercana a la barra, es decir, para las S/E N. Pichirropulli, Rahue y Puerto Montt, sus segundos recursos más efectivos corresponden a las centrales Valdivia, Rucatayo y Canutillar respectivamente.

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 316 MVAR para inyectar y 107 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 Cerro Dominador, 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 y Collahuasi, los recursos de tensión más eficaces son las centrales Cerro Dominador, Cochrane y Norgener, mientras que entre las barras de 220 kV de las SS/EE Kimal, Calama y Los Changos, los recursos de tensión más eficaces son las centrales Angamos, Norgener 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. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 25 MVAR para inyectar y 71 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-Planta Óxidos.

De los escenarios examinados para el ACT Norte Grande, tanto para la subárea Norte como para la subárea Sur, 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.

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. En los escenarios E4 y E5, se contemplaron medidas operacionales consistentes en aperturas de líneas y/o transformadores:

- ATR 2 KIMAL 500/220kV 750MVA
- Línea 500 kV Kimal - Los Changos C2
- Línea 500 kV Cumbre-Nueva Cardone C1
- Línea 500 kV N. Maiten.-N. P. de Azúcar C1

Estas medidas se contemplaron para solventar eventuales sobretensiones en la zona, originadas por un sistema de transmisión con baja carga.

Subárea Norte

Para condiciones de operación normal y post contingencia (desconexión del transformador 500/220 kV Cumbre), la barra más débil corresponde a la barra de 220 kV de la S/E Paposo. Para el control de tensión en dicha, 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 73 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 33 MVAR.

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, Pan de Azúcar y Nueva Pna 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 Don Héctor y S/E Las Palmas ante la falla de un circuito de las líneas Maitencillo - Don Héctor 220kV 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 los SVC Plus de Nueva Pan de Azúcar.

El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 340 MVar para inyectar y 138 MVar para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea 500 kV N. P. de Azúcar – Polpaico y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión intempestiva de la central IEM.

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.

5.3 Área Centro Norte

Para el análisis de esta área se simulaban 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.

Subárea de 500 y 220 kV

La barra más débil en operación normal y post contingencia para el sistema de 500 kV corresponde a la S/E Polpaico ante la desconexión de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Si bien las unidades de Rapel aportan al control de tensión en la zona, estas no son las más eficaces, siendo el CER de Polpaico el elemento con mayor aporte a la contingencia. 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 220 kV la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la de la S/E Lo Aguirre 220 kV y la contingencia que implica un mayor aumento de sensibilidad corresponde a la falla del transformador de Lo Aguirre 500/220 kV. El elemento más eficaz para el control de tensión de esta barra corresponde al CER de Polpaico y al STATCOM de Cerro Navia.

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 Polpaico 500 kV, ver Tabla 4.47.

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 239 MVar. En esta condición se requiere de un aporte externo de aproximadamente 195 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 48 MVar, correspondientes a la desconexión de la carga más grande de la zona que corresponde a I. Los Piuquenes 220 kV.

En relación con el escenario de operación con demanda mínima del 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.

Los recursos más eficaces para controlar las tensiones en las principales barras del ACT Centro corresponden al STATCOM de Cerro Navia, al CER de Polpaico, a las unidades del Complejo San Isidro y a las unidades de la central Rapel.

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 Alto Jahuel 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 inyección total de 31 MVar, siendo las unidades de Alfalfal y Las Lajas 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 90 MVar, correspondientes a la desconexión del transformador de S/E Alto Jahuel 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 que corresponde a la carga del Tap Santa Marta 110 kV, 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.

Los recursos más eficaces para controlar las tensiones en las principales barras de la sub-ACT RM corresponden a las centrales de Alfalfal, Las Lajas y central Carena.

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, ante la desconexión de la línea Quillota – Polpaico 110 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 9 MVar, aportados principalmente por la central 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. El requerimiento para esta condición alcanza a 14 MVar, los cuales son aportados principalmente por la central Nueva Ventanas.

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.

Los recursos más eficaces para controlar las tensiones en las principales barras del sub-ACT V región corresponden a las centrales Nueva Ventanas, Hornitos y la central Blanco.

5.4 Área Centro-Sur

El Área de CT Centro Sur está comprendida entre las subestaciones Alto Jahuel por el norte y la subestación Cautín por el sur, en ella se distinguen tres subáreas de CT, la subárea de 500/220 kV, que contiene todo el sistema 500kV y 220kV entre las SS/EE Alto jahuel y cautín, la subárea de 154 kV que corresponde a todo el subsistema de 154kV y 66 kV entre las SS/EE Alto Jahuel e Itahue, y la subárea de Concepción, que abarca todo el sistema de la región del Biobío.

Dentro del horizonte de estudio se analizaron distintos escenarios de máxima y mínima demanda bajo las condiciones más desfavorables en términos de requerimientos de potencia reactiva para el ACT. 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.

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 4600 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. Mientras que los recursos externos a la subárea corresponden al soporte proveniente desde las subestaciones Alto Jahuel 220 kV, Itahue 220 kV y Maule 220 kV.

En la subárea Concepción, los principales recursos de control de tensión corresponden a la central PetroPower, la unidad 2 de la central Bocamina, y a la central MAPA, mientras que el resto del soporte proviene de recursos externos, por lo tanto, los requerimientos de esta subárea son totalmente dependientes del estado de operación de estas unidades.

Subárea de 500 y 220 kV

Los escenarios de alta demanda analizados en esta subárea corresponden al escenario E2 y E4, los que se estudian debido a que poseen un bajo nivel de generación interna y por consiguiente bajo nivel de transferencias.

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, donde la contingencia que genera una mayor sensibilidad en la tensión está relacionada con la pérdida de uno de los circuitos de la línea Entre Ríos – Ancoa 500kV. En el sistema de 220 kV la barra más sensible pre y post contingencia es la barra de 220 kV de la S/E Río

Malleco, en la cual, la contingencia que implica un mayor aumento en la sensibilidad de la tensión corresponde a la pérdida de uno de los circuitos de la línea Río Malleco – Mulchén 220kV. En efecto, esta contingencia debilita el enlace que existe entre la S/E Río Malleco con la zona fuerte de la subárea 500/220 kV, conformada por el polo de generación en la zona de Charrúa y las unidades que se conectan en la barra de S/E Angostura 220 kV.

La contingencia que implica mayor requerimiento interno inyección de potencia reactiva corresponde a la desconexión de uno de los circuitos de la línea Entre Ríos – Ancoa 500kV, generando un requiriendo de aproximadamente 63 MVar, lo que ocurre en el escenario de operación E4.

En el escenario de demanda mínima analizado, la contingencia que se traduce en el mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva corresponde a la desconexión de los consumos de S/E Minero 110 kV, requiriendo un monto de absorción por parte de los recursos internos de aproximadamente 52 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, Machicura, Loma Alta y Los Hierros. Mientras que, para las SS/EE Entre Ríos y Charrúa 500 kV, se destaca la efectividad en el CT de las centrales Santa María, Abanico, Ralco y Antuco.

Por otra parte, en el sistema de 220 kV desde la S/E Ancoa 220 kV hacia el norte, se destaca la efectividad de las centrales Chacayes, Colbún, Machicura y Loma Alta. En tanto que, para las SS/EE desde Entre Ríos 220 kV hacia el sur de la subárea de CT, la mayor efectividad la presentan las centrales Santa María, abanico, Angostura, Pangué y Rucúe.

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

Para la subárea 154 kV las barras más sensibles en operación normal y en estado de alerta producto de variaciones en la potencia reactiva corresponden a las barras de 154 kV de la S/E Rancagua y S/E Parral. Para estas barras, la contingencia que genera la mayor sensibilidad en la tensión en estado de alerta son la pérdida del transformador Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA para la barra de S/E Rancagua y la pérdida del transformador Tinguiririca 220/154/69KV 300MVA para la barra de S/E Parral.

La contingencia que implica un mayor requerimiento interno de inyección de potencia reactiva es la pérdida del transformador Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA, requiriendo un monto de inyección de aproximadamente 45 MVar. Mientras que, la contingencia que se traduce en el mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva corresponde a la falla y posterior desconexión de la línea Itahue – Tinguiririca 154kV C1, requiriendo un monto de absorción por parte

de los recursos internos de aproximadamente 9 MVar. Ambos requerimientos de inyección y absorción de potencia reactiva se producen en el escenario de operación E2.

En base a los escenarios de alta demanda analizados para esta subárea, se observa que ante la pérdida de los transformadores de Alto Jahuel TR6 225/161/69KV 300MVA y Tinguiririca 220/154/69KV 300MVA se requiere un gran aporte de recursos externos, superando a los internos. Lo anterior se produce debido a que en el primer caso se pierde el aporte proveniente desde la subárea 500/220 kV a través de la S/E Alto jahuel y en el segundo caso se pierde todo el aporte interno de las centrales sector la Higuera.

En esta subárea, 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 recursos internos de CT de la subárea es Tinguiririca 154 kV, en cambio la que posee un menor control es la S/E Alto Jahuel 154 kV. Por otro lado, dentro del grupo de recursos internos de CT los que entregan una mayor efectividad en las distintas barras del sistema 154 kV son las Centrales Convento Viejo, San Ignacio, La Higuera, Confluencia, Curillinque y Lircay.

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 de análisis corresponden a la Central PetroPower, la unidad 2 de la central Bocamina y el proyecto de generación MAPA, mientras que el resto del soporte reactivo proviene desde S/E Charrúa.

En relación con la contingencia que implica una mayor exigencia en cuanto a los requerimientos internos de inyección de potencia reactiva, esta corresponde a la falla y posterior desconexión de la línea Bocamina – Coronel 154kV, requiriendo un monto de inyección de aproximadamente 8 MVar. Mientras que, la contingencia que se traduce en el mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva corresponde a la pérdida del transformador Lagunillas TR1 230/161/69KV 390MVA, requiriendo un monto de absorción por parte de los recursos internos de aproximadamente 1 MVar. Ambos requerimientos de inyección y absorción de potencia reactiva se producen en el escenario de operación E3.

Para la subárea Concepción las barras más sensibles en operación normal y en estado de alerta producto de variaciones en la potencia reactiva corresponden a la barra de 220 kV de la S/E Concepción y a la barra de 154 kV de S/E Coronel, donde la contingencia que genera esta sensibilidad en la tensión corresponde a aquella que causa la pérdida de los recursos externos provenientes de la subárea 500/220 kV. Para la barra Concepción 220 kV la contingencia que genera la falta de recursos externos es la falla de la línea Charrúa – Concepción 220kV, mientras que la contingencia que genera esta falta de recursos externos corresponde a la pérdida del transformador TR1 230/161/69kV 390MVA de la S/E Lagunillas.

Como se mencionó anteriormente, en la subárea de Concepción los principales recursos internos de control de tensión para el horizonte temporal estudiado son la Central PetroPower, la unidad 2 de

la Central Bocamina y el proyecto de generación MAPA, sin embargo, cuando estos recursos no se encuentran disponibles, el mayor soporte de CT proviene de recursos externos, alcanzando montos de potencia reactiva de aproximadamente 76 MVar para el caso de inyección y de aproximadamente 36 MVar para el caso de absorción, donde las contingencia que generan estos requerimientos corresponden a la pérdida de la línea Bocamina - Coronel 154kV y a la desconexión de los consumos de las SS/EE Petrodow 154 kV, Eka Chile 154 kV y Oxy 154 kV, respectivamente.

De los escenarios de operación examinados para la subárea 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 escenarios de operación de demanda máxima, las barras más débiles corresponden a las de la S/E Pargua 220 kV, S/E Nueva Ancud 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, seguida por la desconexión del transformador Melipulli 220/110 kV y en tercer lugar la desconexión del transformador Pargua 220/110 kV.

El máximo requerimiento dinámico de reactivos para inyección ocurre bajo el escenario de demanda máxima E1, donde la falla que causa el mayor requerimiento corresponde a la desconexión de la unidad U1 de la central Canutillar y el orden de magnitud de los recursos internos de reactivos requeridos por el área de CT Sur corresponde aproximadamente a 31 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 -1 MVar.

Por su parte, el máximo requerimiento dinámico de reactivos para absorción ocurre bajo el escenario de demanda máxima E4, donde la falla que causa el mayor requerimiento corresponde a la desconexión del transformador Chiloé 220/110 kV y el orden de magnitud de los recursos internos de reactivos requeridos por el área de CT Sur corresponde aproximadamente a -39 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 3 MVar.

En cuanto a las prioridades de uso, para el mayor requerimiento de inyección, el CER de Puerto Montt es el más efectivo en toda el área, mientras que en segundo lugar resulta ser más efectivo controlar tensión con la central Rucatayo para las barras desde Cautín hasta Rahue y con la central Canutillar desde la barra de Puerto Montt hacia el sur. Por su parte, para el mayor requerimiento de absorción, la central Valdivia resulta ser más efectiva para controlar tensión desde las SS/EE Cautín a Valdivia, mientras que el CER de Puerto Montt es el recurso más efectivo desde las barras de N. Pichirropulli hacia el sur.

De los escenarios de operación examinados para la subárea sur, 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.

5.6 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 las 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.

