
ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

Informe Final

GERENCIA DE OPERACIÓN

Junio 2023

Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva

Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
2	30-06-2023	Informe Final	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F. Gonzalo Sanchez M.	Víctor Velar G.
1	01-06-23	Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F. Gonzalo Sanchez M.	Víctor Velar G.

Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO	4
1.1	Área de Control de Tensión Norte Grande	6
1.2	Área de Control de Tensión Norte Chico	8
1.3	Área de Control de Tensión Centro Norte	9
1.4	Área de Control de Tensión Centro - Sur	11
1.5	Área de Control de Tensión Sur	13
1.6	Comentarios Generales	14
1.7	Resumen Requerimientos de Potencia Reactiva	15
2	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	16
3	ANTECEDENTES.....	17
3.1	Antecedentes Normativos	17
3.2	Bases Técnicas	19
3.3	Antecedentes para el Desarrollo del Estudio	22
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.....	70
4.4	Área de CT 3: Centro Norte.....	123
4.5	Área de CT 4: Centro-Sur	173
4.6	Área de CT 5: Sur.....	241
5	CONCLUSIONES.....	266
5.1	Área Norte Grande.....	266
5.2	Área Norte Chico.....	268
5.3	Área Centro Norte.....	269
5.4	Área Centro-Sur	271
5.5	Área Sur	274
5.6	Consideraciones Generales.....	275
6	ANEXOS.....	277

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. Al interior de esta, 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 ubicadas al norte de las SSEE O'Higgins y Laberinto 220 kV.
- Área Norte Chico: comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos 500 kV, por el norte, hasta las SS/EE Polpaico 500 kV, Nueva Los Pelambres 220 kV y Los Vilos 220 kV, por el sur. Se distinguen dos subáreas de CT: la subárea Norte, correspondiente al subsistema de 220 kV y 110 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre, y la subárea Centro-Sur, correspondiente a los sistemas de 500 kV, 220 kV y 110 kV del resto del ACT.
- Área Centro Norte: comprende las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500 kV y 220 kV. Se distinguen tres subáreas de CT, una subárea Centro 500/220 kV, otra subárea Región Metropolitana 110 kV, y una subárea correspondiente a Quinta Región 220 kV y 110 kV.
- Área Centro-Sur: comprende las instalaciones entre las subestaciones Alto Jahuel 500 kV, 220 kV, y 154 kV y Río Malleco 220 kV. Se distinguen tres subáreas de CT, la subárea de 500/220 kV que comprende el corredor de 500 y 220 kV entre la S/E Alto Jahuel y la S/E Río Malleco, la subárea 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, la que se extiende desde la S/E Concepción hasta la S/E Coronel.
- Área Sur: comprende las instalaciones desde la S/E Cautín 220 kV hacia el sur.

El estudio considera escenarios de operación representativos de los subperiodos estacionales indicados en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Escenarios de Operación Base

	Ene 24 (E1)	Mar 24 (E2)	Jun 24 (E3)	Dic 24 (E4)	Mar 24 (E5)	Abr 24 (E6)
Demanda Alta/Baja	DA	DA	DA	DA	DA	DB
% Gen ERV	65	72	46	63	18	37
% Gen Convencional	35	28	54	37	82	63
Demanda SEN (MW)	10759	12114	11314	11379	11994	7378

Para el suministro de las demandas en cada período se utilizaron despachos de generación acordes con la programación de generación esperada, tomando como referencia los despachos correspondientes a una condición hidrológica media y seca, considerando los mantenimientos de centrales programados para el período simulado y la variabilidad del recurso eólico y fotovoltaico. Para cada escenario se buscó la condición más desfavorable desde el punto de vista del control de tensión y requerimientos de potencia reactiva, dado los diversos escenarios y perfiles de demanda de cada ACT. Estos despachos fueron preparados por el Departamento de Programación de la Gerencia de Operación.

Cabe señalar que estos escenarios consideran las restricciones de inercia mínima de la zona Norte Grande determinadas en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión vigente, que se indican en la tabla siguiente. Estas restricciones representan la necesidad de contar con generación sincrónica en dicha zona para tener un adecuado control dinámico de tensión ante las contingencias simples más críticas y en escenarios con altas transferencias entre dicha zona y el resto del sistema.

Tabla 1.2. Restricciones de inercia mínima zona Norte Grande [GVAs].

Escenario	N° unidades central Guacolda en servicio	
	2	0
Día	7	9
Noche	6.8	8.2

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 centrales generadoras y compensadores estáticos de reactivos en el control de tensión de las zonas, para operación normal y ante contingencia.
- Estimación de la reserva de potencia reactiva necesaria para afrontar las distintas contingencias analizadas.
- Determinación de las tensiones de colapso en la barra más débil y para la contingencia con mayor requerimiento de potencia reactiva.
- Verificación de las exigencias de recuperación dinámica de la tensión, establecidas en la NT.

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

1.1 Área de Control de Tensión Norte Grande

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

Subárea Norte-Centro

Para la subárea Norte 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 la línea Roncacho-Parinacota 220 kV. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 165 MVar para inyectar y 114 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.

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron medidas operacionales consistentes en aperturas de las siguientes líneas de transmisión:

Apertura de líneas	Escenarios
Nva Pozo Almonte - Condores 220 kV	2
Parinacota-Roncacho 220 kV	5,6
Roncacho-Nva Pozo Almonte 220 kV	5,6

Los recursos más eficaces para el control de tensión corresponden a las centrales sincrónicas de las centrales Chapiquiña, Norgener, Cerro Dominador y Cochrane. Respecto de las centrales ERV, las más eficaces corresponden a las centrales Willka, La Huayca II, Pozo Almonte Solar II/III y Granja

solar. Todas las centrales anteriores tienen mayor influencia sobre barras más cercanas a ellos, pero comparten la labor de control de tensión de las barras ubicadas de la SE Changos hacia el norte.

Se realizaron análisis de curvas Q-V para verificar los márgenes de reactivo de la barra más débil de la Subárea Norte-Centro en diversos escenarios, tanto en operación normal como en situaciones de contingencia. En todos los casos, se determinó que los valores de tensión se mantienen dentro de los rangos aceptables. Sin embargo, es importante tener en cuenta que después de una contingencia, la tensión tiende a disminuir en la mayoría de los casos. Por lo tanto, pequeñas variaciones en los requisitos de reactivos podrían hacer que la tensión en la barra exceda los límites aceptables.

Subárea Sur

Para la subárea Sur la barra más débil pre y post contingencia corresponde a Andes 220 kV, ubicada más hacia la cordillera en la parte sur del ACT. La falla con mayor sensibilidad dV/dQ se produce por la desconexión del SVC Domeyko. El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 33 MVAR para inyectar y 28 MVAR para absorber, donde la falla más crítica para la inyección de reactivos fue la desconexión de un circuito de la línea N.Zaldívar-Laberinto 220 kV y la falla más crítica para la absorción de reactivos fue la desconexión de la línea 220 kV Domeyko-Planta Óxidos (desconexión de aproximadamente 32 MW de carga de la Planta Domeyko). El único recurso que permite el control dinámico de tensión dentro de esta subárea corresponde al SVC Domeyko. Respecto de las centrales ERV, la más eficaz corresponde a la central Cerro Tigre.

Para la barra más débil de la Subárea Sur 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 el ACT Norte Grande, los requerimientos de potencia reactiva para red N se muestran en el anexo 6, mientras que, para cada escenario en estudio, se pueden consultar las tablas resumen de determinación de reserva de potencia reactiva respectivas.

De los escenarios examinados para el ACT Norte Grande, tanto para la subárea Norte-Centro como para la subárea Sur, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta.

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.

1.2 Área de Control de Tensión Norte Chico

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

Dentro del horizonte de estudio se analizaron escenarios con diversas condiciones de demanda del SEN, generación ERV y niveles de transferencias por el sistema de 500 kV del ACT.

Subárea Norte

Para la subárea Norte la barra más débil pre-contingencia corresponde a la de S/E Paposo 220 kV, mientras que las barras más débiles post contingencia corresponden a las de las SS/EE Francisco y Cachiuyul 220 kV para fallas en las líneas que interconectan estas subestaciones con la S/E Diego de Almagro.

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de CT de la subárea se produce en el escenario de demanda alta de día, ante la falla de un circuito de la línea Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500 kV, la que requiere una reserva interna de 32.5 MVAR. El mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva se produce en el mismo escenario ante la desconexión de un reactor de 150 MVAR de S/E Parinas 500 kV, evento que requiere una reserva interna de 22.5 MVAR.

El único recurso que permite el control dinámico de tensión dentro de esta subárea corresponde al SVC Plus de Diego de Almagro. Con respecto a los parques ERV, los más eficaces para el control de tensión de las barras de las SS/EE Paposo, Francisco y Cachiuyul son claramente los PFV Conejo Solar y Pampa Solar Norte. En las restantes subestaciones de la subárea, en cambio, las efectividades de los parques ERV son más parejas.

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 75, 80 y 84.

Subárea Centro-Sur

En el sistema de 500 kV de la subárea Centro-Sur, la barra más débil pre-contingencia corresponde a la de S/E Parinas, mientras que las barras más débiles post contingencia corresponden a la de S/E Nueva Pan de Azúcar ante la falla de un circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el escenario de demanda alta de día y a la de S/E Parinas ante la falla de un circuito Cumbre – Nueva Cardones 500 kV en los escenarios de demanda alta de noche y de demanda baja.

En el sistema de 220 kV, cuando este opera enmallado la barra más débil pre-contingencia corresponde a la de la S/E Parinas y las barras más débiles post contingencia corresponden a la de S/E Don Goyo ante la falla de un circuito Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV en el escenario de demanda alta de noche y a la de S/E Parinas ante la falla de un circuito Cumbre – Nueva Cardones

500 kV en el escenario de demanda baja. Al operar el sistema de 220 kV abierto en la S/E Don Héctor, medida operacional que se aplica normalmente en horas de alta generación solar, la barra más débil pasa a ser la de S/E Don Héctor que queda conectada hacia la S/E Maitencillo, tanto en operación normal como post contingencia para la falla de un circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de CT de la subárea se produce en el escenario de demanda alta de día ante la falla de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, la que requiere una reserva interna de 206.5 MVAR, que es aportada en su mayor parte por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar, los CER de S/E Pan de Azúcar y el CER de S/E Cardones. El mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva se produce en el escenario de demanda baja ante la desconexión del reactor de 175 MVAR de S/E Nueva Cardones 500 kV, evento que requiere una reserva interna de 109.7 MVAR, que es aportada en su mayor parte por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar y el CER de S/E Cardones.

Los recursos más eficaces para el control dinámico de tensión de las barras de 500 kV de esta subárea corresponden al CER de Cardones y los SVC de Nueva Pan de Azúcar. Para el control dinámico de tensión de las barras de 220 kV los recursos más eficaces corresponden al CER de Cardones, el CER de Maitencillo, la central Guacolda, los CER de Pan de Azúcar y la central Los Molles. Sin embargo, se debe tener presente que esta última tiene una capacidad muy limitada.

Con respecto a la efectividad de los parques ERV para el control de tensión, tanto en el sistema de 500 kV como en el de 220 kV, los parques más eficaces varían según la barra que se esté analizando, debido a que existe una gran cantidad de parques distribuidos a lo largo de todo el sistema de 220 kV de la subárea.

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 94, 101 y 107.

De los escenarios examinados para el ACT Norte Chico, tanto para la subárea Norte como para la subárea Centro-Sur, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta. Para las barras más débiles de cada subárea 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.

1.3 Área de Control de Tensión Centro Norte

Esta área de control de tensión está conformada por los sistemas de 500 kV, 220 kV 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 kV, 220 kV, 110 kV. Esta área

de control de tensión está compuesta de 3 subáreas, correspondientes al área Centro 500 kV y 220 kV, a la Región Metropolitana 220 kV y 110 kV, y a la Quinta región Costa 220 kV 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 para los distintos escenarios analizados corresponden a las barras de S/E Polpaico en 500 kV, y a las S/E Lo Aguirre y S/E Nogales en 220 kV, lo anterior se produce ante la pérdida de uno de los circuitos de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500kV, por la pérdida del STATCOM de Cerro Navia 220 kV y por la pérdida de uno de los circuitos Quillota – Nogales respectivamente.

El mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 180 MVAR para inyectar y 30 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 intempestiva del reactor de Polpaico 500 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. Se destaca también la participación de centrales ERV tales como PE la estrella en la barra de S/E Lo Aguirre 220 kV y PFV Carmen Solar en la Barra de Nogales 220 kV.

Subárea Región Metropolitana

Para la subárea Región Metropolitana la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la S/E El Salto 220 kV para los 3 escenarios analizados. La falla con mayor sensibilidad dV/dQ se produce por la desconexión de un circuito de la línea Tap Chicureo – El Salto 220 kV. Mientras que el mayor requerimiento de reactivos para afrontar las contingencias más severas en los distintos escenarios fue de 33 MVAR para inyectar y 6 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 intempestiva de una unidad de la central Alfalfal II. 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 centrales despachadas en la zona como son las centrales de Nueva Renca, Florida, Puntilla, 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 Cerro Calera, 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 18 MVAR para inyectar y 8 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 de la carga Enami 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 centrales térmicas despachadas en la zona, las cuales corresponden a las centrales Nueva Ventanas, Campiche y Aconcagua.

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.

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

En el sistema de 500 kV se identificó a la barra de la S/E Entre Ríos como la que presenta las mayores sensibilidades de la tensión con respecto a los cambios en la potencia reactiva (dV/dQ). La contingencia en la que se obtiene la mayor sensibilidad es la pérdida de uno de los circuitos de la línea Ancoa – Entre Ríos 2x500 kV.

En el sistema de 220 kV, la barra de la S/E Los Peumos es la que presenta la mayor sensibilidad dV/dQ pre y post contingencia. La contingencia que provoca el mayor aumento en la sensibilidad de la tensión corresponde a la pérdida de la línea Los Peumos – Temuco 220 kV.

Los mayores requerimientos internos de potencia reactiva son: requerimiento de inyección de 147 MVar para la contingencia en uno de los circuitos de la línea Ancoa-Entre Ríos 2x500 kV y requerimiento de absorción de 60 MVar para la contingencia en una de las centrales de la central Ralco. Ambos requerimientos, de inyección y absorción, se obtuvieron en el Escenario E5.

Del análisis de la efectividad de los recursos de CT para el sistema de 500 kV, se concluye que: en la S/E de Alto Jahuel el recurso más efectivo para CT es la central Candelaria y entre las SS/EE Ancoa y Charrúa se destaca la efectividad de las centrales Santa María, Alto Renaico y Renaico.

Del análisis de la efectividad de los recursos de CT para el sistema de 220 kV: entre las SS/EE Alto Jahuel y Maipo los recursos más efectivos son las centrales Candelaria, Chacayes, Sauzal y Sauzalito; entre las SS/EE de Candelaria y Puente Negro los recursos de CT más efectivos son las centrales Candelaria, Colbún Pehuenche; entre las SS/EE Colbún y Ancoa los recursos más efectivos son las centrales de Colbún, Pehuenche y Machicura; en la barra de la S/E Charrúa se destacan como recursos más efectivos las centrales Santa María, Alto Renaico y Renaico; en la barra de la S/E Los Notros los recursos más efectivos en el CT son las centrales de Angostura y Ralco; mientras que las barras al sur de la S/E Charrúa los recursos con mayor efectividad son las centrales Alto Renaico, Renaico y Río Picoiquen.

En cuanto a la efectividad de las centrales ERV en el CT se concluye que: en las SS/EE Entre Ríos y Charrúa las centrales más efectivas resultan ser PE La Flor, PE Negrete, PE Alena y PE Mesamavida; entre las SS/EE de Charrúa y Mulchén las centrales más efectivas son PE Renaico, PE San Gabriel, PE Los Olmos y PE Tolpan Sur; en la SS/EE Malleco los recursos ERV más efectivos en el CT son PE Malleco Norte y PE Malleco Sur; mientras que en la SS/EE Los Peumos los recursos más efectivos son PE La Flor y PE Negrete.

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 para los escenarios analizados, corresponde a la barra de 154 kV de la S/E Paine. 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 ATR Itahue 225/161/69KV 300MVA, requiriendo un monto de inyección de aproximadamente 25 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 – Tap Teno 154kV C1, requiriendo un monto de absorción por parte de los recursos internos de aproximadamente 12 MVAR.

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

Subárea Concepción

En la subárea de Concepción los principales recursos internos de control de tensión para el horizonte temporal estudiado son las centrales generadoras las centrales MAPA, Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower), Coronel, Arauco, Horcones, Escuadrón y Newen.

Para esta subárea, 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 las barras de 154 kV de S/E Coronel y S/E Alonso de Ribera.

Los mayores requerimientos internos de potencia reactiva son: requerimiento de inyección de 47 MVAR para la contingencia en la línea Lagunillas – Coronel 154 kV y requerimiento de absorción de 14 MVAR para la contingencia en la línea Concepción – Alonso de Ribera 154 kV. Es importante mencionar que, en el caso de la contingencia en la línea Lagunillas – Coronel 154 kV en condiciones de demanda alta de la zona provoca sobrecargas en la línea Los Guindos – Loma Colorada 66 kV y transformador Los Guindo 220/66 kV.

Del análisis de la efectividad de los recursos de CT para la subárea de Concepción se concluye lo siguiente: para el sistema comprendido entre las SS/EE Concepción y Hualpén el recurso más efectivo para el CT es la central Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower); entre las SS/EE Hualqui y

Lagunillas los recursos más efectivos son las centrales Escuadrón y Coronel; mientras que en S/E Coronel los recursos de CT más efectivos en el CT son las centrales de Coronel y Arauco.

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, S/E Chiloé 220kV y S/E Gamboa 220kV, donde el requerimiento interno de inyección de potencia reactiva asciende a un monto total de 29.6 MVar, para la contingencia correspondiente a la falla de la línea N. Pichirropulli - Tineo 220 kV C1, mientras que los requerimientos de absorción son del orden de - 51.8 MVar ante la desconexión del Reactor Nueva Ancud 220 kV 50 MVA.

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron medidas operacionales consistentes en aperturas de un circuito de las siguientes líneas de transmisión:

Apertura de líneas	Escenarios
Nueva Pichirropulli - Tineo 220 kV	6
Tineo – Nueva Ancud 220 kV	6

En cuanto a las prioridades de uso y de la efectividad de los recursos de CT se concluye que, para el sistema comprendido entre las SS/EE Cautín y C. de Huichahue el recurso más efectivo para el CT corresponden a la Central Valdivia, Calle Calle, Pullinque y al CER de Puerto Montt en menor medida; entre las SS/ Nueva Pichirropulli y Tineo los recursos más efectivos corresponden al CER de Puerto Montt y las centrales Rucatayo, Canutillar y Pilmaiquen; mientras que en S/E Puerto Montt y Gamboa, los elementos más efectivos corresponden al CER de Puerto Montt y a las Centrales Canutillar, Rucatayo y Trincao.

Con respecto a las centrales ERV y su efectividad de CT, se concluye que, entre las SS/EE Cautín y Rahue las que resultan más efectivas son PE Caman y PE Puelche Sur; entre las SS/EE Tineo y Gamboa las centrales más efectivas corresponden a PE Aurora y PE San Pedro.

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 245, 252 y 259.

1.6 Comentarios Generales

Como se señaló en los párrafos precedentes, existen condiciones operacionales locales (mayoritariamente en escenarios de madrugada) donde, considerando los recursos operacionales disponibles, la apertura de líneas resultó ser la mejor solución técnica, a efectos de mantener las tensiones dentro de los rangos normales de operación establecidos en la NTSyCS. Estas condiciones operativas locales se producen debido a que las instalaciones de transmisión de la zona en cuestión no están debidamente auto compensadas. Cabe destacar que soluciones más estructurales a este problema deberán ser abordadas en una instancia adicional, con una perspectiva de planificación, fuera del alcance de este estudio.

Por otro lado, los parques ERV basados en inversores fueron considerados para efectos de simulación en modo de control PQ, sin embargo, esto implica que en la operación de tiempo real podrán ser requeridos para realizar control dinámico de la tensión en modo PV.

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, están 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 este estudio, y su asignación, tienen solo un carácter referencial.

1.7 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	-329.1	-107.2	165.3	-114.4
	Sur	-7	2.2	33.7	-28.4
Norte Chico	Norte	0	0	32.5	-22.5
	Centro-Sur	-36.7	3.7	206.5	-109.7
Centro Norte	500/220 kV	-56.3	103.2	180.5	-30.7
	RM 110 kV	-79.1	12.6	33.1	-6.1
	V Región	-7.5	63.7	18.5	-8.6
Centro Sur	500/220 kV	-202	76	142	-60
	Centro-Sur 154 kV	-48.3	74	24.9	-12.4
	Concepción	-5	4	47	-14
Sur	Sur	-32	-16	29.6	-51.8

2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

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

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

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

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

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

3 ANTECEDENTES

3.1 Antecedentes Normativos

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

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

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

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

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

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

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

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

- a) Centrales 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 de la NT SCCC, 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 centrales 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 centrales 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 de la NT SSCC:

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) Centrales generadoras sincrónicas con despacho normal.
- b) Centrales 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:

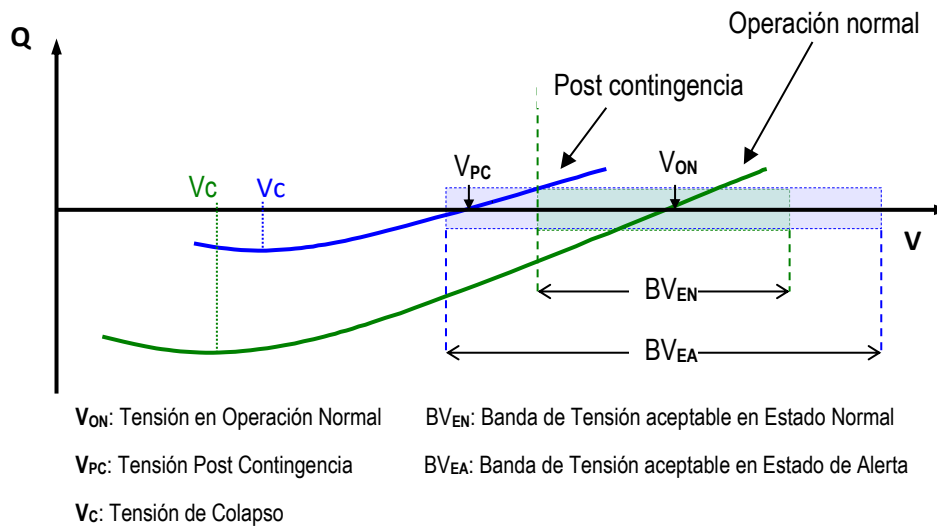


Figura 3.1. Curvas QV en barra más débil.

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 enero de 2024 y diciembre de 2024.

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 diciembre 2022, 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 (enero 2023), por lo cual algunas fechas de PES Estimada pudieran diferir en la actualidad.

Tabla 3.1. Proyectos de Generación considerados en el Estudio.

Proyecto	Fecha de Conexión	Resolución CNE	Propietario	Punto de conexión	Potencia Neta [MW]
Parque Eólico Cardonal	31-01-2023	N°262/abr-22	Statkraft Eólico S.A.	S/E Cardonal 23 kV	32,9
Ampliación Andes Solar IIB	31-01-2023	N° 498/dic-20	Andes Solar SpA	S/E Andes 220 kV	112,5
Llanos del Viento	31-01-2023	N° 286/jul-20	AR Llanos del Viento SpA	S/E O'Higgins 220 kV	156,1
Parque Eólico Atacama	31-01-2023	N°158/mar-22	Parque Eólico Atacama SpA	Nueva S/E Seccionadora Iberatacam 220kV	165,3
Las Salinas	28-02-2023	N° 527/dic-21	Enel Green Power Chile S.A.	S/E Centinela 220 kV	364
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	31-03-2023	N° 323/ago-21	Enel Green Power Chile S.A.	S/E Rande 33 kV	18
Trupán	31-03-2023	N° 694/oct-18	Asociación de Canalistas del Canal Zañartu	Torre 121 Línea Abanico – Charrúa 154 kV	20
Campo Lindo	31-03-2023	N° 407/oct-20	Parque Eólico Campo Lindo SpA	Nueva S/E Santa Clara 220 kV, en Línea 2x220 kV Charrúa - Mulchén	71,6
Parque Eólico Manantiales	30-04-2023	N°263/abr-22	Statkraft Eólico S.A.	S/E Cardonal 23 kV	27,1
Parque Fotovoltaico El Manzano	30-04-2023	N°303/abr-22	Enel Green Power Chile S.A.	S/E El Manzano Enel 220 kV	87
Parque Eólico Ckhúri (ex Ckani)	30-04-2023	N° 139/abr-20	AR Alto Loa SpA	S/E El Abra 220 kV	107,2
Andes IV	30-06-2023	N° 667/ago-22	Andes Solar SpA	S/E Andes 220 kV	130
P. Solar Fotovoltaico Elena – 1era Etapa	30-06-2023	N° 89/mar-21	Solar Elena SpA	S/E Kimal 220 kV	270
Parque FV Willka	31-07-2023	N° 286/jul-20	Inversiones Fotovoltaicas SpA.	S/E Parinacota 220 kV	98
Ampliación Parque Tchamma	31-08-2023	N° 776/oct-22	AR Tchamma SpA	S/E Tchamma 220 kV	17,5
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	30-09-2023	N° 776/oct-22	Doña Antonia Solar SpA	S/E Seccionadora La Ruca 110 kV	75
Meseta de Los Andes	31-10-2023	N°209/ jun-21	Tercera Región Solar SpA	S/E El Abra 220 kV	152,5
Planta Solar CEME 1	31-10-2023	N° 433/oct-21	CEME 1 SpA	S/E Miraje 220	350
Parque Eólico Caman - Etapa 1	31-10-2023	N° 209/jun-21	AR Caman SpA	S/E Cerros de Huichahue 220 kV	145,7
Punta de Talca	30-11-2023	N° 776/oct-22	Parque Eolico Punta de Talca SpA	S/E Central Talinay Oriente 220 kV	80
Planta Fotovoltaica Gran Teno	30-11-2023	N° 897/dic-22	GR Algarrobo SpA	S/E Seccionadora Solís 154 kV	200
Parque Fotovoltaico Sol del Vallenar	31-12-2023	N°766/sep-22	El Sol de Vallenar SpA	S/E Seccionadora Solís 154 kV.	100
Los Cóndores	31-12-2023	< 2015	Enel Generación Chile S.A.	S/E Ancoa 220 kV	136

Proyecto	Fecha de Conexión	Resolución CNE	Propietario	Punto de conexión	Potencia Neta [MW]
CH Los Lagos	31-01-2024	N° 330/ago-20	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	Nueva S/E Seccionadora Los Notros 220 kV, en Línea 1x220 kV Rucatayo – Pichirrahue	48,7
Parque Eólico La Cabaña Etapa 1	31-01-2024	N° 792/oct-22	Enel Green Power Chile S.A.	S/E Parque Eólico Renaico 220 kV	47
Parque Eólico La Cabaña Etapa 2	31-01-2024	N° 792/oct-22	Enel Green Power Chile S.A.	S/E Parque Eólico Renaico 220 kV	57
Planta FV Tocopilla	28-02-2024	N° 406/may-22	Planta Solar Tocopilla SpA	S/E María Elena 220 kV	200,3
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	30-04-2024	N°368/sep-21	Tamarico Solar Dos SpA	Nueva S/E Seccionadora Tamarico-Caserones 220 kV	144,7

Tabla 3.2. Proyectos de Transmisión considerados en el Estudio.

Proyecto	Fecha Conexión	Decreto Adjudicación	Propietario	Tipo	NUP
S/E Nueva Metrenco 220/66 kV	31-12-2021	5T/2019	BESALCO TRANSMISION SpA	ON_D418	1090
S/E Seccionadora Puerto Patache 220 kV (QB2) y Tendido de 2do Circuito, Línea 2x220 kV Tarapacá –Puerto Patache	02-01-2022	S/I	Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.	S/I	1443
Ampliación en S/E Copayapu	31-10-2022	19T/2018	CGE S.A.	OA_D418	880
Ampliación en S/E San Gregorio	31-10-2022	17T/2019	Luz Parral	ON_D418	1122
Nueva S/E Guindo 220/66 kV	31-10-2022	5T/2019	BESALCO TRANSMISION SpA	ON_D418	1094
Ampliación en S/E Capricornio	31-10-2022	19T/2018	Engie Energía S.A.	OA_D418	1022
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x580 MVA	31-10-2023	373/2016	Eletrans III S.A.	ON_STxN	781
Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Paniahue - Lihueimo	31-12-2022	469/2020	Compañía General de Electricidad S.A.	Art. 102	S/I
Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Malloa Nueva – San Vicente de Tagua Tagua	31-12-2022	467/2020	Compañía General de Electricidad S.A.	Art. 102	S/I
Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Placilla - Nancagua	31-12-2022	468/2020	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Art. 102	S/I
Tendido segundo circuito Línea 2x110 kV Agua Santa -Placilla	31-12-2022	8T/2020	Chilquinta Energía S.A.	OA_STxZ	S/I
Ampliación en S/E La Ruca	31-01-2023	152/2021	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Art. 102	2972
Ampliación en S/E Alto Melipilla	31-01-2023	198/2019	Chilquinta Energía S.A.	OA_STxZ	1108
Ampliación en S/E Monterrico	31-01-2023	293/2018	Compañía General de Electricidad S.A.	OA_STxZ	1189
Interconexión Planta Desalinizadora Proyecto Aconcagua	31-01-2023	655/2019	Aguas Pacifico SpA	OPyM_ST	1650
S/E Santa Clara 220 kV	31-01-2023	S/I	Parque Eólico Campo Lindo SpA	S/I	2432
Nueva S/E Los Varones 220/66 kV	31-01-2023	5T/2019	BESALCO TRANSMISION SpA	ON_D418	1088
Seccionamiento línea 2x110 kV Alto Jahuel - Florida	31-01-2023	19/2020	Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A.	Art. 102	1838
Nueva Subestación Seccionadora Los Canelos 220-154/66 kV y Transformador 66/13,2 kV 30 MVA	28-02-2023	198/2020	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Art. 102	2096
Proyecto de Subestación Seccionadora El Chacay 220 kV	31-03-2023	S/I	Minera Los Pelambres	OPyM_ST	2090
08 S/E El Chacay; STATCOM El Chacay	31-03-2023		Minera Los Pelambres	OPyM_ST	2090
Seccionamiento línea 1x110 kV Arica – Pozo Almonte en S/E Dolores	01-04-2023	18T/2020	Engie Energía S.A.	OA_STxZ	1537
S/E Seccionadora Nueva San Rafael 110 kV	30-04-2023	5T/2019	Besalco Transmisión SpA	ON_D418	1075
Seccionamiento Línea 2x220 kV Ancoa - Itahue en S/E Santa Isabel	30-04-2023	18T/2020	Compañía General de Electricidad S.A.	OA_STxN	3092
Nueva Línea 2x66 kV Los Varones – El Avellano	30-04-2023	5T/2019	BESALCO TRANSMISION SpA	ON_D418	1089

Proyecto	Fecha Conexión	Decreto Adjudicación	Propietario	Tipo	NUP
Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	30-04-2023	18T/2020	Compañía General de Electricidad S.A.	OA_STxN	1592
Ampliación en S/E Calama 220 kV	30-04-2023	18T/2020	Transemel S.A.	OA_STxN	S/I
Nueva subestación Bajos de Mena	31-05-2023	19/2020	Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A.	Art. 102	1839
Nueva S/E Seccionadora Roncacho	01-06-2023	4T/2021	Edelnor Transmisión s.a.	ON_STxN	1637
Nueva S/E Seccionadora Damascal	30-06-2023	231/2019	Transquinta S.A.	ON_STxZ	1640
Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga	30-06-2023	231/2019	Transquinta S.A.	ON_STxN	1638
Nueva S/E Los Notros	31-07-2023	S/I	Empresa Eléctrica Pimaiquén S.A.	S/I	1191
Nueva S/E Mataquito 220/66 kV	31-08-2023	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	1083
Línea 2x66 kV Nueva Metrenco – Enlace Imperial	31-08-2023	5T/2019	BESALCO TRANSMISION SpA	ON_D418	1092
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	31-10-2023	422/2017	Centella Transmisión S.A.	ON_STxN	1136
Línea 1x110 kV Bosquemar - Tap Reñaca - Reñaca	31-10-2023	18T/2020	Chilquinta Energía S.A.	OA_STxZ	S/I
Subestación Seccionadora Colina 110 kV	31-10-2023	396/2021	EdgeConnex SpA	Art. 102	S/I
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	30-11-2023	17T/2018	Transec Holdings Rentas Limitada	ON_STxN	S/I
Subestación Seccionadora Solís	31-12-2023	567/2021	GR Algarrobo SpA	Art. 102	3257
Nueva S/E Seccionadora Tamarico-Caserones 220 kV	31-12-2023	368/2021	Tamarico Solar Dos SpA	OPyM_ST	S/I
Proyecto Chiloé – Gamboa	01-01-2024	N°418/2017	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	OEO_D418	943
S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV	31-01-2024	13T/2020	Edelnor Transmisión s.a.	ON_STxZ	S/I
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	31-01-2024	13T/2020	Transec Holdings Rentas Limitada	ON_STxN	1145
Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	31-01-2024	13T/2020	Centella Transmisión S.A.	ON_STxN	1158
Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	31-01-2024	15T/2020	Compañía General de Electricidad S.A.	OA_STxZ	1169
Nueva S/E La Señora 220/66 kV	31-01-2024	15T/2020	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	ON_STxZ	1193
Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV	31-01-2024	13T/2020	Transec S.A.	ON_STxN	S/I
Ampliación en S/E Nueva Valdivia	31-03-2024	17T/2020	Transec S.A.	OA_D418	1133
Subestación Seccionadora Cancura	31-05-2024	012/2022	Vientos de Renaico SpA	Art. 102	S/I
Nueva S/E Seccionadora Codegua	20-06-2024	4T/2021	Alfa Transmisora de Energía S.A.	ON_STxZ	1644
Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo	20-06-2024	4T/2021	Alfa Transmisora de Energía S.A.	ON_STxZ	1645
Nueva S/E Caliche y línea de transmisión 2x220 kV Caliche – Geoglifos	30-06-2024	S/I	Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM_ST	S/I
Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, tendido del primer circuito	30-06-2024	4T/2021	Transquinta S.A.	ON_STxZ	S/I
Ampliación en S/E Portezuelo	30-06-2024	4T/2021	Compañía General de Electricidad S.A.	OA_STxZ	1565
Subestación Seccionadora Orcoma	31-07-2024	225/2022	Transec S.A.	Art. 102	S/I
S/E Puerto Collahuasi y línea de transmisión 1x220 kV Tarapacá – Puerto Collahuasi	31-08-2024	S/I	Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM_ST	S/I
Nueva S/E Seccionadora Cahuiza	31-08-2024	S/I	Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM_ST	S/I
Nueva S/E Las Dunas	31-08-2024	S/I	Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM_ST	S/I
Nuevas LT 1x220 kV Cahuiza – Las Dunas, 1x220 kV Cahuiza – Yareta y 1x220 kV Las Dunas - Yareta	31-08-2024	S/I	Cía. Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	OPyM_ST	S/I
S/E Nueva Casablanca 220/66 kV	31-08-2024	5T/2019	Casablanca Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa	31-08-2024	5T/2019	Casablanca Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
Nueva Línea 2x220 Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
S/E Nueva Nirivilo 220/66 kV	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
S/E Nueva Cauquenes 220/66 kV	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
S/E Dichato 220/66 kV	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I

Proyecto	Fecha Conexión	Decreto Adjudicación	Propietario	Tipo	NUP
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Cauquenes	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
Nueva Línea 2x66 Hualqui – Chiguayante	31-08-2024	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I
Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	31-12-2024	11T/2021	Don Goyo Transmisión S.A.	OA_STxN	S/I
Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	31-12-2024	11T/2021	Alfa Transmisora de Energía S.A.	OA_STxN	S/I
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likantantai, Energizada en 220 kV	31-01-2025	13T/2020	Transec Holdings Rentas Limitada	ON_STxN	S/I
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	31-02-2025	15T/2020	Transec S.A.	ON_STxN	S/I
Nueva Línea 2x66 Dichato – Tomé	31-08-20234	5T/2019	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	ON_D418	S/I

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 del sistema, para cada uno de los periodos estacionales, y un escenario particular para la hora de menor demanda anual. Del conjunto de escenarios base, se buscan los perfiles 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 seca, considerando las indisponibilidades de generación por mantenimientos según el Programa de Mantenimiento Mayor, y la variabilidad del recurso eólico y fotovoltaico. Estos despachos fueron desarrollados por el Departamento de Programación de la Gerencia de Operación. Los escenarios resultantes se indican en la siguiente tabla.

Tabla 3.3. Demanda por Escenario.

	Ene 24 (E1)	Mar 24 (E2)	Jun 24 (E3)	Dic 24 (E4)	Mar 24 (E5)	Abr 24 (E6)
Demanda Alta/Baja	DA	DA	DA	DA	DA	DB
% Gen ERV	65	72	46	63	18	37
% Gen Convencional	35	28	54	37	82	63

	Ene 24 (E1)	Mar 24 (E2)	Jun 24 (E3)	Dic 24 (E4)	Mar 24 (E5)	Abr 24 (E6)
Demanda Alta/Baja	DA	DA	DA	DA	DA	DB
Demanda SEN (MW)	10759	12114	11314	11379	11994	7378

Cabe señalar que estos escenarios consideran las restricciones de inercia mínima de la zona Norte Grande determinadas en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión vigente, que se indican en la tabla siguiente. Estas restricciones representan la necesidad de contar con generación sincrónica en dicha zona para tener un adecuado control dinámico de tensión ante las contingencias simples más críticas y en escenarios con altas transferencias entre dicha zona y el resto del sistema.

Tabla 3.4. Restricciones de inercia mínima zona Norte Grande [GVAs].

Escenario	N° unidades central Guacolda en servicio	
	2	0
Día	7	9
Noche	6.8	8.2

3.3.4 Supuestos operativos

La modelación de los escenarios base contempla los siguientes supuestos:

- Para la gran mayoría de las unidades de generación convencionales, cuyos modelos homologados no incorporan el diagrama PQ real de la unidad, se asume un diagrama PQ rectangular, esto es, que la potencia reactiva no es función de la potencia activa, considerando los límites de potencia reactiva mínimo y máximo incluidos en su modelo.
- 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 centrales 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.

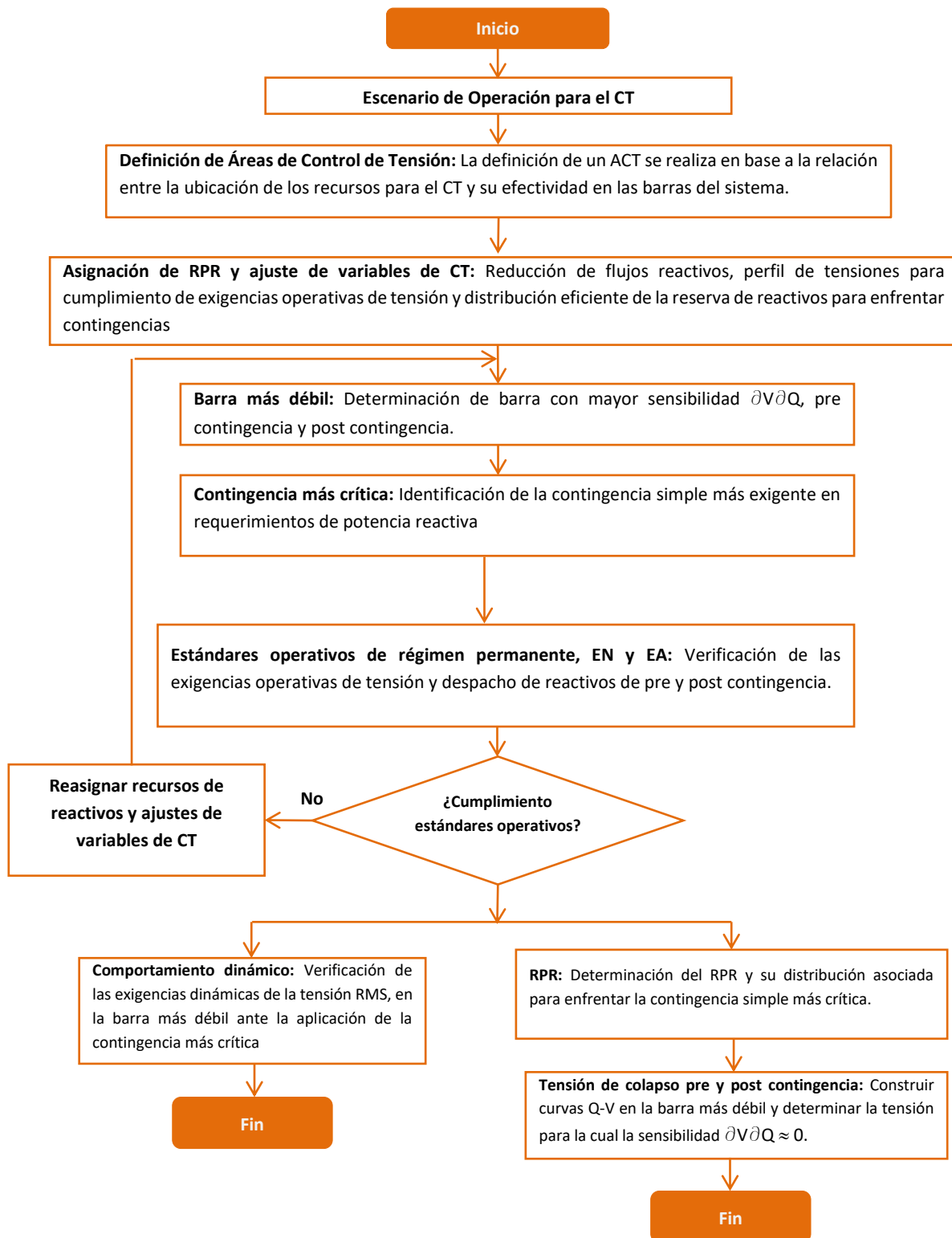


Figura 3.2. Metodología para el desarrollo del ECT y RPR.

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, Nueva Los Pelambres 220 kV y Los Vilos 220 kV, por el sur.
- Área Centro Norte: comprende a las instalaciones desde las SS/EE Polpaico 500 kV, Nueva Los Pelambres 220 kV y Los Vilos 220 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, 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 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	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E2	1830	2559	1596
E5	1928	2350	188
E6	1926	1672	684

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

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E2	606	715	715
E5	599	47	47
E6	662	173	173

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 centrales sincrónicas y el SVC Domeyko, con el apoyo para dar margen de reserva de reactivos de los elementos shunt (reactores y condensadores) y la absorción e inyección en el punto de conexión de los parques ERV de acuerdo con lo requerido en la normativa.

Esta ACT posee una alta capacidad instalada de ERV, por ello se crearon tres escenarios E2, E5 y E6, en los que se estudiarán operaciones tanto de día como de noche, con el objetivo de analizar condiciones con y sin los parques solares (alta y baja penetración ERV). Estos escenarios consideran el seccionamiento de la línea Parinacota - Nueva Pozo Almonte 220 kV, con la incorporación de la S/E Roncacho 220 kV cuyo ingreso en operación se estima para junio del año 2023.

4.2.2 Subárea Norte-Centro

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

- Central Norgener (NTO1 y NTO2)
- Central Cochrane (CCH1 y CCH2)
- Central Angamos (ANG1 y ANG2)

- Central IEM
- Unidad Tocopilla U16
- Cerro Dominador-TV (CSP)
- Central Geotérmica Cerro Pabellón

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

4.2.2.1 Contingencias Simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Desconexión Cochrane U1
- Desconexión Angamos U1
- Desconexión Norgener U1
- Desconexión IEM U1
- Desconexión Tocopilla U16
- Desconexión Cerro Dominador-TV (CSP)
- Falla de la línea Cóndores-Parinacota 220 kV
- Falla de la línea Encuentro-Collahuasi C2 220 kV
- Falla de la línea Cochrane-Encuentro C1 220 kV
- Falla de la línea Ana María-Lagunas C1 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 C1 220 kV
- Falla de la línea Encuentro-Ana María C1 220 kV
- Falla de la línea Kimal - Los Changos C1 500kV
- Falla de la línea Roncacho-Parinacota 220 kV
- Falla de la línea N.Pozo Almonte-Roncacho 220 kV
- Falla de la línea Puerto Patache - Cóndores 220 kV
- Falla de la línea Nva Pozo Almonte - Condores 220 kV
- Desconexión Reactor Los Changos 500 kV

4.2.2.2 Análisis de resultados Escenario E2

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencia del escenario E2.

a) Descripción del Escenario E2

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.
- Central Chapiquiña
- Central PAM

S/E A (Chuquicamata):

- 1 de 1 banco de CCEE 1x27 MVar

S/E Arica:

- 0 de 3 bancos de CCEE 1x2.5 MVar
- 1 de 1 reactor 1x3 MVar

S/E Calama

- 0 de 1 banco de CCEE 2x2.5 MVar

S/E Cóndores:

- 0 de 1 banco de CCEE 2x15MVar
- 1 de 1 reactor 1x30 MVar

S/E Crucero

- 1 de 1 reactor 1x24 MVar

S/E Laberinto

- 2 de 2 reactores 1x20 MVar

S/E Lagunas:

- 0 de 1 banco de CCEE 1x40MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x60MVar
- 1 de 1 reactor 1x30 MVar

S/E Los Changos

- 1 de 1 reactor 1x175 MVar

S/E Parinacota

- 0 de 1 banco de CCEE 2x10MVar

S/E Pozo Almonte

- 1 de 1 reactor 1x24 MVar

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron simultáneamente, las siguientes medidas operacionales:

- Apertura de la línea Nva Pozo Almonte - Condores 220 kV.

b) 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 distintas barras del ACT, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencia.

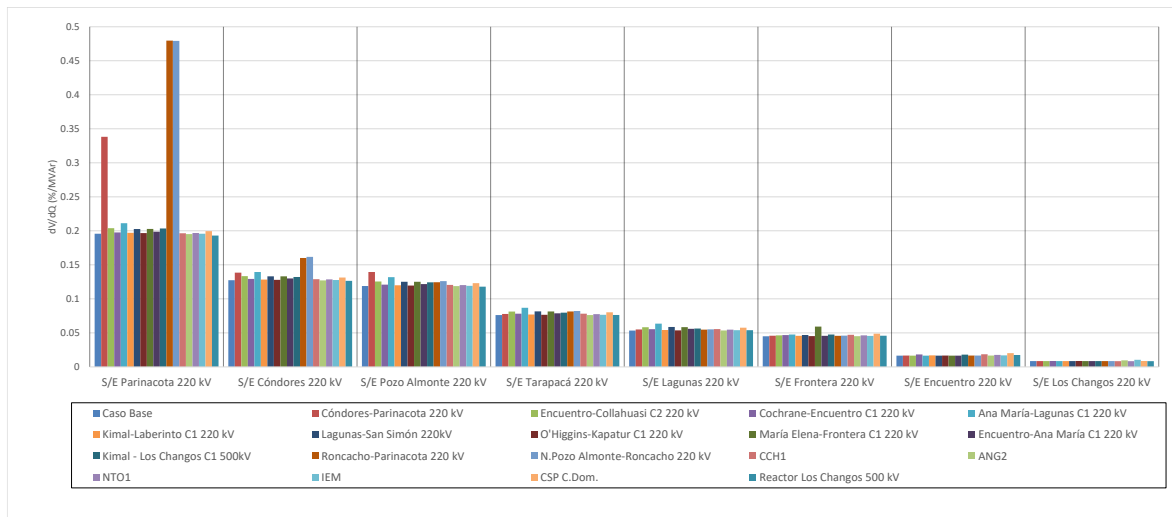


Figura 4.1. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E2.

El gráfico anterior muestra que, en condiciones normales de operación, la barra de S/E Parinacota 220 kV es la más débil, mientras que la barra más débil post contingencia corresponde también a la de S/E Parinacota 220 kV para la falla de la línea Roncacho-Parinacota 220 kV.

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

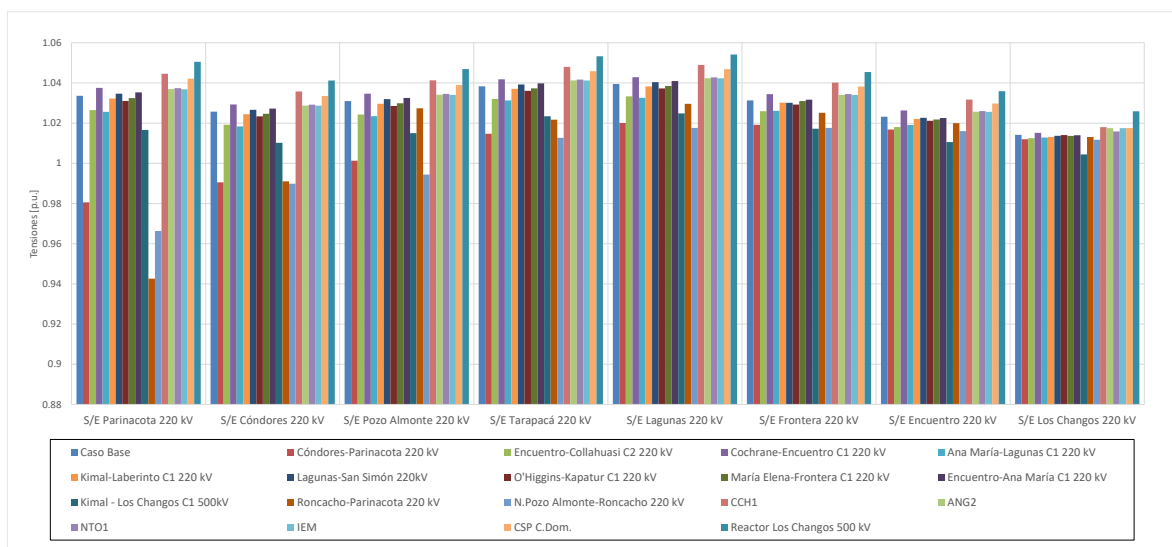


Figura 4.2. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E2.

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

A continuación, se presenta la reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las 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 E2 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																					
Elemento	Falla	Códoros-Parinacota 220 kV		Encuentro-Collahuasi C2 220 kV		Cochrane-Encuentro C1 220 kV		Ana María-Lagunas C1 220 kV		Kimal-Laberinto C1 220 kV		Lagunas-San Simón 220kV		O'Higgins-Kapatur C1 220 kV		María Elena-Frontera C1 220 kV		Encuentro-Ana María C1 220 kV		Kimal- Los Chagos C1 500kV		Roncacho-Parinacota 220 kV		N.Pozo Almonte-Roncacho 220 kV		CCH1		ANG2		NTO1		IEM		CSP C.Dom.		Reactor Los Chagos 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	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
C.Pab. U1		1.1	3%	0.8	3%	-0.5	-1%	0.7	3%	0.2	2%	0.1	3%	0.4	5%	0.3	3%	0.1	3%	2.5	2%	0.6	3%	1.3	3%	-1.5	2%	-0.5	2%	-0.8	3%	-0.5	2%	-1.2	3%	-2.5	2%
C.Pab. U2		1.1	3%	0.8	3%	-0.5	-1%	0.7	3%	0.2	2%	0.1	3%	0.4	5%	0.3	3%	0.1	3%	2.5	2%	0.6	3%	1.3	3%	-1.5	2%	-0.5	2%	-0.8	3%	-0.5	2%	-1.2	3%	-2.5	2%
ANG1		4.4	13%	3.4	12%	-2.1	-5%	2.8	13%	2.2	21%	1.0	19%	0.1	2%	1.1	13%	0.4	12%	19.8	18%	2.2	13%	5.0	13%	-7.9	10%	-8.6	34%	-13.5	19%	-6.6	32%	-6.0	19%	-23.7	21%
ANG2		4.4	13%	3.4	12%	-2.1	-5%	2.7	12%	2.2	20%	0.9	19%	0.1	2%	1.1	13%	0.4	12%	19.7	18%	2.2	13%	5.0	13%	-7.8	10%	-8.5	34%	-13.4	18%	-6.6	32%	-6.0	19%	-23.6	21%
CCH1		4.8	14%	3.9	14%	26.0	65%	3.0	14%	0.8	8%	0.4	7%	1.5	22%	1.0	13%	0.5	15%	9.4	9%	2.4	14%	5.4	14%	-40.4	52%	-1.6	6%	12.0	11%	-1.5	7%	-4.7	13%	-9.5	8%
CCH2		4.7	13%	3.8	14%	25.9	65%	3.0	14%	0.8	8%	0.4	7%	1.5	21%	1.0	13%	0.5	15%	9.4	9%	2.4	14%	5.4	13%	-40.4	52%	-1.6	6%	12.0	11%	-1.5	7%	-4.7	13%	-9.5	8%
IEM		5.8	16%	4.4	16%	-2.7	-7%	3.6	16%	2.7	25%	1.2	25%	0.3	4%	1.4	17%	0.5	15%	26.1	24%	2.9	16%	6.5	16%	-10.2	13%	-8.8	35%	-4.5	24%			-8.0	24%	-31.5	28%
NTO1		4.0	11%	3.0	11%	-1.9	-5%	2.5	11%	0.7	7%	0.5	9%	1.3	18%	1.0	12%	0.3	10%	8.9	8%	2.0	11%	4.6	11%	-2.1	3%	-1.7	7%			-1.7	8%	-2.1	6%	-2.1	2%
CSP C.Dom.		4.8	14%	3.8	14%	-2.3	-6%	3.0	14%	0.8	8%	0.4	8%	1.5	21%	1.0	13%	0.5	15%	9.4	9%	2.4	14%	5.4	14%	-6.0	8%	-1.9	7%	12.1	11%	-1.8	9%			-9.5	8%
T_INTERNO		35.2	100%	27.5	100%	39.7	100%	22.0	100%	10.6	100%	5.0	100%	7.0	100%	8.2	100%	3.2	100%	107.7	100%	17.8	100%	39.7	100%	-77.8	100%	-25.1	100%	-18.7	100%	-20.8	100%	-36.4	100%	-114.4	100%

Tabla 4.4. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E2 para diversas contingencias

Gen	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																
	Córdores-Parinacota 220 kV	Encuentro-Collahuasi C2 220 kV	Cochrane-Encuentro C1 220 kV	Ana María-Lagunas C1 220 kV	Kimal-Laberinto C1 220 kV	Lagunas-San Simón 220kV	O'Higgins-Kapatur C1 220 kV	María Elena-Frontera C1 220 kV	Encuentro-Ana María C1 220 kV	Kimal- Los Chagos C1 500kV	Roncacho-Parinacota 220 kV	N.Pozo Almonte-Roncacho 220 kV	CCH1	ANG2	NTO1	IEM	CSP C.Dom.
	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	35.2	27.5	39.7	22.0	10.6	5.0	7.0	8.2	3.2	107.7	17.8	39.7	-77.8	-25.1	-18.7	-20.8	-36.4
NGN-NGS	10.2	7.9	-4.9	6.4	9.4	1.6	14.2	2.4	0.9	31.5	5.2	11.5	-16.3	-8.0	-6.6	-2.7	-13.7
NGN-NCH	9.2	6.9	-4.0	5.6	2.9	-1.4	1.9	2.2	0.8	45.3	4.7	10.4	-6.1	2.7	1.3	2.8	-2.3
TOTAL	54.6	42.4	30.8	33.9	23.0	5.2	23.1	12.8	4.9	184.6	27.7	61.6	-100.2	-30.4	-23.9	-25.6	-52.4

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 107.7 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (24%), y las centrales de Angamos U1 y U2 (18% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 184.6 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 114.4 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (28%) y por las centrales Angamos U1 y U2 (21% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 216.2 MVar.

a) 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.

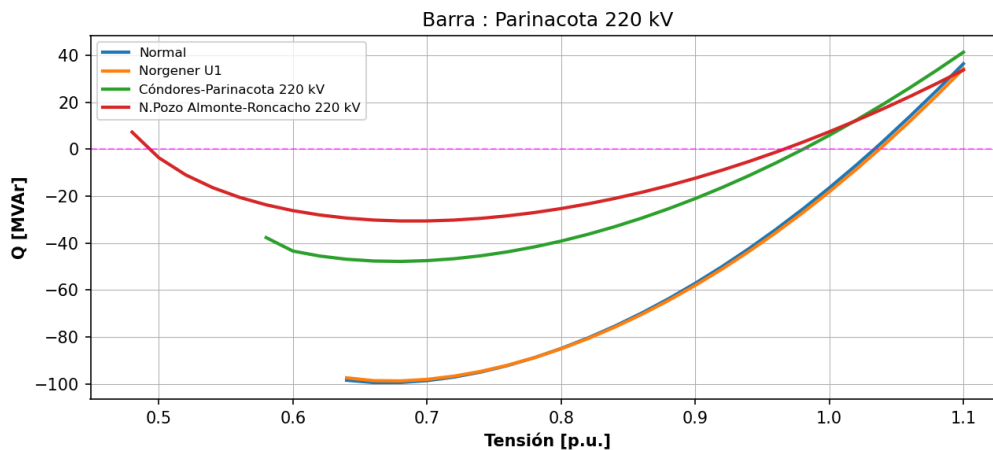


Figura 4.3. Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E2.

Tabla 4.5. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E2.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Normal	1.034	0.95-1.05	0.66	-99
Norgener U1	1.037	0.93-1.07	0.68	-99
Cóndores-Parinacota 220 kV	0.981	0.93-1.07	0.68	-48
N.Pozo Almonte-Roncacho 220 kV	0.966	0.93-1.07	0.68	-31

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 en la mayoría de los casos, leves variaciones 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.

a) Descripción del Escenario E5

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.
- Central Chapiquiña
- Central PAM

S/E A (Chuquicamata):

- 1 de 1 banco de CCEE 1x27 MVar

S/E Arica:

- 0 de 3 bancos de CCEE 1x2.5 MVar
- 1 de 1 reactor 1x3 MVar

S/E Calama

- 0 de 1 banco de CCEE 2x2.5 MVar

S/E Cóncores:

- 0 de 1 banco de CCEE 2x15MVar
- 1 de 1 reactor 1x30 MVar

S/E Crucero

- 1 de 1 reactor 1x24 MVar

S/E Laberinto

- 2 de 2 reactores 1x20 MVar

S/E Lagunas:

- 0 de 1 banco de CCEE 1x40MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x60MVar
- 1 de 1 reactor 1x30 MVar

S/E Los Changos

- 1 de 1 reactor 1x175 MVar

S/E Parinacota

- 1 de 1 banco de CCEE 2x10MVar

S/E Pozo Almonte

- 1 de 1 reactor 1x24 MVar

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron simultáneamente las siguientes medidas operacionales:

- Apertura de la línea Parinacota-Roncacho 220 kV.
- Apertura de la línea Roncacho-Nva Pozo Almonte 220 kV.

b) 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, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

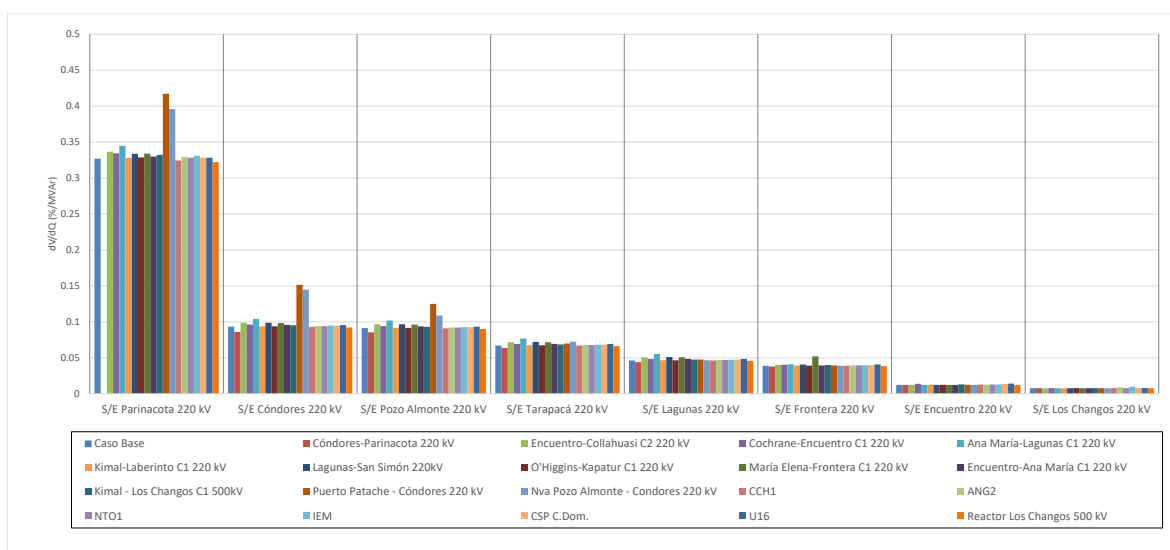


Figura 4.4. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E5.

A partir del 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 Puerto Patache—Cóncores 220 kV. Además, 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.

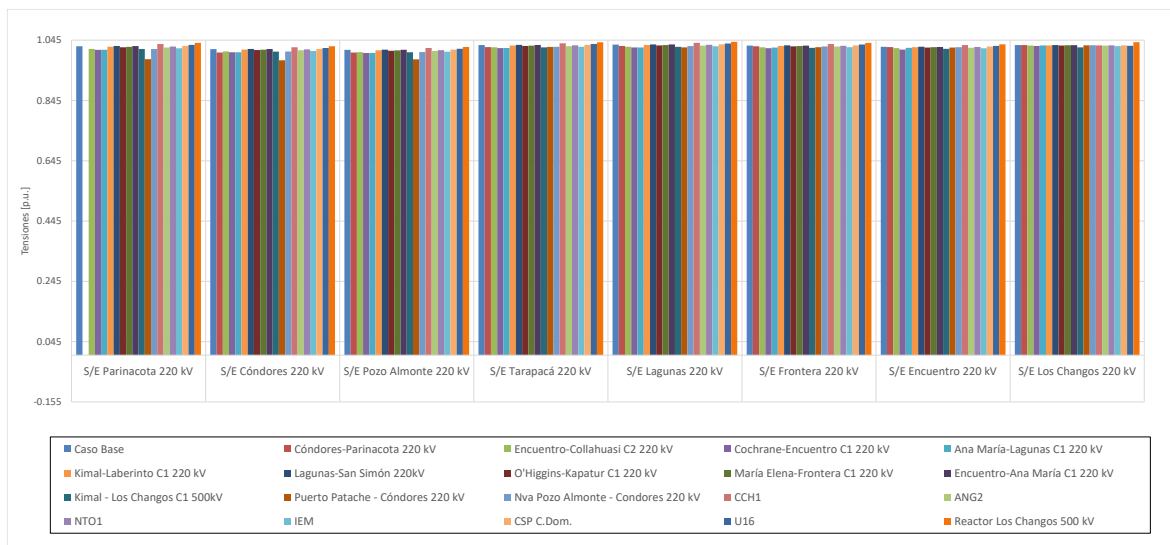


Figura 4.5. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E5.

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

Elemento			Falla			Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																					
						Códoros-Parinacota 220 kV		Encuentro-Collahuasi C2 220 kV		Cochrane-Encuentro C1 220 kV		Ana María-Lagunas C1 220 kV		Kimal-Laberinto C1 220 kV		Lagunas-San Simón 220kV		O'Higgins-Kapatur C1 220 kV		María Elena-Frontera C1 220 kV		Encuentro-Ana María C1 220 kV		Kimal - Los Chagos C1 500kV		Puerto Patache - Códoros 220 kV		Nva Pozo Almonte - Códoros 220 kV		CCH1		ANG2		NT01		IEM		CSP C.Dom.		U16		Reactor Los Chagos 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	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
C.Pab. U1		0.2	4%	0.7	2%	1.4	1%	0.6	2%	0.2	2%	0.0	1%	0.4	2%	0.2	2%	0.1	2%	1.3	1%	0.4	2%	0.2	2%	-0.8	2%	0.6	2%	0.1	1%	0.9	2%	-0.1	-1%	-0.6	-3%	-1.5	1%				
C.Pab. U2		0.2	4%	0.7	2%	1.4	1%	0.6	2%	0.2	2%	0.0	1%	0.4	2%	0.2	2%	0.1	2%	1.3	1%	0.4	2%	0.2	2%	-0.8	2%	0.6	2%	0.1	1%	0.9	2%	-0.1	-1%	-0.6	-3%	-1.5	1%				
ANG1		-0.3	-10%	2.9	9%	6.2	4%	2.4	9%	2.7	18%	-0.5	16%	3.3	14%	0.9	10%	0.4	9%	15.8	18%	1.7	10%	0.9	10%	3.4	-8%	3.7	10%	2.0	15%	8.8	15%	2.0	26%	6.1	29%	-20.2	18%				
ANG2		-0.3	-10%	2.9	9%	6.2	4%	2.4	9%	2.7	18%	-0.5	16%	3.3	14%	0.9	10%	0.4	9%	15.8	18%	1.7	10%	0.9	10%	3.4	-9%			2.1	15%	8.9	16%	2.0	26%	6.3	30%	-20.1	18%				
CCH1		0.8	22%	3.6	12%	52.9	34%	2.9	11%	1.0	7%	-0.4	13%	2.2	9%	1.0	10%	0.6	12%	5.4	6%	2.0	11%	1.1	11%			7.2	20%	1.7	13%	10.7	19%	1.0	14%	3.2	15%	-6.4	6%				
CCH2		0.8	22%	3.6	12%	52.7	34%	2.9	11%	1.0	7%	-0.4	13%	2.1	9%	1.0	10%	0.6	12%	5.4	6%	2.0	11%	1.1	11%	-36.6	90%	7.1	19%	1.7	12%	10.6	19%	1.0	13%	3.2	15%	-6.4	6%				
IEM		-0.5	-14%	3.7	12%	7.8	5%	3.0	12%	3.2	21%	-0.7	22%	4.1	17%	1.2	12%	0.5	12%	20.6	23%	2.2	12%	1.1	12%	5.7	-14%	7.4	20%	2.9	22%			3.1	40%	9.6	45%	-26.4	24%				
NT01		0.5	13%	2.1	7%	4.2	3%	1.7	7%	0.7	5%	-0.1	3%	1.3	6%	0.7	7%	0.3	6%	3.9	4%	1.2	7%	0.7	7%	-2.1	6%	1.7	5%			2.7	5%	-0.3	-4%	-1.9	-9%	-4.6	4%				
NT02		0.5	13%	2.1	7%	4.2	3%	1.7	7%	0.7	5%	-0.1	3%	1.3	6%	0.7	7%	0.3	6%	3.9	4%	1.2	7%	0.7	7%	-2.1	6%	1.7	5%	1.1	8%	2.7	5%	-0.3	-4%	-1.9	-9%	-4.6	4%				
U16		1.2	34%	5.4	18%	11.1	7%	4.5	18%	1.7	11%	-0.2	8%	3.4	14%	1.9	19%	0.8	17%	10.0	11%	3.2	18%	1.7	18%	-6.2	15%	4.4	12%	1.1	8%	7.1	12%	-0.7	-9%			-12.0	11%				
CSP C.Dom.		0.7	20%	3.3	11%	6.8	4%	2.6	10%	0.9	6%	-0.1	4%	2.0	8%	0.9	9%	0.5	11%	4.9	6%	1.8	10%	1.0	10%	-4.1	10%	2.3	6%	0.6	4%	3.7	7%			-2.1	-10%	-5.9	5%				
T_INTERNO		3.6	100%	30.7	100%	155.0	100%	25.2	100%	15.1	100%	-3.2	100%	24.0	100%	9.7	100%	4.6	100%	88.2	100%	18.0	100%	9.5	100%	-40.8	100%	36.6	100%	13.4	100%	57.3	100%	7.7	100%	21.2	100%	-109.6	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																		
Gen	Falla	Córdoros-Parinacota 220 kV	Encuentro-Collahuasi C2 220 kV	Cochrane-Encuentro C1 220 kV	Ana María-Lagunas C1 220 kV	Kimal-Laberinto C1 220 kV	Lagunas-San Simón 220kV	O'Higgins-Kapatur C1 220 kV	María Elena-Frontera C1 220 kV	Encuentro-Ana María C1 220 kV	Kimal - Los Chagos C1 500kV	Puerto Patache - Córdoros 220 kV	Nva Pozo Almonte - Córdoros 220 kV	CCH1	ANG2	NT01	IEM	CSP C.Dom.
		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		3.6	30.7	155.0	25.2	15.1	-3.2	24.0	9.7	4.6	88.2	18.0	9.5	-40.8	36.6	13.4	57.3	7.7
NGN-NGS		1.0	6.8	14.2	5.6	9.8	-0.5	28.4	2.2	1.0	20.2	4.0	2.1	-4.4	6.9	2.0	12.5	0.2
NGN-NCH		11.3	6.7	12.0	5.6	3.8	2.1	5.6	2.3	0.9	48.8	3.8	2.1	-50.2	-44.1	-8.2	-61.7	-16.4
TOTAL		15.9	44.2	181.3	36.3	28.8	-1.6	58.1	14.2	6.5	157.2	25.8	13.7	-95.3	-0.6	7.2	8.1	-8.4

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 Cochrane-Encuentro C1 220 kV, el que precisa de una reserva interna de 155 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por las centrales de Angamos U1 y U2 (34% c/u) y en menor medida por la central U16 (7%). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 181.3 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 109.6 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por la central IEM (24%) y por las centrales Angamos U1 y U2 (18% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 199.9 MVar.

d) 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.

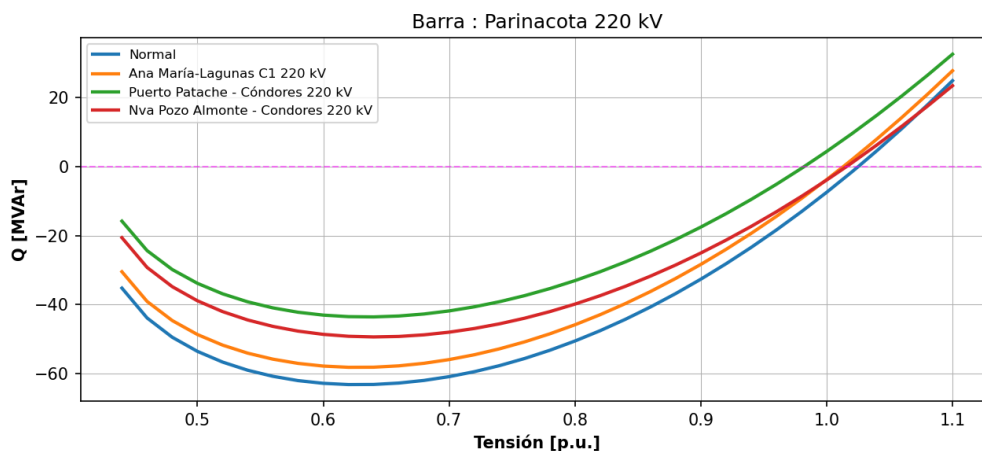


Figura 4.6. Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E5.

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.]	Margen [MVar]
Normal	1.025	0.95-1.05	0.62	-63
Ana María-Lagunas C1 220 kV	1.013	0.93-1.07	0.62	-58
Puerto Patache - Cóndores 220 kV	0.982	0.93-1.07	0.64	-44
Nva Pozo Almonte - Condores 220 kV	1.016	0.93-1.07	0.64	-49

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 en la mayoría de los casos, leves variaciones de requerimientos de reactivos podrían implicar que la tensión de la barra quede fuera de los rangos aceptables.

4.2.2.4 Análisis de resultados Escenario E6

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en operación normal y post contingencias del escenario E6.

a) Descripción del Escenario E6

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.
- Central Chapiquiña
- Central PAM

S/E A (Chuquicamata):

- 0 de 1 banco de CCEE 1x27 MVar

S/E Arica:

- 0 de 3 bancos de CCEE 1x2.5 MVar
- 1 de 1 reactor 1x3 MVar

S/E Calama

- 0 de 1 banco de CCEE 2x2.5 MVar

S/E Cóndores:

- 0 de 1 banco de CCEE 2x15MVar
- 1 de 1 reactor 1x30 MVar

S/E Crucero

- 1 de 1 reactor 1x24 MVar

S/E Laberinto

- 2 de 2 reactores 1x20 MVar

S/E Lagunas:

- 0 de 1 banco de CCEE 1x40MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x60MVar
- 1 de 1 reactor 1x30 MVar

S/E Los Changos

- 1 de 1 reactor 1x175 MVar

S/E Parinacota

- 0 de 1 banco de CCEE 2x10MVar

S/E Pozo Almonte

- 1 de 1 reactor 1x24 MVar

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron simultáneamente las siguientes medidas operacionales:

- Apertura de la línea Parinacota-Roncacho 220 kV.
- Apertura de la línea Roncacho-Nva Pozo Almonte 220 kV.

b) 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, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

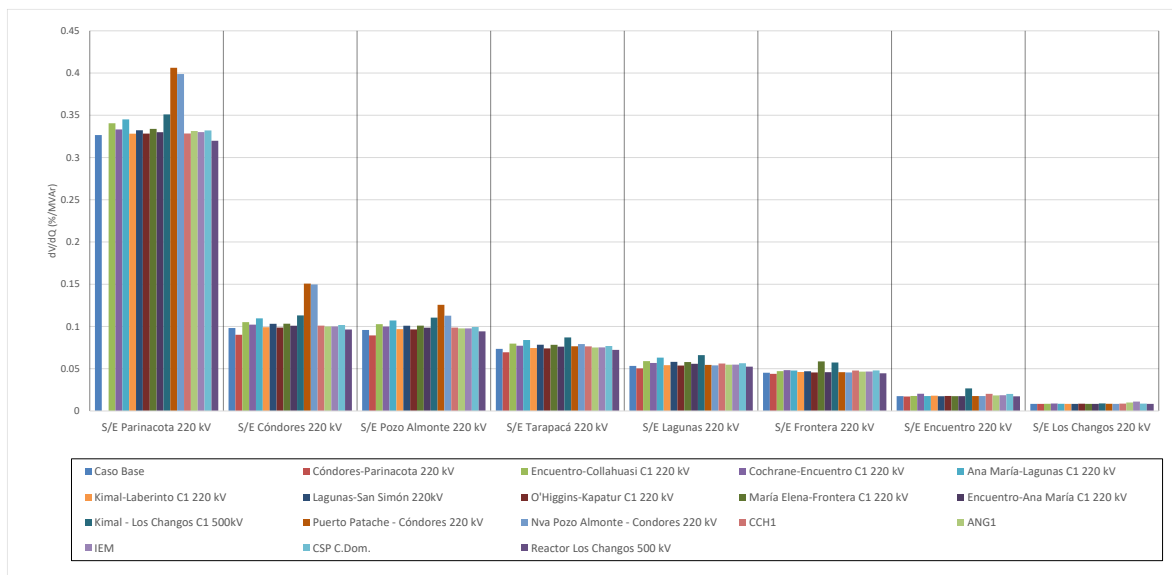


Figura 4.7. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E6.

A partir del 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 Puerto Patache—Cóndores 220 kV. Además, 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.

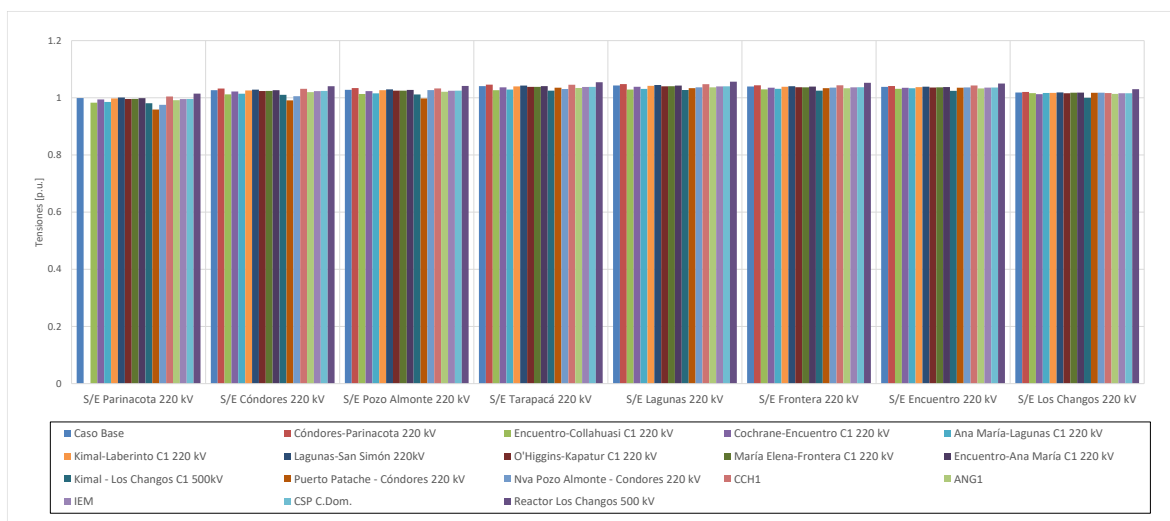


Figura 4.8. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande en E6.

c) 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 4.9. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E6 para diversas contingencias.

Falla Elemento	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																	
	Córdores-Parinacota 220 kV		Encuentro-Collahuasi C1 220 kV		Cochrane-Encuentro C1 220 kV		Ana María-Lagunas C1 220 kV		Kimal-Laberinto C1 220 kV		Lagunas-San Simón 220kV		O'Higgins-Kapatur C1 220 kV		María Elena-Frontera C1 220 kV		Encuentro-Ana María C1 220 kV		Kimal - Los Chagos C1 500kV		Puerto Patache -Córdores 220 kV		Nva Pozo Almonte - Condores 220 kV		CCH1		ANG1		IEM		CSP C.Dom.		Reactor Los Chagos 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	[%]	Δ MVar	[%]
C.Pab. U1	-0.5	3%	1.3	4%	0.8	1%	1.0	4%	0.2	2%	-0.1	2%	0.5	2%	0.4	4%	0.2	4%	2.8	2%	0.6	4%	0.4	4%	-0.7	-9%	1.2	2%	0.5	3%	0.5	2%	-2.4	2%
C.Pab. U2	-0.5	3%	1.3	4%	0.8	1%	1.0	4%	0.2	2%	-0.1	2%	0.5	2%	0.4	4%	0.2	4%	2.8	2%	0.6	4%	0.4	4%	-0.7	-9%	1.2	2%	0.5	3%	0.5	2%	-2.4	2%
ANG1	-3.9	19%	4.3	13%	11.6	15%	3.3	13%	2.5	24%	-0.9	19%	5.5	22%	1.3	14%	0.5	13%	38.3	23%	2.1	14%	1.4	14%	4.5	56%			5.3	26%	5.4	22%	-24.2	21%
ANG2	-3.9	19%	4.3	13%	11.6	14%	3.2	13%	2.5	23%	-0.8	17%	5.4	22%	1.3	14%	0.5	13%	38.1	23%	2.1	14%	1.4	13%	3.9	49%	10.3	22%	4.9	24%	5.1	20%	-24.1	21%
CCH1	-2.1	10%	5.2	16%	33.9	42%	3.9	16%	0.7	7%	-0.7	15%	1.9	8%	1.4	16%	0.7	17%	10.7	6%	2.5	16%	1.7	16%			8.7	19%	3.9	19%	3.4	14%	-8.9	8%
CCH2	-2.0	10%	5.2	16%	2.6	3%	3.9	16%	0.7	7%	-0.7	13%	1.9	8%	1.4	15%	0.7	17%	10.6	6%	2.4	16%	1.6	16%	-1.3	-17%	7.6	16%	3.4	17%	3.0	12%	-8.9	8%
IEM	-5.4	27%	5.8	18%	16.1	20%	4.4	18%	3.2	30%	-1.1	23%	7.1	29%	1.7	19%	0.7	18%	52.3	32%	2.8	18%	1.9	18%	5.5	70%	13.7	29%			7.0	28%	-33.6	30%
CSP C.Dom.	-1.9	9%	4.8	15%	2.4	3%	3.6	15%	0.7	6%	-0.4	8%	1.7	7%	1.3	14%	0.6	15%	9.8	6%	2.2	15%	1.5	15%	-3.3	-41%	4.0	9%	1.9	9%			-8.1	7%
T_INTERNO	-20.2	100%	32.0	100%	80.0	100%	24.3	100%	10.8	100%	-4.9	100%	24.4	100%	9.1	100%	4.1	100%	165.3	100%	15.4	100%	10.3	100%	7.9	100%	46.6	100%	20.5	100%	24.8	100%	-112.6	100%

Tabla 4.10. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E6 para diversas contingencias.

Gen	Falla	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																	
		Córdores-Parinacota 220 kV	Encuentro-Collahuasi C1 220 kV	Cochrane-Encuentro C1 220 kV	Ana María-Lagunas C1 220 kV	Kimal-Laberinto C1 220 kV	Lagunas-San Simón 220kV	O'Higgins-Kapatur C1 220 kV	María Elena-Frontera C1 220 kV	Encuentro-Ana María C1 220 kV	Kimal - Los Chagos C1 500kV	Puerto Patache - Córdores 220 kV	Nva Pozo Almonte - Condores 220 kV	CCH1	ANG1	IEM	CSP C.Dom.	Reactor Los Chagos 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	Δ MVar	
T_INTERNO		-20.2	32.0	80.0	24.3	10.8	-4.9	24.4	9.1	4.1	165.3	15.4	10.3	7.9	46.6	20.5	24.8	-112.6	
NGN-NGS		-6.0	10.6	13.5	8.0	10.5	-1.2	14.5	3.1	1.3	50.8	5.1	3.4	-1.6	14.5	7.1	6.4	33.2	
NGN-NCH		11.8	8.0	-55.7	6.2	2.8	2.3	6.9	2.4	1.0	78.9	3.7	2.6	-42.3	-44.9	-20.4	-17.9	-63.3	
TOTAL		-14.4	50.5	37.8	38.5	24.2	-3.8	45.8	14.6	6.4	295.1	24.1	16.3	-36.0	16.2	7.1	13.3	-209.1	

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 un circuito de la línea Kimal - Los Changos C1 500kV el que precisa de una reserva interna de 165.3 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la unidad IEM (32%) y por las centrales de Angamos U1 y U2 (23% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 295.1 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 112.6 MVAR, de los cuales la mayor parte es aportada por la unidad IEM (30%) y por las centrales de Angamos U1 y U2 (21% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las ACT Norte Chico y de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 209.1 MVAR.

d) 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.

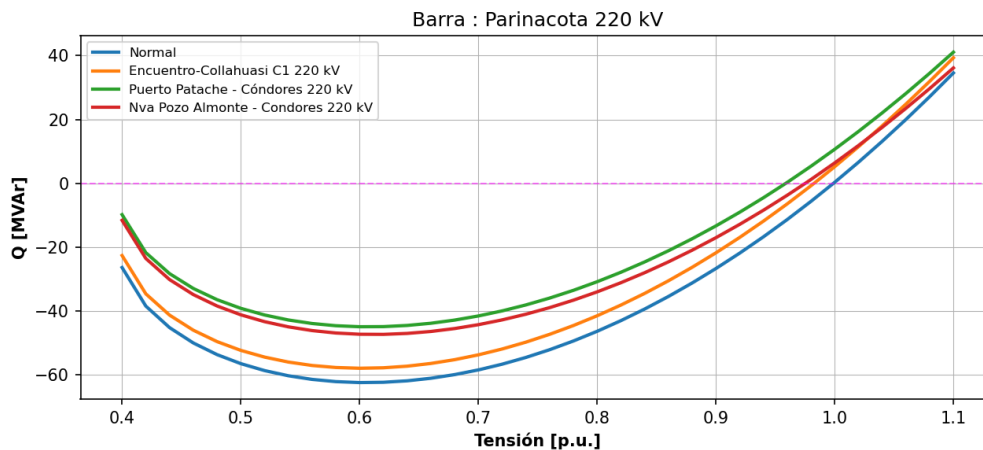


Figura 4.9. Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E6.

Tabla 4.11. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parinacota 220kV Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, escenario E6.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Normal	0.999	0.95-1.05	0.60	-63
Norgener U1	0.983	0.93-1.07	0.60	-58
Cóndores-Parinacota 220 kV	0.959	0.93-1.07	0.60	-45
N.Pozo Almonte-Roncacho 220 kV	0.975	0.93-1.07	0.62	-47

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 en la mayoría de los casos, leves variaciones de requerimientos de reactivos podrían implicar que la tensión de la barra quede fuera de los rangos aceptables.

4.2.2.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, que corresponden al E6 para inyección y E2 para absorción de potencia reactiva, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. 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 la contingencia, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \xi \geq 5\%$?		$\angle V_{\min.} > 0.7$ p.u. ?	$\angle V_{\min.} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	
Reactor Los Changos 500 kV	E2	Kimal - Los Changos C1 500 kV	207	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Kimal - Los Changos C1 500kV	E6	Cochrane - Encuentro C1 220 kV	176	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.12. Resumen verificación comportamiento dinámico Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande.

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

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

4.2.2.6 Prioridades de Uso de los Recursos

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande, respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (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 4.13. 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	E6	E2
Demanda de la zona (MW)	1926	1831
Generación de la zona (MW)	1672	2559
Contingencia más crítica en la zona	Kimal - Los Changos C1 500kV	Reactor Los Changos 500 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	165.3	-114.4
Distribución	IEM : 32 % ANG1: 23 % ANG2: 23 %	IEM : 28 % ANG1: 21 % ANG2: 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.

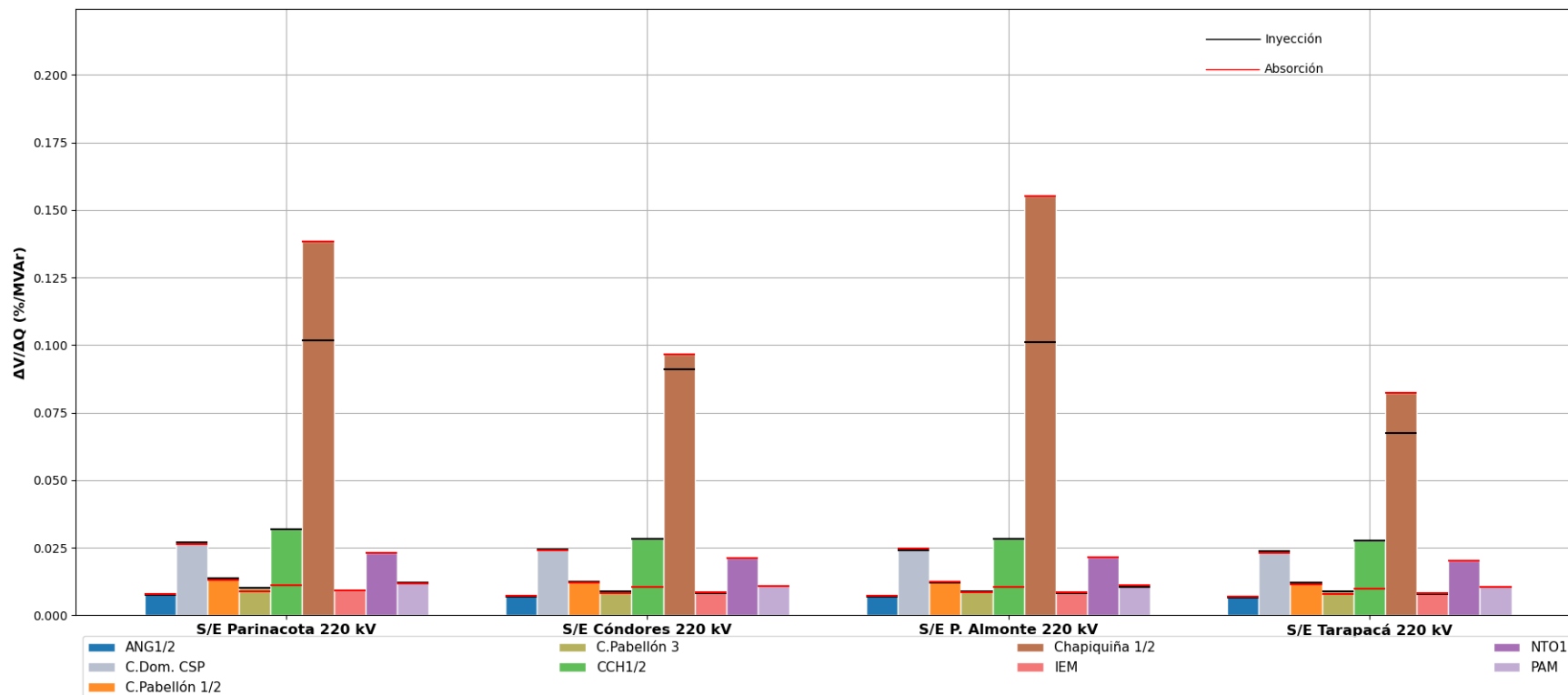


Figura 4.10 Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales sincrónicas.

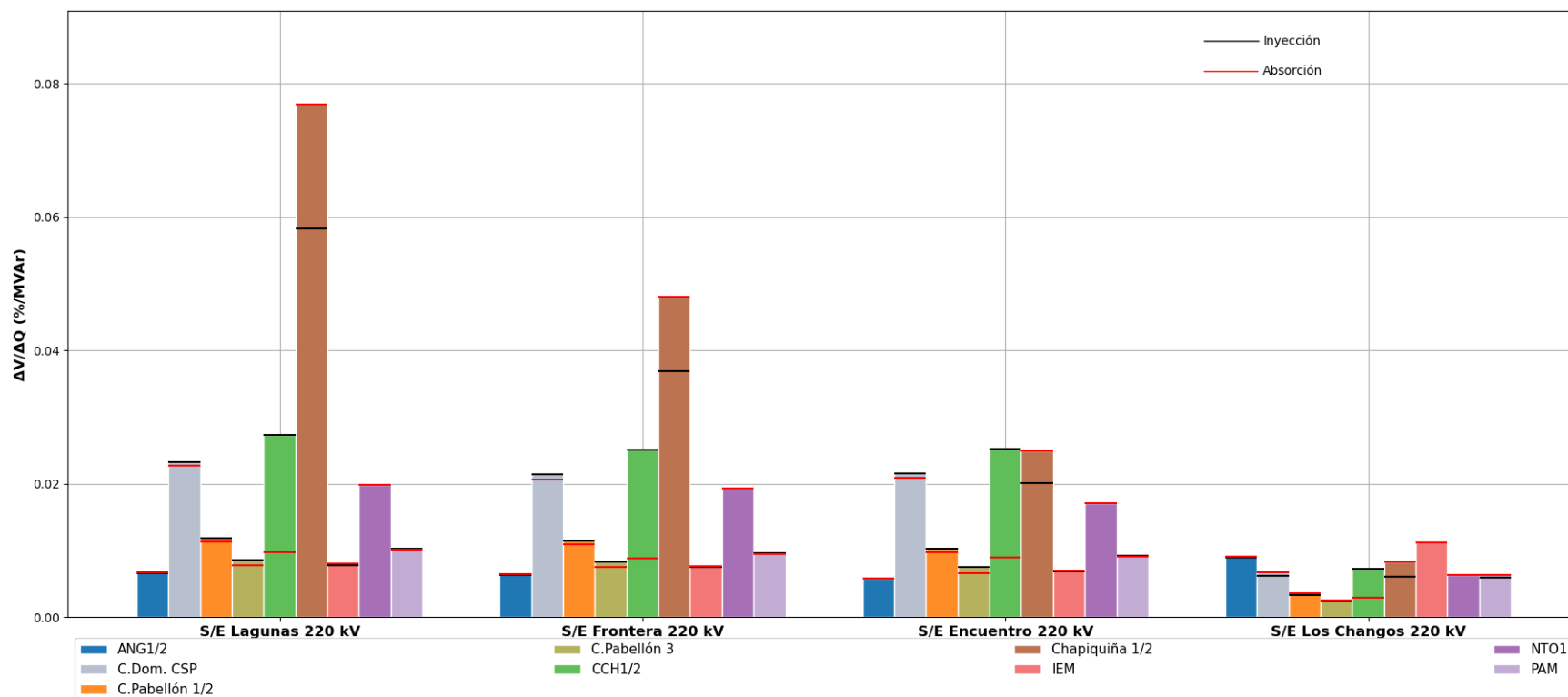


Figura 4.11. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales sincrónicas (continuación).

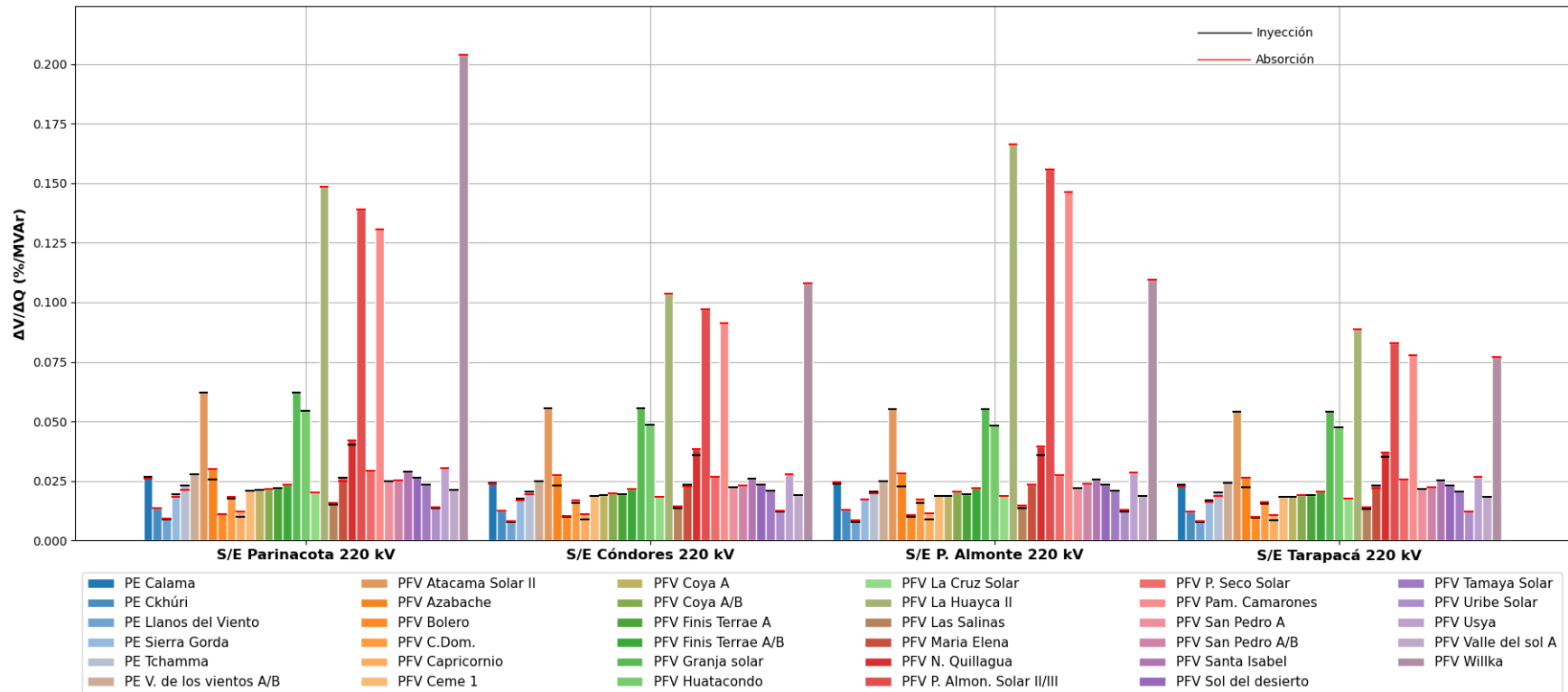


Figura 4.12. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales ERV.

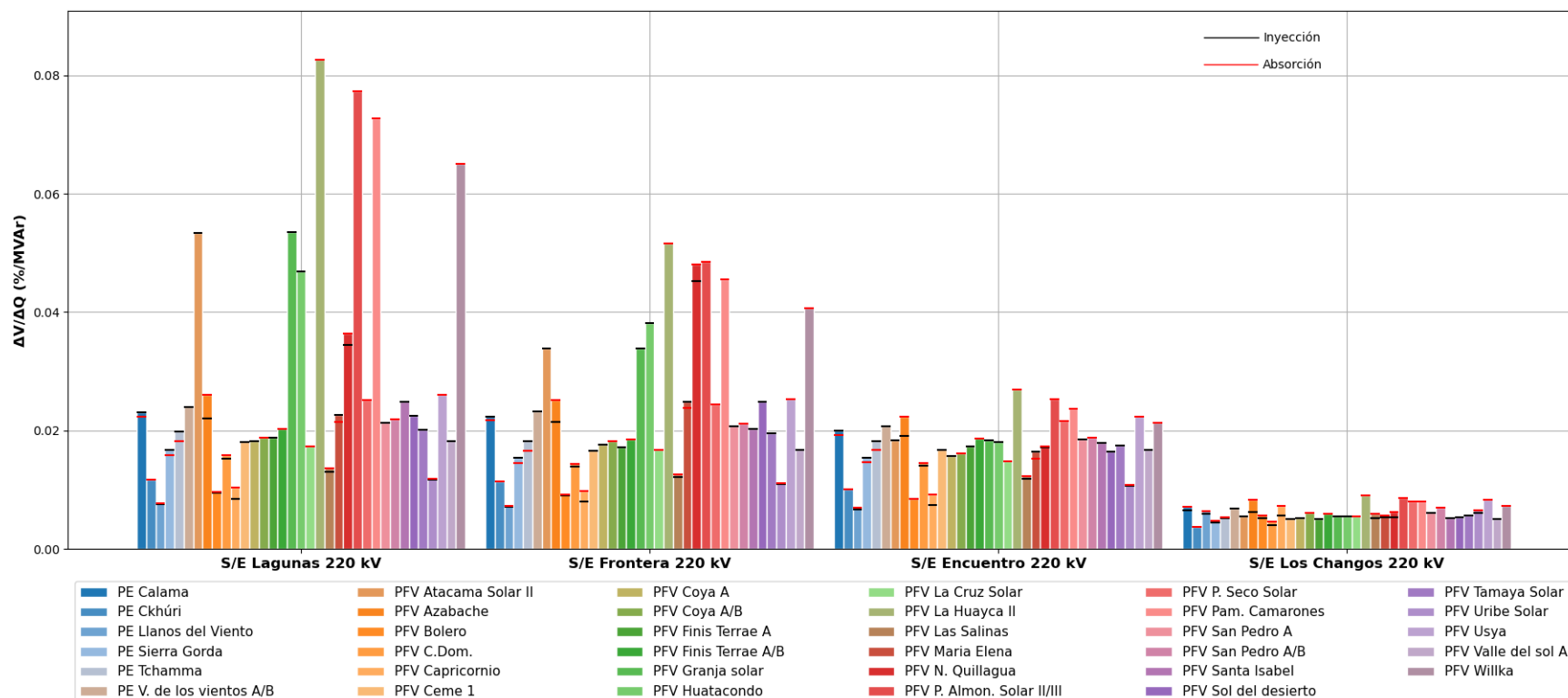


Figura 4.13. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte-Centro del ACT Norte Grande: Centrales ERV (continuación).

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 (E6 y E2 respectivamente) de potencia reactiva, las centrales de Chapiquiña 1 y 2 junto con Cochrane (CCH1 y CCH2), las centrales fotovoltaicas: Atacama Solar II, Granja solar, Huatacondo y La Huayca II, son en general, las más eficaces en el CT de las SSEE de la Sub ACT Norte-Centro del área del Norte Grande. Por otra parte, en la SE Los Changos 220 kV las centrales más efectivas corresponde a las Centrales Angamos (ANG1 y ANG2) e IEM.

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 de todos los escenarios en estudio, 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.

S/E Escondida

- 0 de 1 reactor 1x10 MVAR
- 0 de 1 reactor 1x5 MVAR
- 0 de 1 reactor 1x7 MVAR

S/E Andes

- 0 de 1 reactor 1x40 MVAR

S/E Cobos

- 0 de 1 reactor 1x40 MVAR

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 (Planta Óxidos)
- Desconexión SVC Domeyko

4.2.3.2 Análisis de resultados Escenario E2

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

El detalle de despacho de centrales 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, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

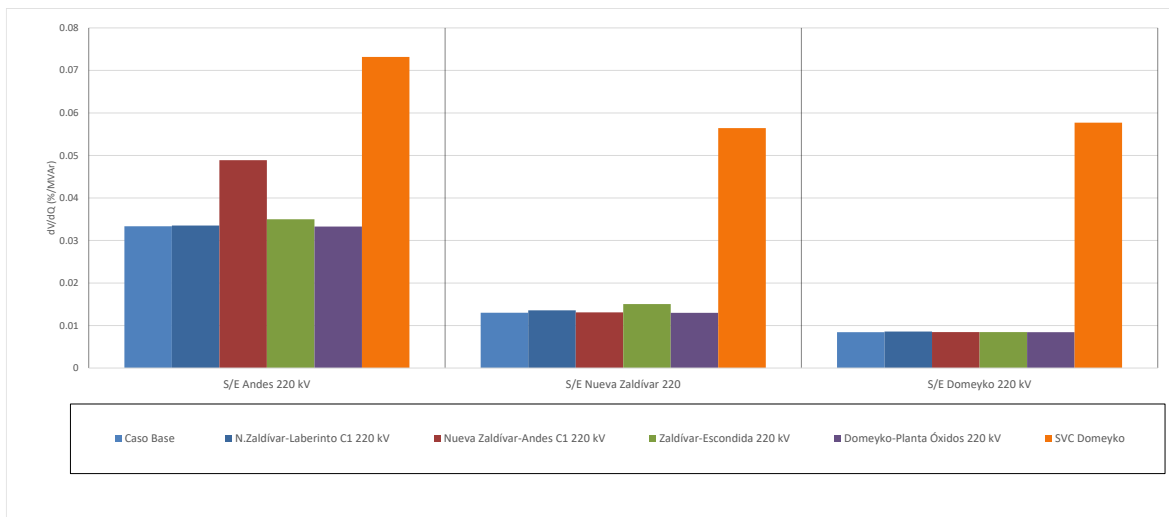


Figura 4.14. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E2.

A partir del gráfico anterior se aprecia 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 corresponde nuevamente a la S/E Andes 220 kV para la falla del SVC Domeyko. Se puede observar 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 (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.

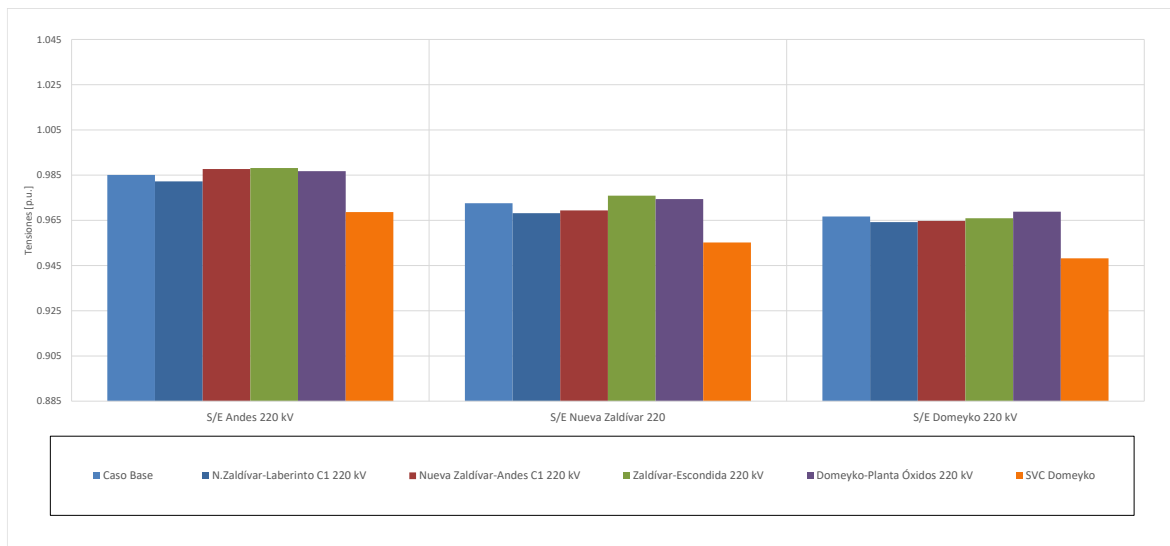


Figura 4.15. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E2.

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-Centro.

Tabla 4.14: Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E2 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Elemento	N.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	24.6	100%	19.4	100%	7.6	100%	-21.3	100%
T_INTERNO	24.6	100%	19.4	100%	7.6	100%	-21.3	100%

Tabla 4.15. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E2 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Falla Gen	N.Zaldívar- Laberinto C1 220 kV	Nueva Zaldívar- Andes C1 220 kV	Zaldívar- Escondida 220 kV	Domeyko- Planta Óxidos 220 kV	SVC Domeyko	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	
T_INTERNO	24.6	19.4	7.6	-21.3	0.0	
NGS-NGN	-22.1	-0.1	-3.1	-3.5	41.8	
TOTAL	2.5	19.3	4.5	-24.8	41.8	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del Subárea Sur del ACT corresponde a la falla de un circuito de la línea N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV, el que precisa de una reserva interna de 24.6 MVar, aportados únicamente por el SVC Domeyko. Por otra parte, en la segunda tabla se puede apreciar que la contingencia del SVC de Domeyko es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 41.8 MVar.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión la línea que alimenta los consumos de Planta Óxidos, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Sur de la ACT de 21.3 MVar, aportados por el SVC Domeyko. Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 24.8 MVar.

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

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

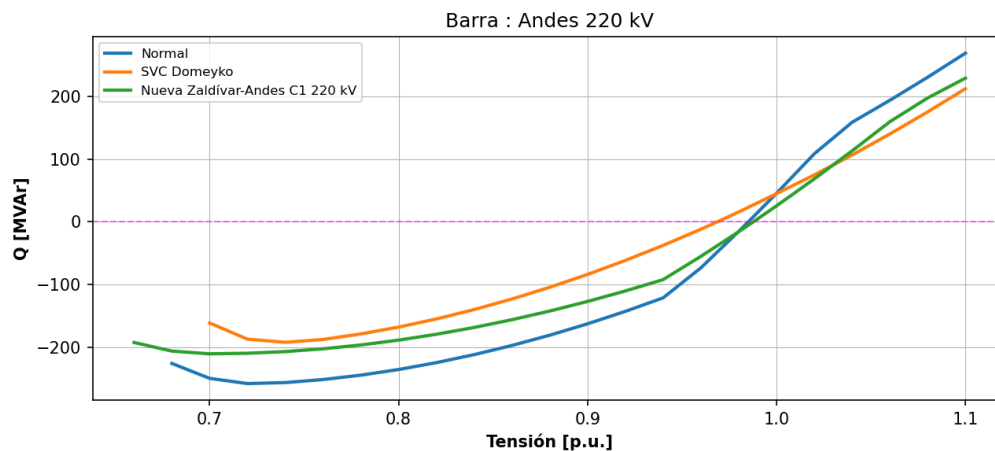


Figura 4.16. Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E2.

Tabla 4.16. Descripción resultados Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E2.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	0.985	0.95-1.05	0.72	-258
SVC Domeyko	0.969	0.93-1.07	0.74	-192
Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV	0.988	0.93-1.07	0.70	-210

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 centrales 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, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

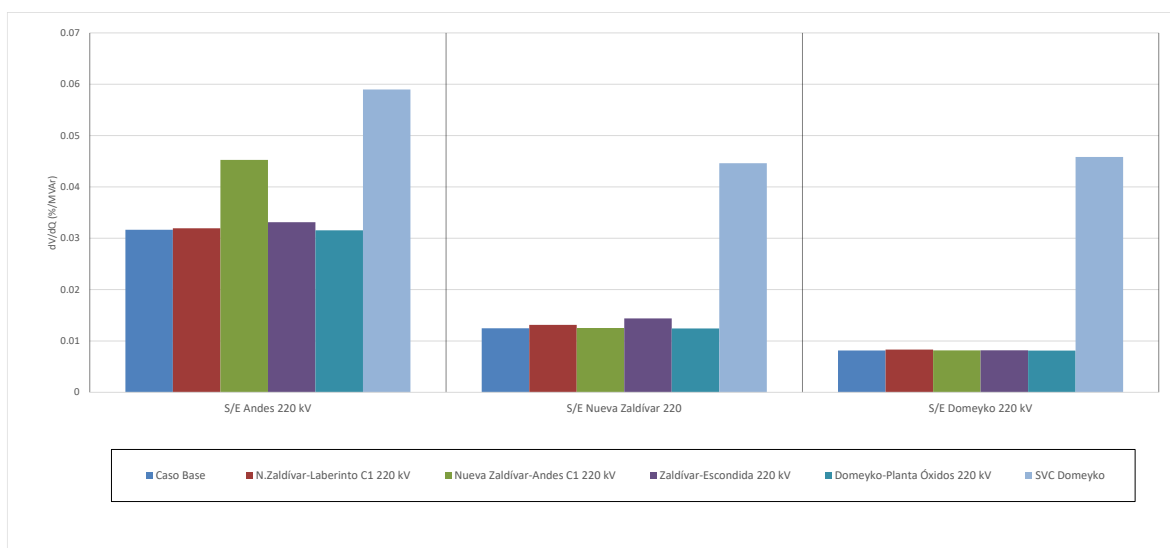


Figura 4.17. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E5.

A partir del gráfico anterior se aprecia 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 corresponde nuevamente a la S/E Andes 220 kV para la falla del SVC Domeyko. Se puede observar 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 (no se visualice la sensibilidad en esos casos) excepto ante la pérdida del SVC Domeyko. Hay que destacar que la insensibilidad de esta barra está directamente relacionada al margen de reactivos que posea el SVC de Domeyko en contingencias.

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

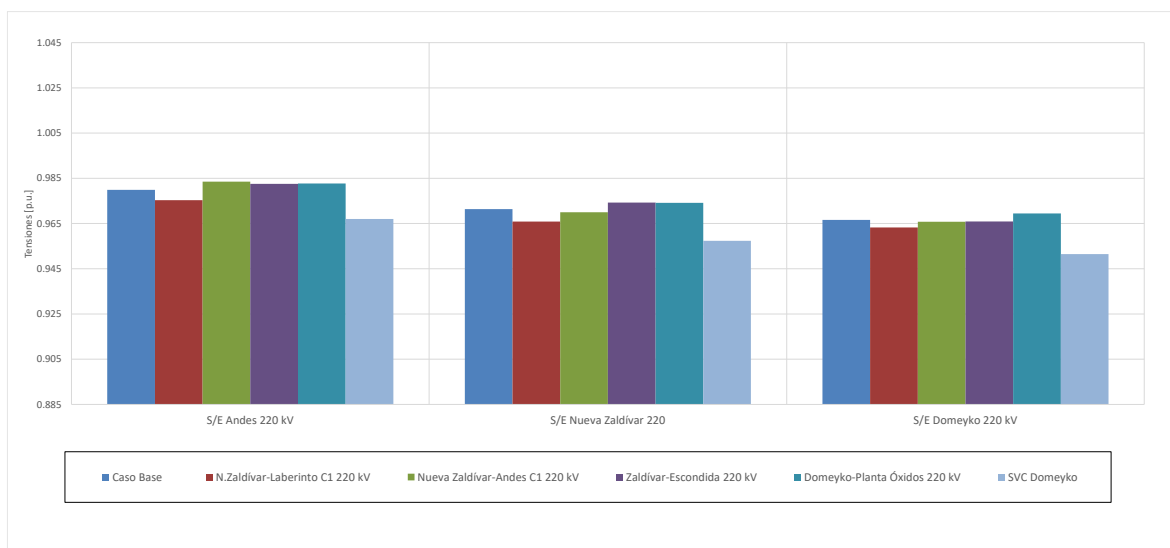


Figura 4.18. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E5.

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 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-Centro.

Tabla 4.17: 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	N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV		Nueva Zaldívar- Andes C1 220 kV		Zaldívar- Escondida 220 kV		Domeyko-Planta Óxidos 220 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Domeyko	33.7	100%	8.1	100%	6.9	100%	-28.4	100%
T_INTERNO	33.7	100%	8.1	100%	6.9	100%	-28.4	100%

Tabla 4.18. 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	N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	Nueva Zaldívar- Andes C1 220 kV	Zaldívar- Escondida 220 kV	Domeyko- Planta Óxidos 220 kV	SVC Domeyko
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	33.7	8.1	6.9	-28.4	0.0
NGS-NGN	-26.6	1.2	-2.8	3.6	38.0
TOTAL	7.1	9.3	4.1	-24.8	38.0

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del Subárea Sur del ACT corresponde a la falla de un circuito de la línea N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV, el que precisa de una reserva interna de 33.7 MVar, aportados únicamente por el SVC Domeyko. Por otra parte, en la segunda tabla se puede apreciar que la contingencia del SVC de Domeyko es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 38 MVar.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión la línea que alimenta los consumos de Planta Óxidos, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Sur de la ACT de 28.4 MVar, aportados por el SVC Domeyko. Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 24.8 MVar.

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.

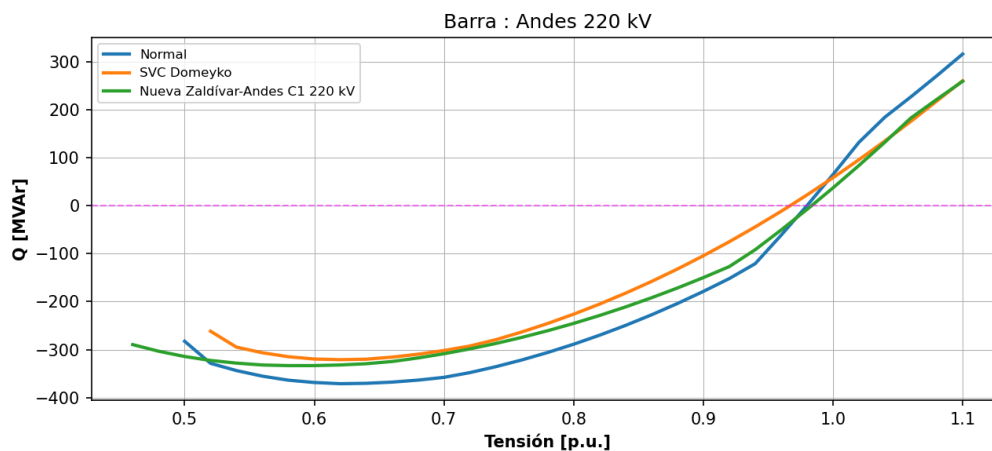


Figura 4.19. Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E5.

Tabla 4.19. 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.]	Margen [MVar]
Normal	0.980	0.95-1.05	0.62	-371
SVC Domeyko	0.967	0.93-1.07	0.62	-321
Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV	0.984	0.93-1.07	0.58	-333

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.

4.2.3.4 Análisis de resultados Escenario E6

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

El detalle de despacho de centrales 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.

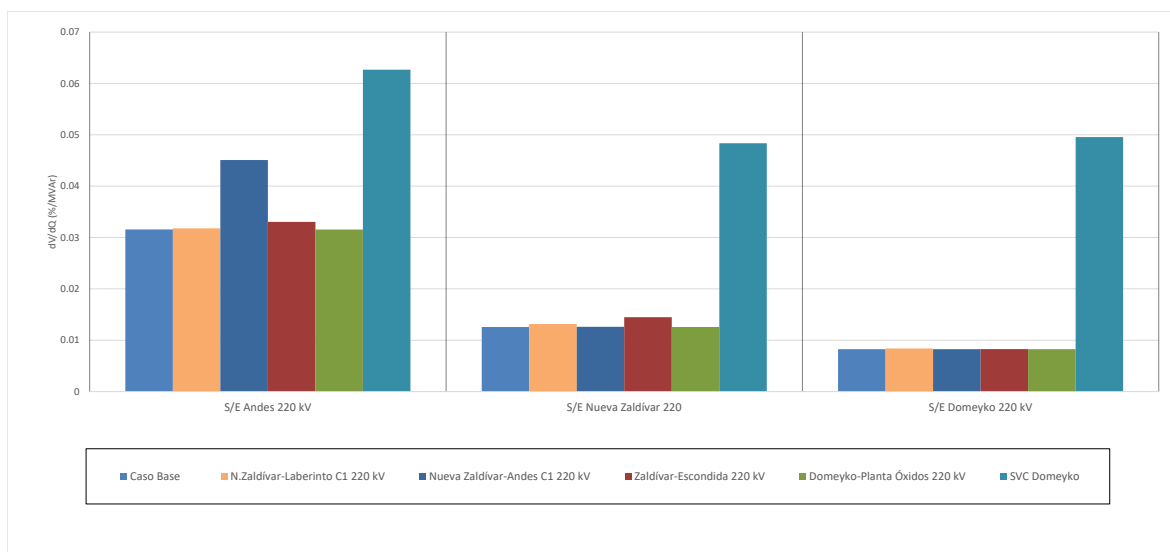


Figura 4.20. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E6.

A partir del gráfico anterior se aprecia 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 corresponde nuevamente a la S/E Andes 220 kV para la falla del SVC Domeyko. 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 (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.

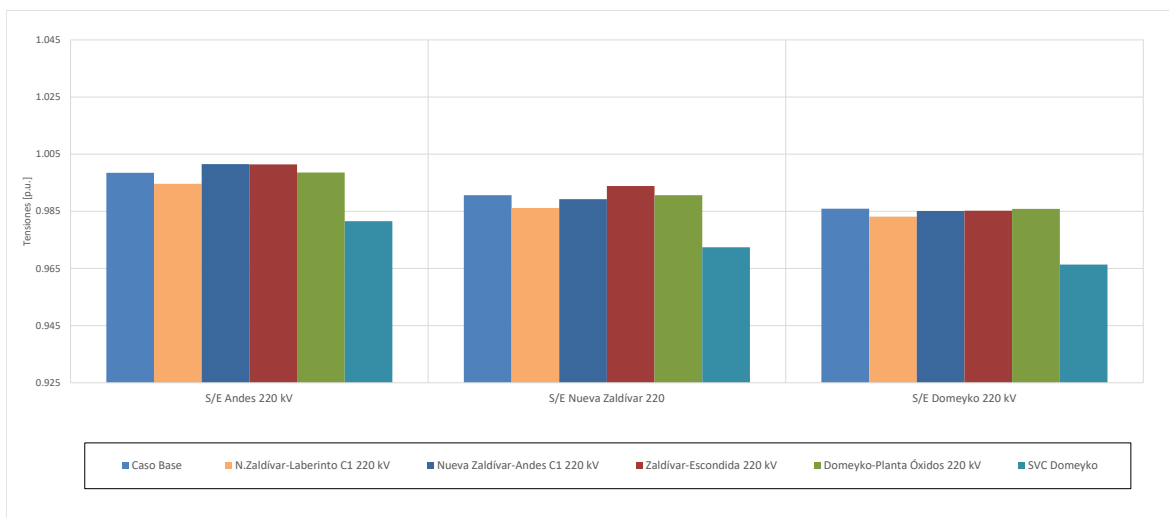


Figura 4.21. Tensiones en barras de 220kV de la subárea Sur del ACT Norte Grande en E6.

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-Centro.

Tabla 4.20: Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E6 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Elemento	N.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	28.1	100%	8.4	100%	7.2	100%	0.8	100%
T_INTERNO	28.1	100%	8.4	100%	7.2	100%	0.8	100%

Tabla 4.21. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E6 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Falla Gen	N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	Nueva Zaldívar- Andes C1 220 kV	Zaldívar- Escondida 220 kV	Domeyko- Planta Óxidos 220 kV	SVC Domeyko	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	
T_INTERNO	28.1	8.4	7.2	0.8	0.0	
NGS-NGN	-20.9	1.4	-3.0	4.9	46.5	
TOTAL	7.2	9.8	4.3	5.7	46.5	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del Subárea Sur del ACT corresponde a la falla de un circuito de la línea N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV, el que precisa de una reserva interna de 28.1 MVar, aportados únicamente por el SVC Domeyko. Por otra parte, en la segunda tabla se puede apreciar que la contingencia del SVC de Domeyko es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 46.5 MVar.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión la línea que alimenta los consumos de Planta Óxidos, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Sur de la ACT de 0.8 MVar, aportados por el SVC Domeyko. Por otra parte, en la segunda tabla se puede apreciar que la contingencia de la línea Zaldívar-Escondida 220 kV es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de la Subárea Sur, el requerimiento total de esta contingencia es de 4.3 MVar.

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.

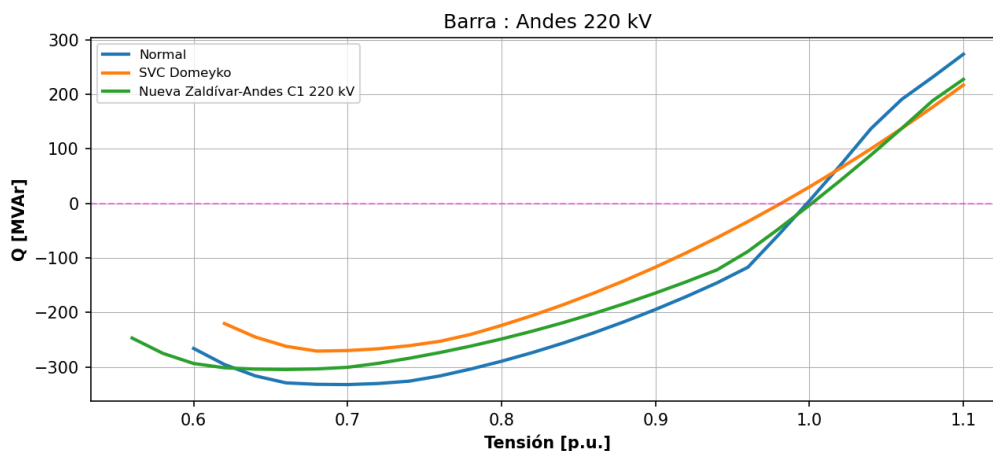


Figura 4.22. Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E6.

Tabla 4.22. Descripción resultados Curva Q-V S/E Andes 220kV Subárea Sur del ACT Norte Grande, escenario E6.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	0.998	0.95-1.05	0.70	-332
05_SVC Domeyko	0.982	0.93-1.07	0.68	-271
Nueva Zaldívar-Andes C1 220 kV	1.002	0.93-1.07	0.66	-305

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.

4.2.3.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, que corresponde al E5 tanto para inyección como para absorción de potencia reactiva, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. 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.

Falla	Escenario	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.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	E5	N.Zaldívar-Laberinto C2 220 kV	141	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Domeyko-Planta Óxidos 220 kV	E5	N.Zaldívar-Laberinto C2 220 kV	96	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.23. Resumen verificación comportamiento dinámico escenario E3 Subárea Sur del ACT Norte Grande.

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

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

4.2.3.6 Prioridades de Uso de los Recursos

En la siguiente tabla se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la Subárea Sur del ACT Norte Grande, respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (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 4.24. 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)	599	599
Generación de la zona (MW)	47	47
Contingencia más crítica en la zona	N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV	Domeyko-Planta Óxidos 220 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	33.7	-28.4
Distribución	SVC Domeyko : 100 %	SVC Domeyko : 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.

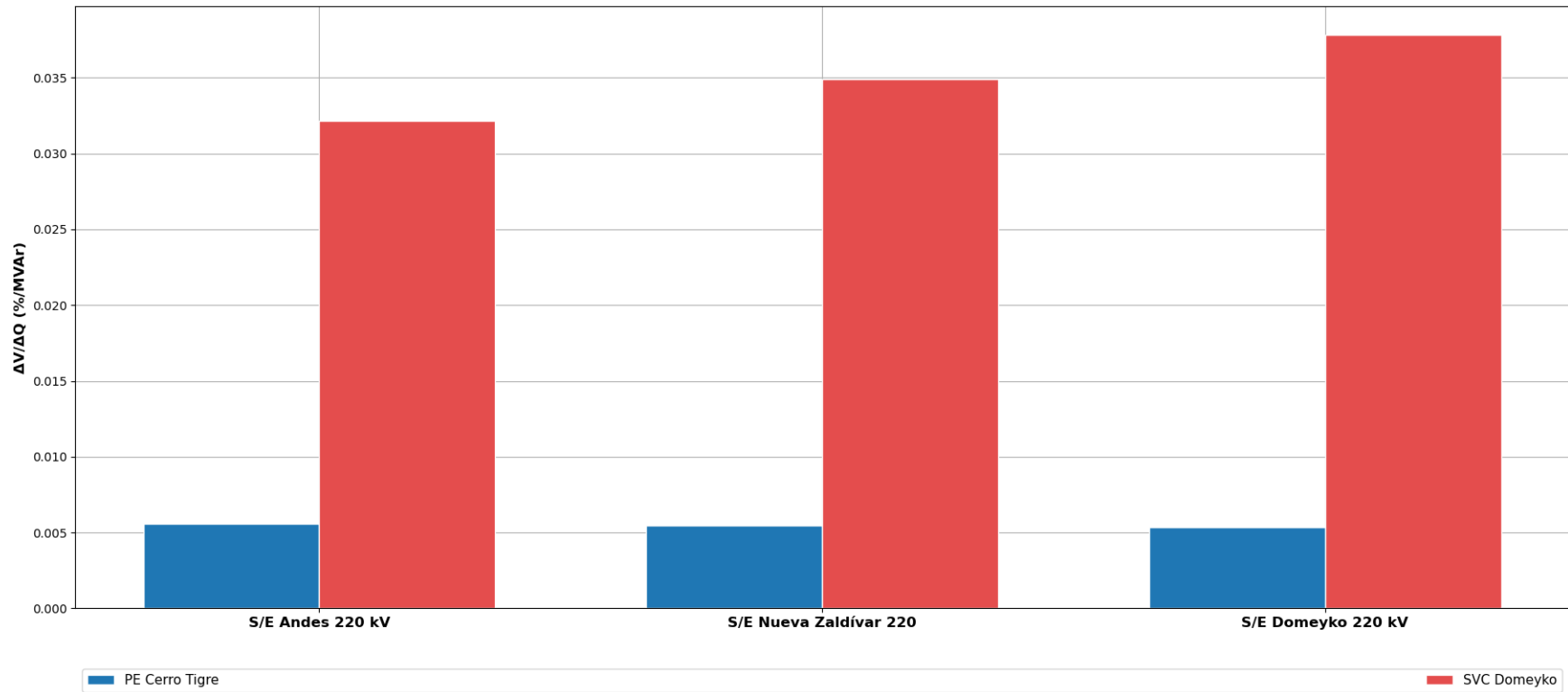


Figura 4.23. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Sur del ACT Norte Grande.

De la figura anterior se observa que para la Subárea Sur del ACT Norte Grande y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección y absorción (E5 en ambos casos) de potencia reactiva, se aprecia que el SVC de Domeyko, que corresponde al único elemento de control dinámico existente en el ACT, disminuye su efectividad de control de tensión de S/E Domeyko en la medida que se avanza al norte de su ubicación, presentando la menor efectividad en el CT de las barras de las SSEE 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

Esta ACT incluye los sistemas de 500 kV, 220 kV 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 las SS/EE Nueva Los Pelambres y 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 y 110 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, las cuales se estudiaron por separado.

4.3.1 Escenarios analizados

Los escenarios de operación utilizados para las simulaciones de las subáreas del Norte Chico se resumen en la Tabla 4.25 y la Tabla 4.26.

Tabla 4.25. Escenarios de operación para el análisis del ACT Norte Chico subárea Norte

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E2	140	861	861
E5	127	1	1
E6	77	57	57

Tabla 4.26. Escenarios de operación para el análisis del ACT Norte Chico subárea Centro-Sur

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E2	1072	1973	1928
E5	887	1159	686
E6	608	1165	1084

En los tres escenarios analizados se consideraron en servicio las siguientes obras de transmisión relevantes del ACT, de acuerdo con las fechas estimadas de puesta en servicio indicadas en el Punto 3.3.2:

- Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA.
- Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA.
- Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV, la cual incluye dos reactores en 500 kV de 150 MVar cada uno.
- Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro.

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 SVC de la S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV y por los elementos de CT existentes en el sistema de 220 kV (Central Guacolda, SVC de Diego de Almagro y los CER de Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar).

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. En el escenario de día analizado (E2) se alcanzan valores de inyección del orden de 2300 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 tres escenarios analizados se consideraron en servicio todos los circuitos de 500 y 220 kV del ACT y todas las compensaciones serie del sistema de 500 kV.

En el Escenario E2 se consideró la operación del sistema de 220 kV abierto en la S/E Don Héctor, de tal manera de repartir la generación fotovoltaica que se conecta a esta subestación hacia Maitencillo y hacia Punta Colorada. Esta medida operacional se aplica normalmente en la operación real en horas de alta generación solar, y en el escenario indicado tiene el objeto de cumplir el criterio N-1 en el tramo Don Héctor – Punta Colorada 220 kV.

4.3.2 Subárea Norte

Todos los escenarios analizados consideran el aporte de los siguientes elementos de compensación de potencia reactiva:

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

4.3.2.1 Contingencias simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Falla Línea Los Changos - Parinas 500 kV C1
- Falla Línea Parinas - Cumbre 500 kV C1
- Falla Línea Cumbre - Nueva Cardones 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV C1
- Desconexión Reactor Parinas 500 kV N1
- Desconexión Reactor Nueva Cardones 500 kV
- Desconexión Transformador Cumbre 500/220 kV N1
- Falla Línea Francisco - Diego de Almagro 220 kV
- Falla Línea Cachiyuyal - Diego de Almagro 220 kV
- Falla Línea Diego de Almagro – Illapa 220 kV C1
- Falla Línea Diego de Almagro – Illapa 220 kV C3
- Falla Línea Illapa – Cumbre 220 kV C1
- Desconexión SVC Plus Diego de Almagro
- Desconexión Reactor Diego de Almagro

Además, en los escenarios E5 y E6 se analizó la desconexión de las centrales generadoras IEM y Angamos U1, respectivamente, que corresponden a las centrales con mayor despacho del ACT Norte Grande. Esto con el objeto de medir el efecto en los requerimientos de potencia reactiva producto de la disminución de transferencias a través del ACT Norte Chico, que conecta el ACT Norte Grande con el ACT Centro.

4.3.2.2 Análisis de resultados Escenario E2

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E2.

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

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

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E2

En el gráfico siguiente 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.

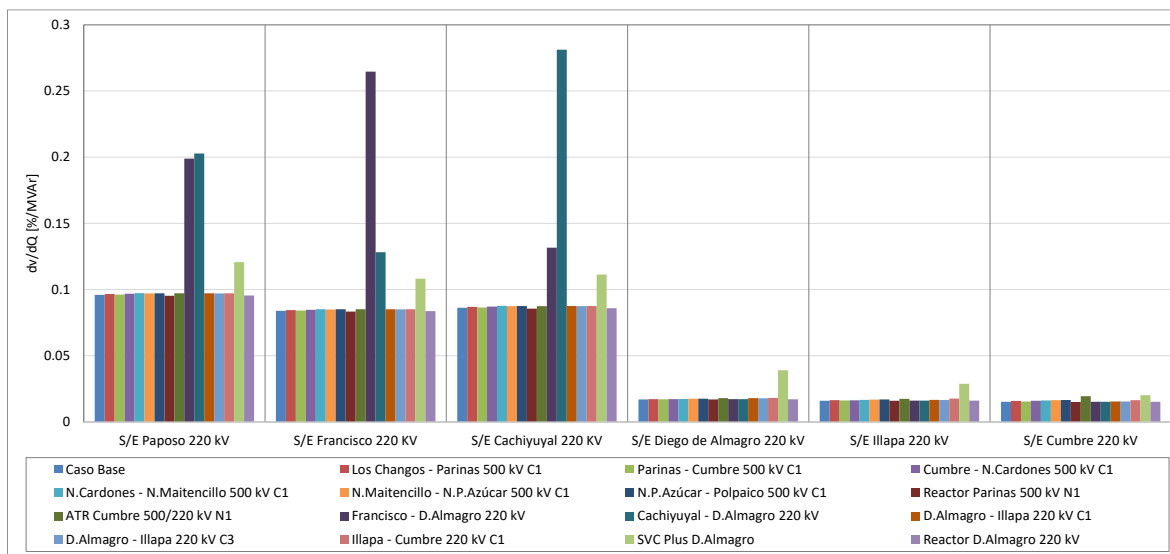


Figura 4.24. Sensibilidad de tensión (dv/dQ) en barras de 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E2.

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 a la de S/E Cachiuyayal 220 kV para la falla de la línea Cachiuyayal – Diego de Almagro 220 kV.

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

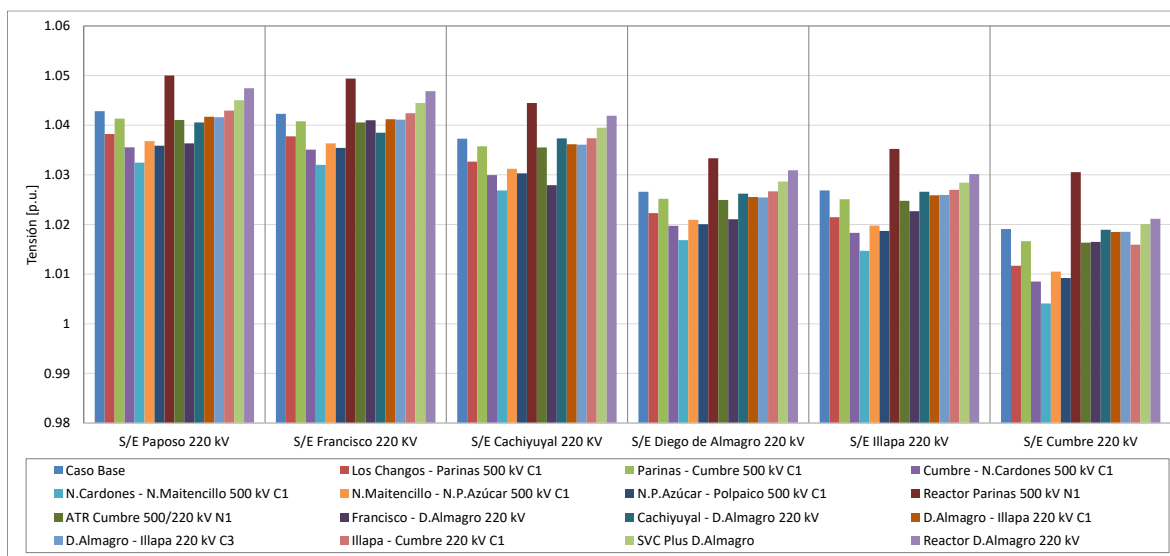


Figura 4.25. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E2.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E2

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 E2 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																					
Elemento	Falla	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1		N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1		Reactor Parinas 500 kV N1		ATR Cumbre 500/220 kV N1		Francisco - D.Almagro 220 kV		Cachiyuyal - D.Almagro 220 kV		Illapa - Cumbre 220 kV C1		Reactor D.Almagro 220 kV	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Plus D.Almagro		22.8	100%	32.5	100%	18.9	100%	21.8	100%	-22.5	100%	5.5	100%	18.5	100%	1.3	100%	-0.3	100%	-14.4	100%
T_INTERNO		22.8	100%	32.5	100%	18.9	100%	21.8	100%	-22.5	100%	5.5	100%	18.5	100%	1.3	100%	-0.3	100%	-14.4	100%

Tabla 4.28. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E2 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Falla Gen	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1	Reactor Parinas 500 kV N1	ATR Cumbre 500/220 kV N1	Francisco - D.Almagro 220 kV	Cachiyuyal - D.Almagro 220 kV	Illapa - Cumbre 220 kV C1	Reactor D.Almagro 220 kV	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	
T_INTERNO	22.8	32.5	18.9	21.8	-22.5	5.5	18.5	1.3	-0.3	-14.4	
NCHN-NCHS	-24.5	-27.6	-15.1	-17.0	17.6	-9.0	17.1	1.2	14.4	-13.4	
TOTAL	-1.7	4.9	3.8	4.7	-4.9	-3.5	35.6	2.5	14.1	-27.8	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla del circuito Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500 kV C1, la que precisa de una reserva interna de 32.5 MVar, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la falla de la línea Francisco – Diego de Almagro 220 kV es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde la subárea Centro-Sur (35.6 MVar).

La contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor N1 de S/E Parinas 500 kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 22.5 MVar, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión del reactor de S/E Diego de Almagro 220 kV es la contingencia que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (27.8 MVar).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E2

Para las barras Paposo 220 kV (Barra más débil pre contingencia) y Cachiyuyal 220 kV (Barra más débil post 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.

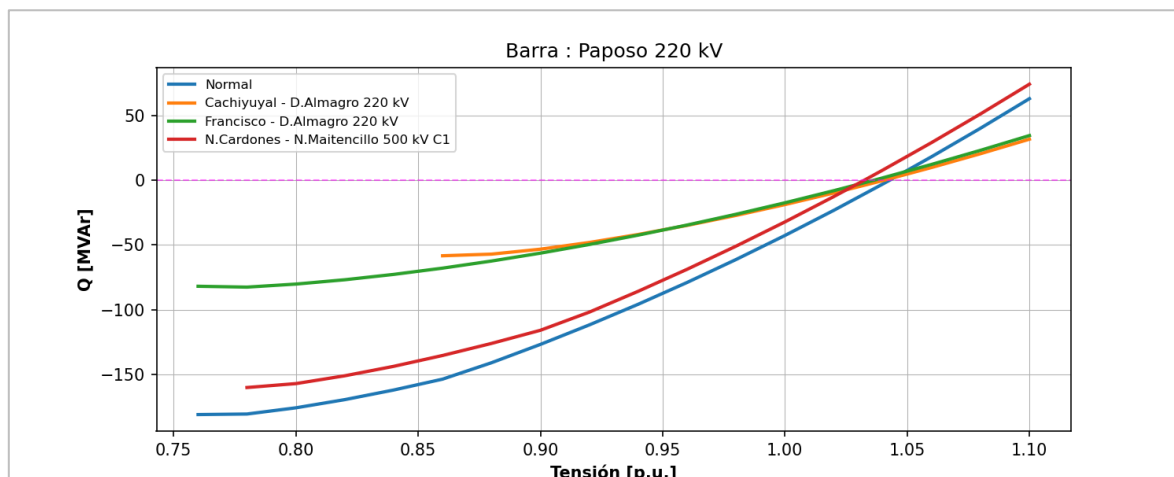


Figura 4.26. Curvas Q-V en S/E Paposo 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E2.

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

Tabla 4.29. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paposo 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E2.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.043	0.989 - 1.093	≤ 0.76	181
Cachiyuyal - D.Almagro 220 kV	1.041	0.968 - 1.114	≤ 0.86	58
Francisco - D.Almagro 220 kV	1.036	0.968 - 1.114	0.78	83
N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	1.032	0.968 - 1.114	≤ 0.78	160

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.

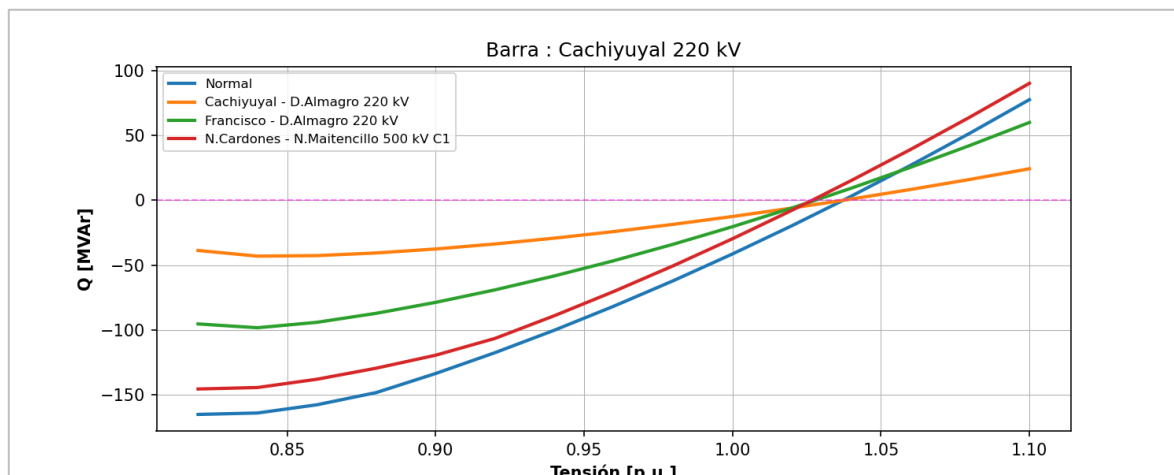


Figura 4.27. Curvas Q-V en S/E Cachiuyual 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E2.

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

Tabla 4.30. Descripción resultados Curva Q-V S/E Cachiuyual 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E2.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.037	0.980 - 1.083	≤ 0.82	165
Cachiuyual - D.Almagro 220 kV	1.037	0.960 - 1.104	0.84	43
Francisco - D.Almagro 220 kV	1.028	0.960 - 1.104	0.84	98
N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	1.027	0.960 - 1.104	≤ 0.82	146

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Cachiuyual 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 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 alta del SEN de noche, con una inyección de fuentes renovables prácticamente nula en el ACT.

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

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E5

En el gráfico siguiente 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.

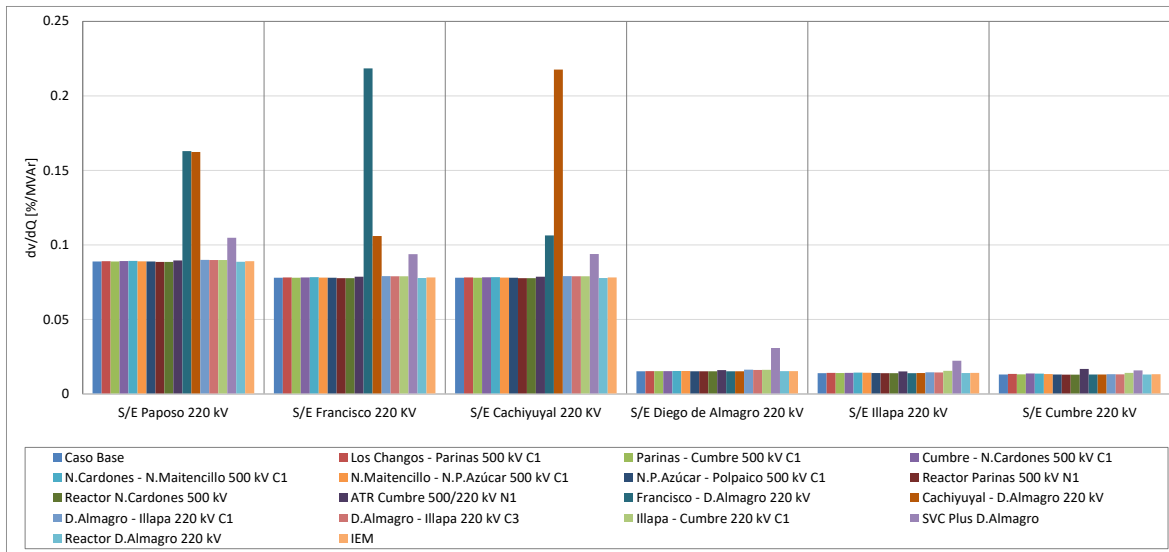


Figura 4.28. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E5.

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 a la de S/E Francisco 220 kV para la falla de la línea Francisco – Diego de Almagro 220 kV.

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

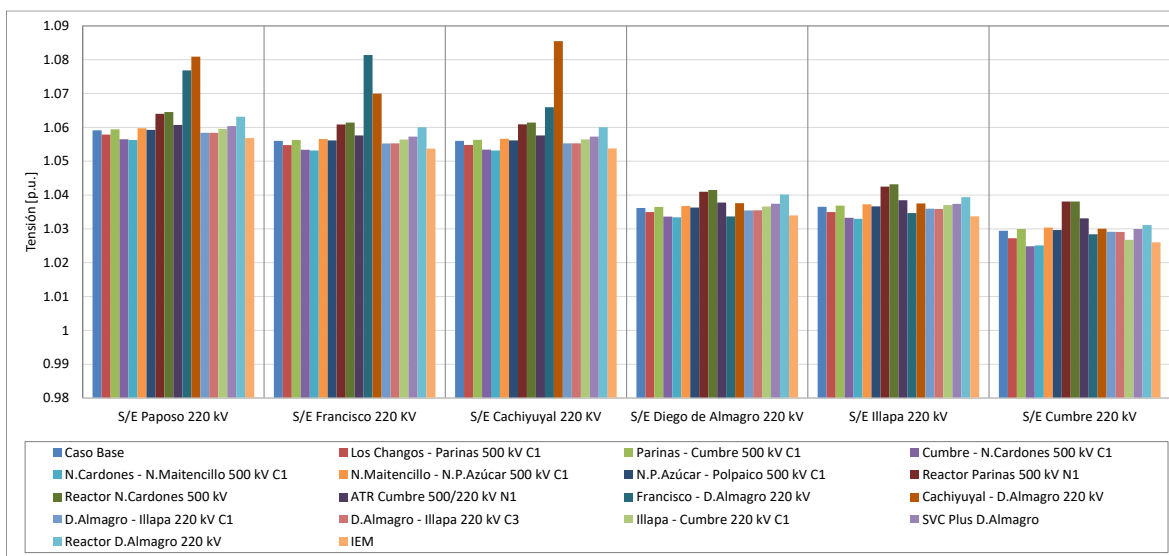


Figura 4.29. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E5.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E5

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

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

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

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

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																				
Falla Elemento	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		Reactor Parinas 500 kV N1		Reactor N.Cardones 500 kV		ATR Cumbre 500/220 kV N1		Francisco - D.Almagro 220 kV		Cachiyuyal - D.Almagro 220 kV		Illapa - Cumbre 220 kV C1		Reactor D.Almagro 220 kV		IEM	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Plus D.Almagro	8.5	100%	9.3	100%	-15.9	100%	-17.7	100%	-5.2	100%	8.4	100%	-4.7	100%	-1.4	100%	-13.2	100%	7.4	100%
T_INTERNO	8.5	100%	9.3	100%	-15.9	100%	-17.7	100%	-5.2	100%	8.4	100%	-4.7	100%	-1.4	100%	-13.2	100%	7.4	100%

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

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Falla Gen	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	Reactor Parinas 500 kV N1	Reactor N.Cardones 500 kV	ATR Cumbre 500/220 kV N1	Francisco - D.Almagro 220 kV	Cachiyuyal - D.Almagro 220 kV	Illapa - Cumbre 220 kV C1	Reactor D.Almagro 220 kV	IEM	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	8.5	9.3	-15.9	-17.7	-5.2	8.4	-4.7	-1.4	-13.2	7.4	
NCHN-NCHS	-8.1	-8.7	14.4	16.2	4.4	8.5	-4.7	11.5	-13.3	-7.3	
TOTAL	0.5	0.6	-1.5	-1.5	-0.8	16.8	-9.4	10.1	-26.5	0.1	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla del circuito Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500 kV C1, la que precisa de una reserva interna de 9.3 MVar, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la falla de la línea Francisco – Diego de Almagro 220 kV es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde la subárea Centro-Sur (16.8 MVar).

La contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor de S/E Nueva Cardones 500 kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 17.7 MVar, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión del reactor de S/E Diego de Almagro 220 kV es la contingencia que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (26.5 MVar).

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

Si bien las barras más débiles pre y post contingencia corresponden a las de las SS/EE Paposo y Francisco 220 kV, respectivamente, se puede apreciar en la Figura 4.29 que estas barras presentan importantes sobretensiones y, por lo tanto, no son las más relevantes para el análisis de estabilidad de tensión. Por esta razón, las curvas Q-V se determinaron para la barra Diego de Almagro 220 kV, que es la siguiente barra más débil después de las SS/EE Paposo, Francisco y Cachiyuyal, tanto en operación normal como post contingencia. Este análisis permite 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.

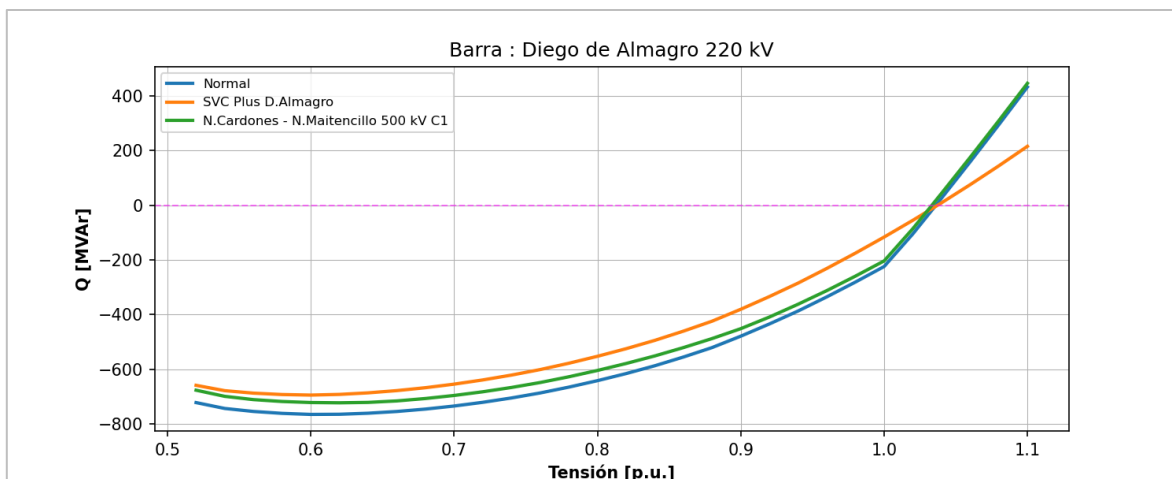


Figura 4.30. Curvas Q-V en S/E Diego de Almagro 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E5.

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

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

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.036	0.967 - 1.069	0.60	765
SVC Plus D.Almagro	1.037	0.947 - 1.089	0.60	694
N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	1.033	0.947 - 1.089	0.62	723

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Diego de Almagro 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.

4.3.2.4 Análisis de resultados Escenario E6

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E6.

Este escenario corresponde a una condición de demanda baja del SEN, con una baja inyección de fuentes renovables en el ACT.

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

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E6

En el gráfico siguiente 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.

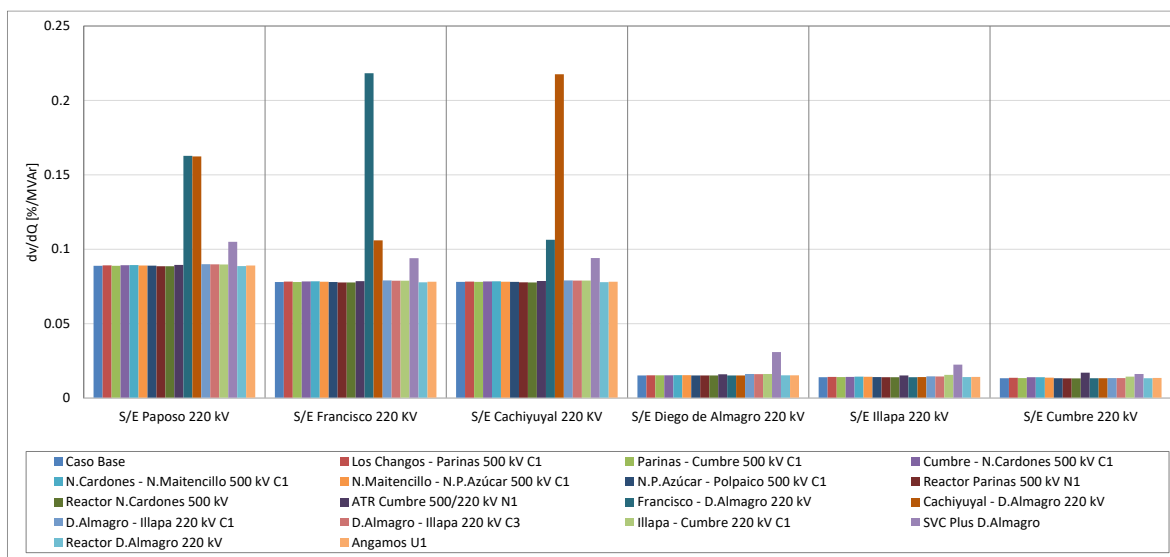


Figura 4.31. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E6.

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 a la de S/E Francisco 220 kV para la falla de la línea Francisco – Diego de Almagro 220 kV.

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

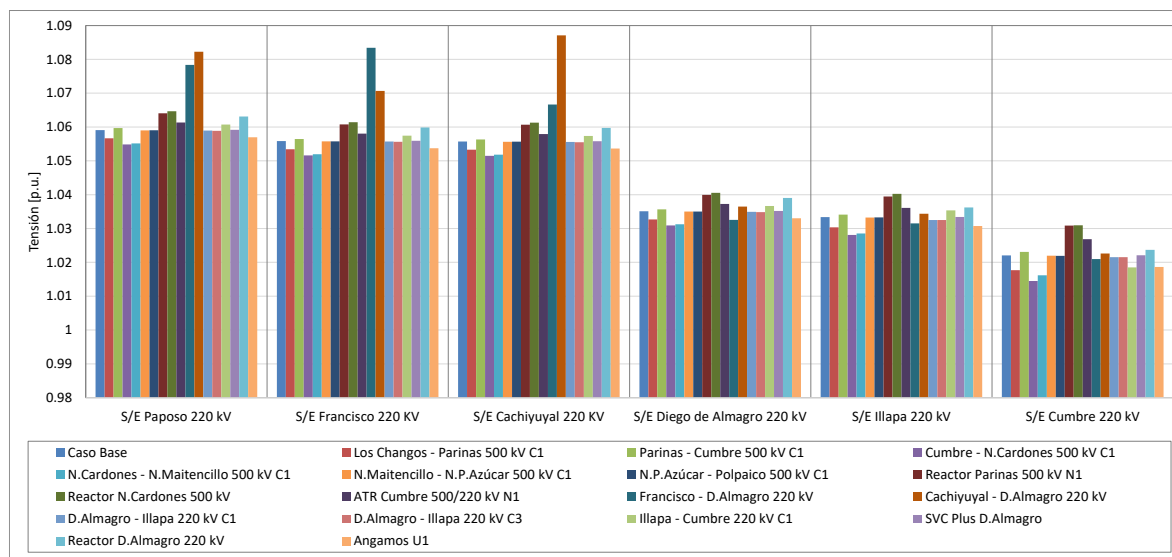


Figura 4.32. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico en E6.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E6

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

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

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

Tabla 4.34. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E6 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																					
Elemento	Falla	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		Reactor Parinas 500 kV N1		Reactor N.Cardones 500 kV		ATR Cumbre 500/220 kV N1		Francisco - D.Almagro 220 kV		Cachiyuyal - D.Almagro 220 kV		Illapa - Cumbre 220 kV C1		Reactor D.Almagro 220 kV		Angamos U1	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
SVC Plus D.Almagro		13.9	100%	12.8	100%	-16.2	100%	-18.2	100%	-7.2	100%	8.4	100%	-4.7	100%	-5.3	100%	-13.1	100%	6.9	100%
T_INTERNO		13.9	100%	12.8	100%	-16.2	100%	-18.2	100%	-7.2	100%	8.4	100%	-4.7	100%	-5.3	100%	-13.1	100%	6.9	100%

Tabla 4.35. Requerimiento Interno y Aportes Externos a la Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E6 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas											
Falla Gen	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	Reactor Parinas 500 kV N1	Reactor N.Cardones 500 kV	ATR Cumbre 500/220 kV N1	Francisco - D.Almagro 220 kV	Cachiyuyal - D.Almagro 220 kV	Illapa - Cumbre 220 kV C1	Reactor D.Almagro 220 kV	Angamos U1	
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	
T_INTERNO	13.9	12.8	-16.2	-18.2	-7.2	8.4	-4.7	-5.3	-13.1	6.9	
NCHN-NCHS	-11.8	-11.6	14.7	16.6	6.4	8.4	-4.7	14.7	-13.2	-6.2	
TOTAL	2.0	1.2	-1.5	-1.6	-0.9	16.7	-9.4	9.5	-26.3	0.7	

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla del circuito Cumbre – Nueva Cardones 500 kV C1, la que precisa de una reserva interna de 13.9 MVAR, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la falla de la línea Francisco – Diego de Almagro 220 kV es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde la subárea Centro-Sur (16.7 MVAR).

La contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor de S/E Nueva Cardones 500 kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 18.2 MVAR, que en su totalidad es aportado por el SVC de Diego de Almagro. En la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión del reactor de S/E Diego de Almagro 220 kV es la contingencia que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (26.3 MVAR).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E6

Al igual que para el escenario E5, las curvas Q-V se determinaron para la barra Diego de Almagro 220 kV, que corresponde a la barra más débil pre y post contingencia después de las SS/EE Paposo, Francisco y Cachiyuyal, las cuales no son las más relevantes para el análisis de estabilidad de tensión debido a las importantes sobretensiones que presentan (Ver **Error! No se encuentra el origen de la referencia.32**). Este análisis permite 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.

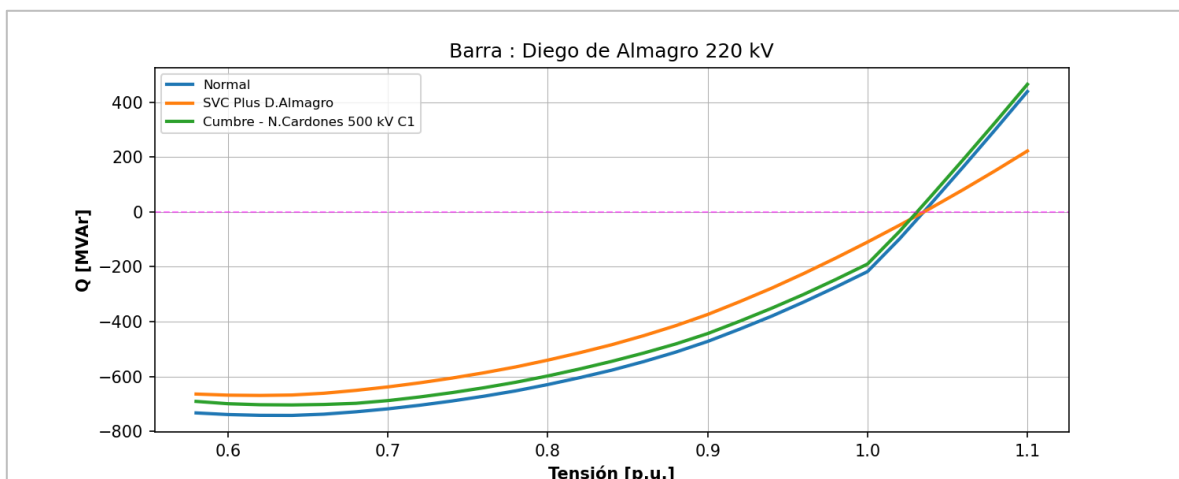


Figura 4.33. Curvas Q-V en S/E Diego de Almagro 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E6.

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

Tabla 4.36. Descripción resultados Curva Q-V S/E Diego de Almagro 220 kV Subárea Norte del ACT Norte Chico, escenario E6.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.035	0.967 - 1.069	0.64	742
SVC Plus D.Almagro	1.035	0.947 - 1.089	0.62	669
Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	1.031	0.947 - 1.089	0.64	704

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Diego de Almagro 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.

4.3.2.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para el escenario E2, en el cual se obtuvieron los mayores requerimientos tanto de inyección como de absorción de potencia reactiva de la subárea, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. 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 4.37. Resumen verificación comportamiento dinámico escenario E2 Subárea Norte del ACT Norte Chico.

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
	Línea	Máx.Transf. Post-Cont. [MW]	$\xi (\geq 5\%)$	Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	Vmín. ≥ 0.7	V > 0.8 en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	f ≥ 48.3 Hz
Falla 2F-T N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C2	1521	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Desconexión Reactor Parinas 500 kV N1	N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C2	1052	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más críticas 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 (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 4.38. 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	E2	E2
Demanda de la zona (MW)	140	140
Generación de la zona (MW)	861	861
Contingencia más crítica en la zona	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	Reactor Parinas 500 kV N1
Requerimientos mínimos de reactivos a entregar por recursos de la zona (MVAR)	32.5	-22.5
Distribución	SVC Plus D.Almagro 100%	SVC Plus D.Almagro 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.

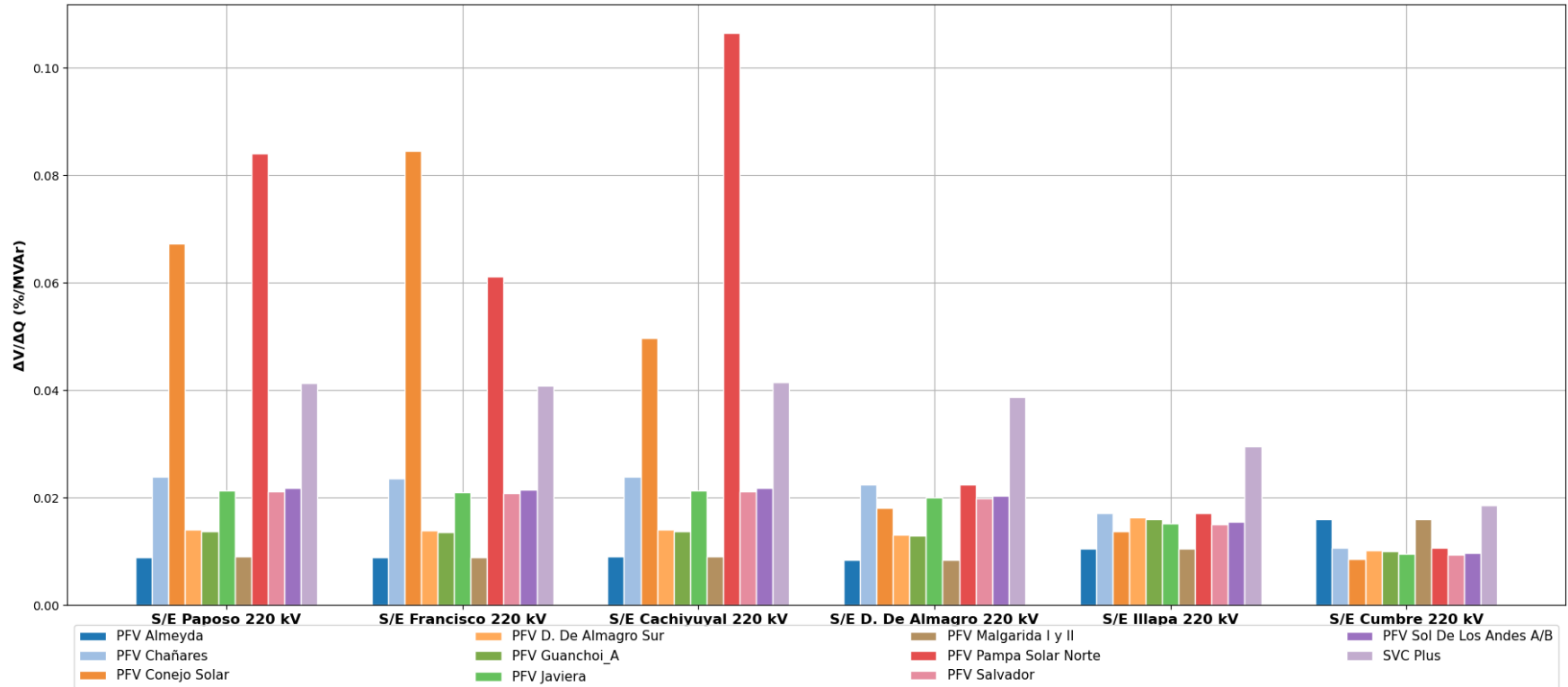


Figura 4.34. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Norte del ACT Norte Chico.

De la figura anterior se observa que para la Subárea Norte del ACT Norte Chico y en el escenario más exigente correspondiente a los casos de inyección y absorción de potencia reactiva (E2), el SVC Plus de Diego de Almagro corresponde al único elemento de control dinámico existente en la subárea. Con respecto a los parques ERV, se puede apreciar que los más efectivos para el CT de las SS/EE Paposo, Francisco y Cachiyuyal son claramente los PFV Conejo Solar y Pampa Solar Norte. En las restantes subestaciones de la subárea, en cambio, las efectividades de los parques ERV son más parejas.

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:

- 1-2 de 2 Reactores de S/E Parinas 500 kV 150 MVar
- 0-1 de 1 Reactor de S/E Nueva Cardones 500 kV 175 MVar
- 2 SVC S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV +50/- 200 MVar
- CER S/E Cardones +100/-60 MVar
- 0-2 de 2 bancos de CCEE de S/E Cardones (2x5.4 MVar)
- CER S/E Maitencillo +24/-28 MVar
- 1-3 centrales de la Central Guacolda
- 0-2 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 de S/E Pan de Azúcar (1x75 MVar)

4.3.3.1 Contingencias simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Falla Línea Los Changos - Parinas 500 kV C1
- Falla Línea Parinas - Cumbre 500 kV C1
- Falla Línea Cumbre - Nueva Cardones 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 500 kV C1
- Falla Línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV C1
- Desconexión Reactor Parinas 500 kV N1
- Desconexión Reactor Nueva Cardones 500 kV
- Desconexión SVC Nueva Pan de Azúcar N1
- Desconexión Transformador Nueva Cardones 500/220 kV N1
- Desconexión Transformador Nueva Maitencillo 500/220 kV N1

- Desconexión Transformador Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV N1
- Desconexión SVC Plus Diego de Almagro
- Falla Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada 220 kV C1
- Falla Línea Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 220 kV C1
- Falla Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra 220 kV C1
- Falla Línea Punta Sierra - Nueva Los Pelambres 220 kV C1
- Falla Línea Pan de Azúcar - Don Goyo 220 kV C1
- Desconexión CER Cardones
- Desconexión Guacolda U5

Además, en los escenarios E5 y E6 se analizó la desconexión de las centrales generadoras IEM y Angamos U1, respectivamente, que corresponden a las centrales con mayor despacho del ACT Norte Grande. Esto con el objeto de medir el efecto en los requerimientos de potencia reactiva producto de la disminución de transferencias a través del ACT Norte Chico, que conecta el ACT Norte Grande con el ACT Centro.

4.3.3.2 Análisis de resultados Escenario E2

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E2.

Este escenario corresponde a una condición de demanda alta del SEN de día, con una alta inyección de fuentes renovables en el ACT y transferencias altas en el sentido norte → sur por el sistema de 500 kV. Las transferencias por los tramos que interconectan con las ACT adyacentes son de 842 MW desde S/E Los Changos hacia S/E Parinas y de 2096 MW desde S/E Nueva Pan de Azúcar hacia S/E Polpaico.

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

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E2

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

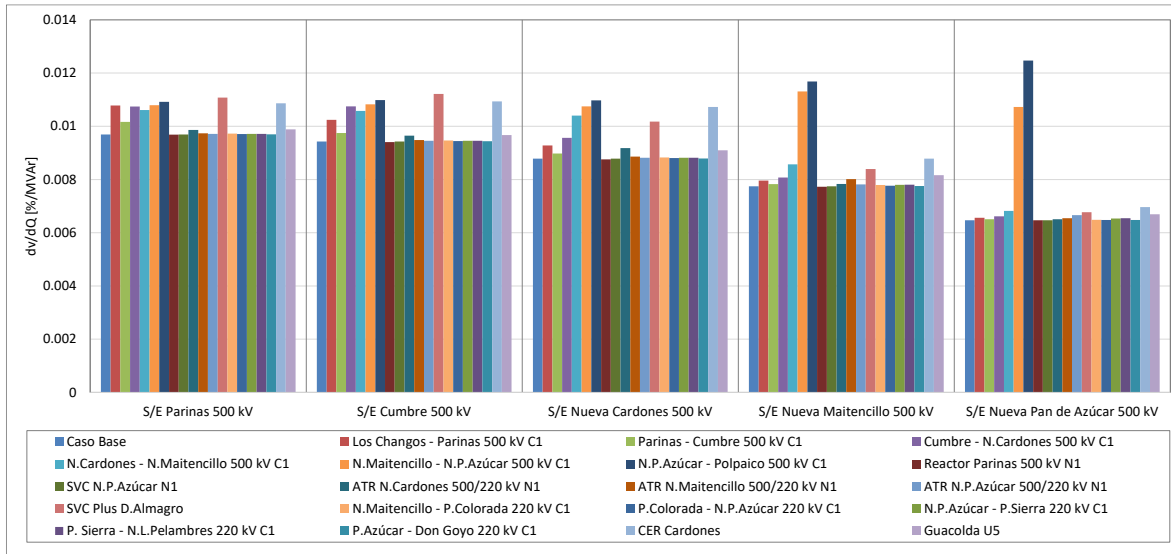


Figura 4.35. Sensibilidad de tensión (dv/dQ) en barras de 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E2.

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

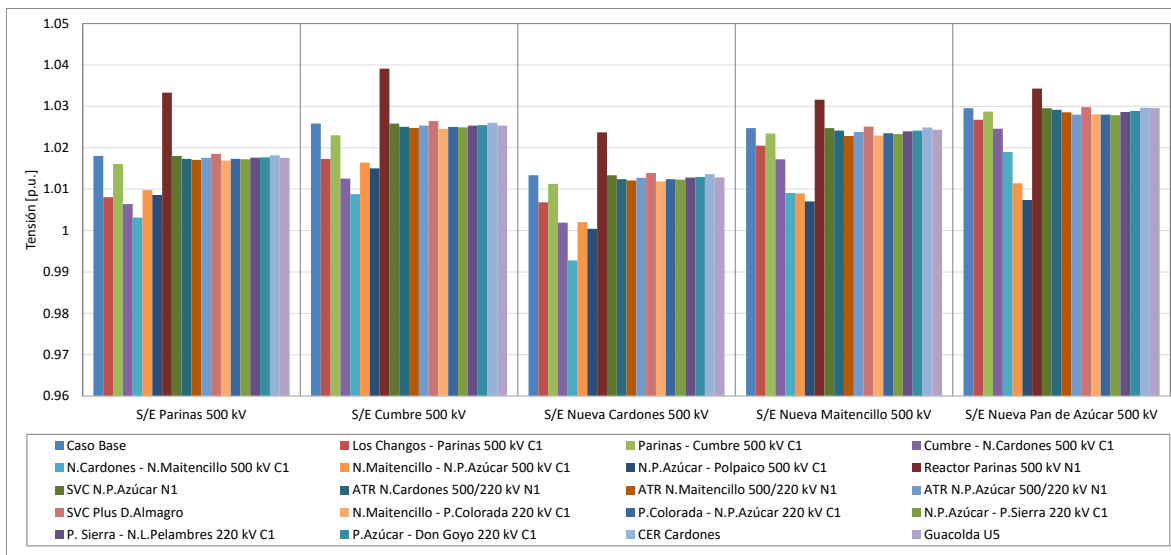


Figura 4.36. Tensiones en barras de 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E2.

Sistema de 220 kV

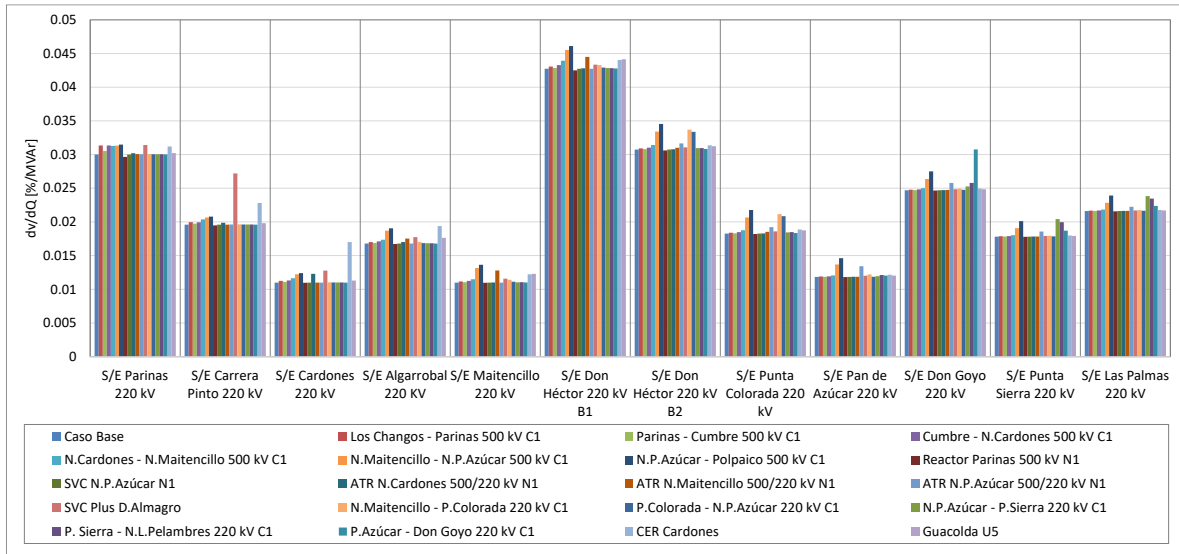


Figura 4.37. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E2.

En el gráfico anterior se puede observar que la barra B1 de la S/E Don Héctor 220 kV corresponde a la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia para la falla en la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

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

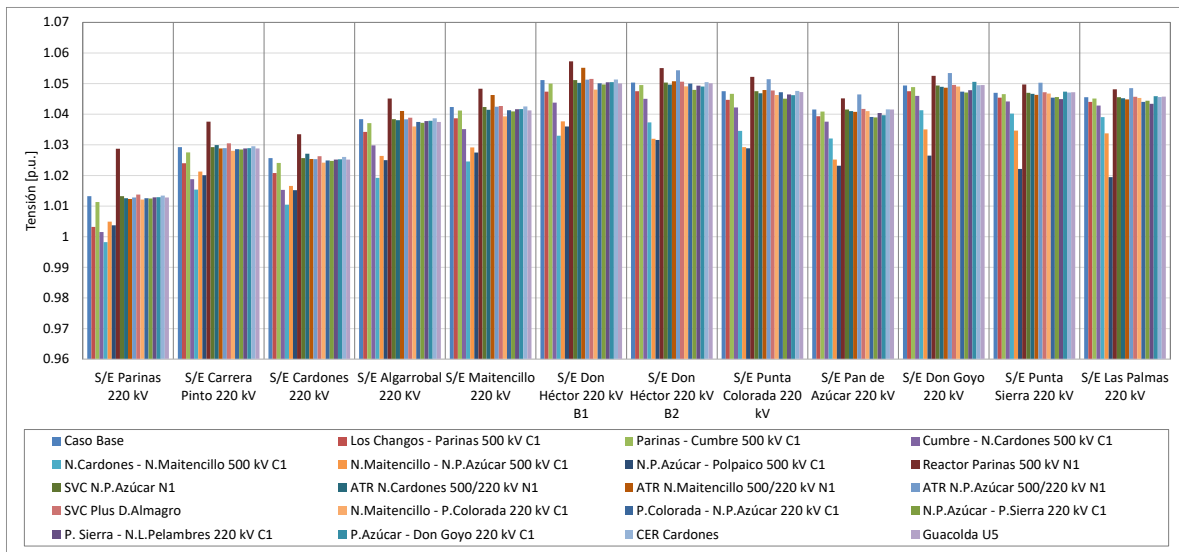


Figura 4.38. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E2.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E2

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

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

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

Tabla 4.39. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E2 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																							
Falla Elemento	Los Changos - Parinas 500 kV C1		Parinas - Cumbre 500 kV C1		Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1		N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1		Reactor Parinas 500 kV N1		N.Maitencillo - P.Colorada 220 kV C1		P.Colorada - N.P.Azúcar 220 kV C1		N.P.Azúcar - P.Sierra 220 kV C1		P. Sierra - N.L.Pelambres 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	[%]	
Guacolda U5	3.4	8%	1.0	8%	6.6	8%	16.3	10%	12.1	6%	13.6	7%	-5.5	8%	2.8	14%	1.0	5%	1.3	6%	0.7	6%	
Río Huasco	0.3	1%	0.1	1%	0.5	1%	1.5	1%	0.9	0%	1.0	1%	-0.4	1%	0.2	1%	0.1	0%	0.1	0%	0.1	1%	
Los Molles U1	0.1	0%	0.0	0%	0.3	0%	0.7	0%	1.2	1%	1.2	1%	-0.2	0%	0.1	0%	0.2	1%	0.2	1%	0.1	1%	
SVC N.P.Azúcar N1	7.0	16%	2.0	15%	12.4	15%	26.4	16%	45.1	23%	45.1	22%	11.8	16%	3.7	18%	3.9	20%	4.3	20%	2.3	22%	
SVC N.P.Azúcar N2	7.0	16%	2.0	15%	12.4	15%	26.4	16%	45.1	23%	45.1	22%	11.8	16%	3.7	18%	3.9	20%	4.3	20%	2.3	22%	
CER Cardones	15.9	36%	5.1	38%	33.5	39%	49.1	29%	29.4	15%	33.9	16%	-25.1	35%	4.8	24%	2.6	14%	2.9	14%	1.6	15%	
CER Maitencillo	4.8	11%	1.5	11%	9.3	11%	22.9	14%	17.0	9%	19.2	9%	7.7	11%	3.9	19%	1.4	7%	1.8	8%	0.9	9%	
CER P.Azúcar N1	2.8	6%	0.8	6%	5.1	6%	12.2	7%	21.0	11%	23.6	11%	-4.7	7%	0.6	3%	3.1	16%	3.3	15%	1.4	13%	
CER P.Azúcar N2	2.8	6%	0.8	6%	5.1	6%	12.2	7%	21.0	11%	23.6	11%	-4.7	7%	0.6	3%	3.1	16%	3.3	15%	1.4	13%	
T. INTERNO	44.1	100%	13.4	100%	85.2	100%	167.8	100%	193.0	100%	206.5	100%	-72.1	100%	20.5	100%	19.2	100%	21.5	100%	10.8	100%	

Tabla 4.40. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E2 para diversas contingencias

Falla Elemento	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas										
	Los Changos - Parinas 500 kV C1	Parinas - Cumbre 500 kV C1	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1	Reactor Parinas 500 kV N1	N.Maitencillo P.Colorada 220 kV C1	P.Colorada - N.P.Azúcar 220 kV C1	N.P.Azúcar - P.Sierra 220 kV C1	P. Sierra - N.L.Pelambres 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
T. INTERNO	44.1	13.4	85.2	167.8	193.0	206.5	-72.1	20.5	19.2	21.5	10.8
NCHS-CENTRO	17.5	4.4	30.1	67.9	118.1	339.4	-31.5	8.6	12.1	14.0	28.9
NCHS-NCHN	11.1	3.6	24.5	27.6	15.1	17.0	-17.6	2.1	1.2	1.4	0.8
NCHS-NGN	55.5	9.9	59.6	76.3	42.5	48.5	-80.0	5.7	3.6	4.1	2.2
TOTAL	128.1	31.3	199.5	339.5	368.7	611.4	-201.2	37.0	36.1	40.9	42.7

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla del circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C1, el que precisa de una reserva interna de 206.5 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (44%), los CER de S/E Pan de Azúcar (23%) y el CER de S/E Cardones (16%). 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 (611.4 MVar).

La contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor de S/E Parinas 500 kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 72.1 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por el CER de S/E Cardones (35%) y los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (32%). En la segunda tabla se puede apreciar que esta contingencia también es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (201.2 MVar).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E2

Para las barras Parinas 500 kV (Barra de 500 kV más débil pre contingencia), Nueva Pan de Azúcar 500 kV (Barra de 500 kV más débil post contingencia) y Don Héctor 220 kV B1 (Barra de 220 kV más débil pre y post 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.

Sistema de 500 kV

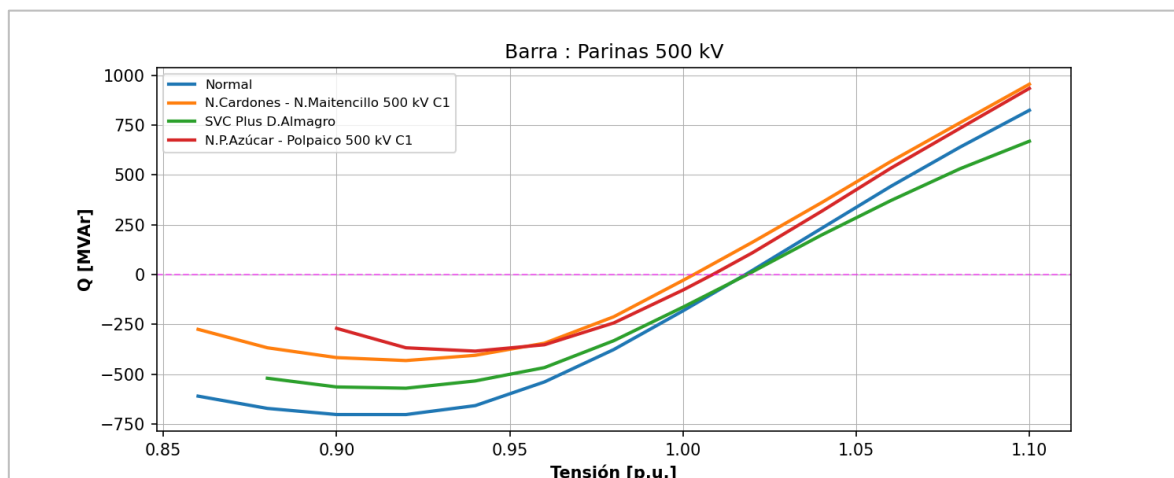


Figura 4.39. Curvas Q-V en S/E Parinas 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E2.

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

Tabla 4.41. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parinas 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E2.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.018	0.981 - 1.041	0.92	703
N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	1.003	0.960 - 1.062	0.92	432
SVC Plus D.Almagro	1.019	0.960 - 1.062	0.92	571
N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1	1.009	0.960 - 1.062	0.94	385

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Parinas 500 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.

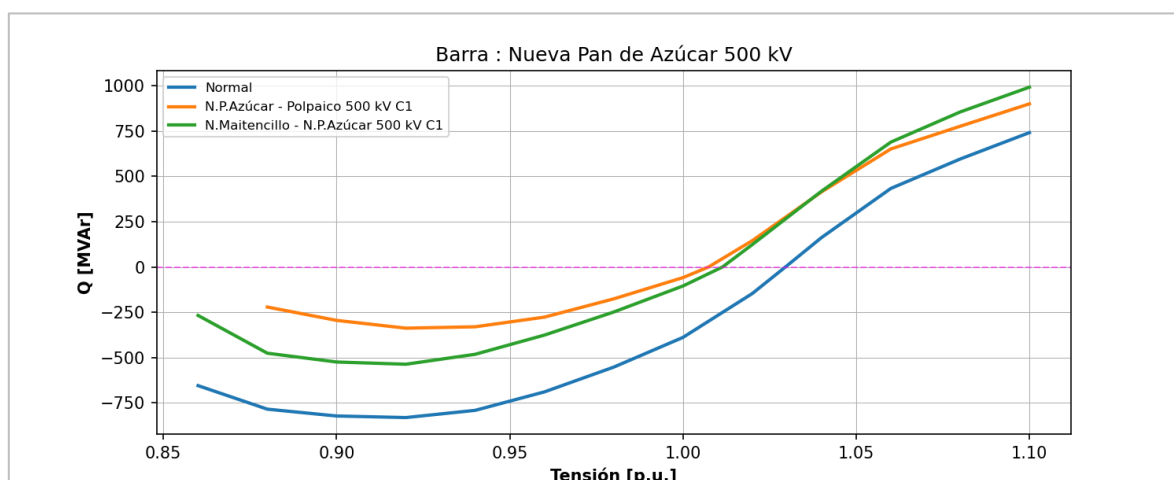


Figura 4.40. Curvas Q-V en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E2.

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

Tabla 4.42. Descripción resultados Curva Q-V S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E2.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.030	0.995 - 1.057	0.92	831
N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1	1.007	0.975 - 1.077	0.92	338
N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	1.011	0.975 - 1.077	0.92	537

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Nueva Pan de Azúcar 500 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.

Sistema de 220 kV

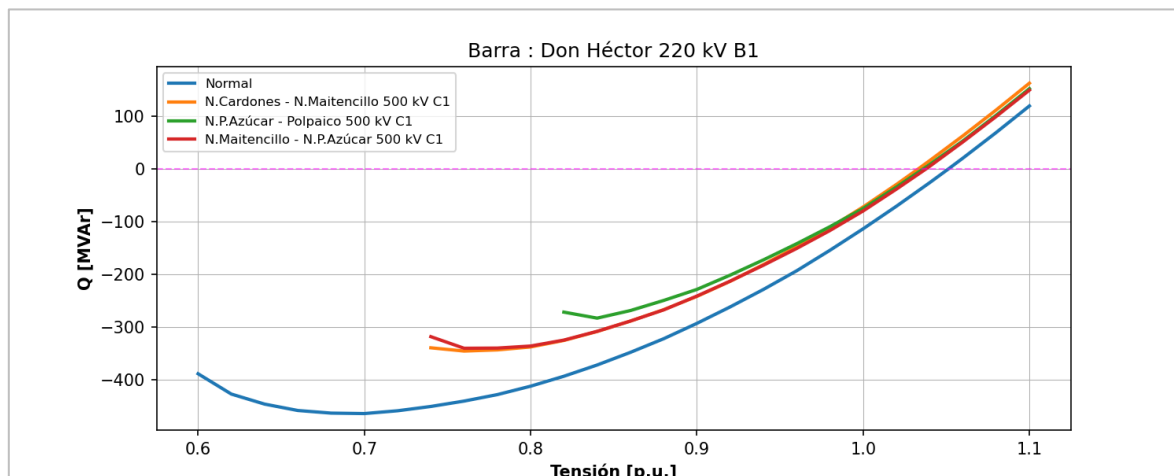


Figura 4.41. Curvas Q-V en Barra B1 de S/E Don Héctor 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E2.

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

Tabla 4.43. Descripción resultados Curva Q-V Barra B1 S/E Don Héctor 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E2.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.051	0.985 - 1.088	0.70	464
N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	1.033	0.964 - 1.109	0.76	346
N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1	1.036	0.964 - 1.109	0.84	283
N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	1.038	0.964 - 1.109	0.76	340

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Don Héctor 220 kV B1, tanto en operación normal como ante contingencias, permanecen dentro de los rangos aceptables. Además, se cuenta con suficiente margen de reactivos, por lo que no se presentan problemas de estabilidad de tensión.

4.3.3.3 Análisis de resultados Escenario 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 alta del SEN de noche, con una baja inyección de fuentes renovables en el ACT y transferencias muy bajas por el sistema de 500 kV. Las transferencias por los tramos que interconectan con las ACT adyacentes son de 126 MW desde S/E Parinas hacia S/E Los Changos y de 25 MW desde S/E Polpaico hacia S/E Nueva Pan de Azúcar.

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

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E5

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

Sistema de 500 kV

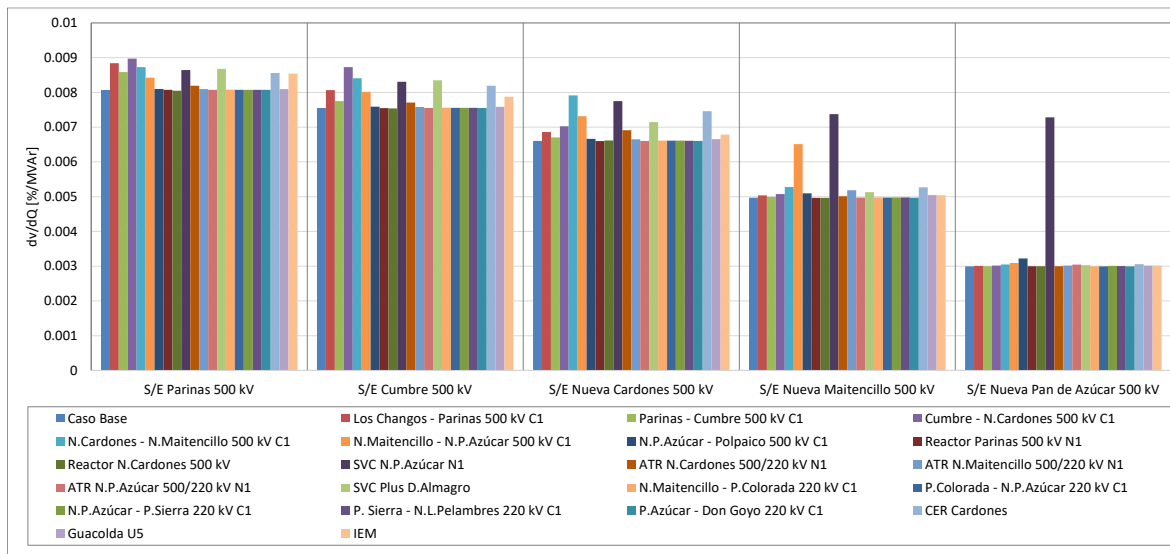


Figura 4.42. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

En el gráfico anterior se puede observar que la barra de S/E Parinas 500 kV corresponde a la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia para la falla en la línea Cumbre – Nueva Cardones 500 kV.

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

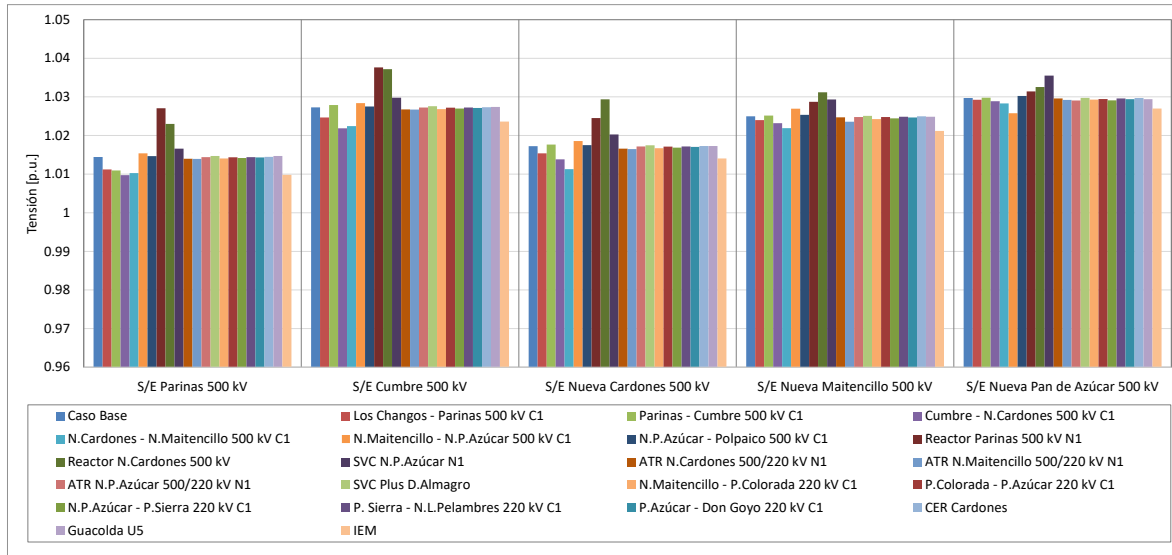


Figura 4.43. Tensiones en barras de 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

Sistema de 220 kV

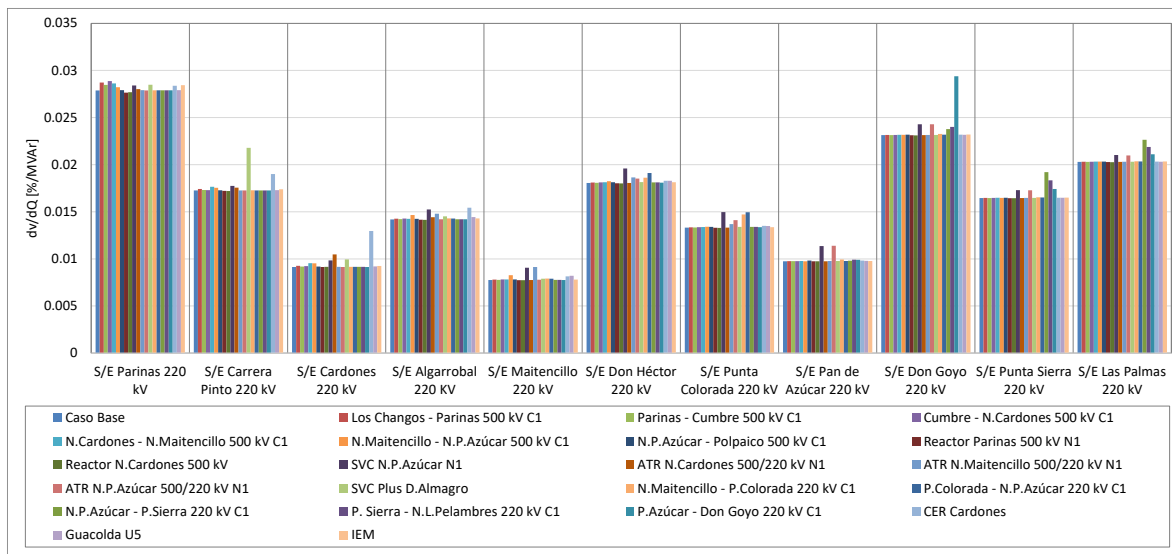


Figura 4.44. Sensibilidad de tensión (dv/dQ) en barras de 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

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

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

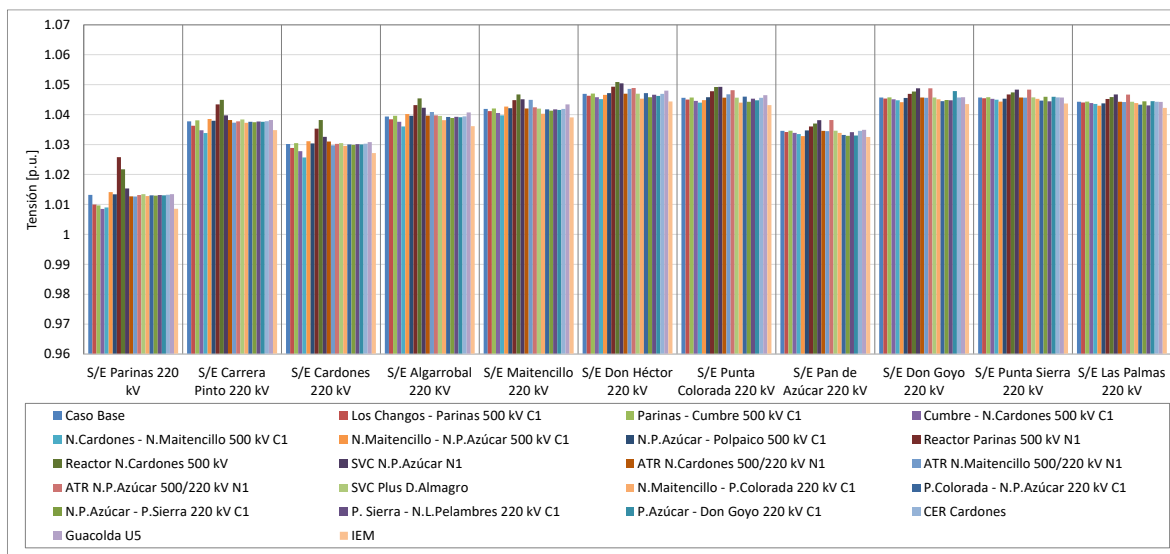


Figura 4.45. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E5.

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

Falla Elemento	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																							
	Los Changos - Parinas 500 kV C1		Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1		N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1		Reactor Parinas 500 kV N1		Reactor N.Cardones 500 kV		SVC N.P.Azúcar N1		N.Maitencillo - P.Colorada 220 kV C1		P.Colorada - N.P.Azúcar 220 kV C1		N.P.Azúcar - P.Sierra 220 kV C1		IEM	
	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	0.6	4%	1.2	4%	1.8	3%	-0.7	-1%	-0.2	2%	-2.5	4%	-4.1	4%	-2.8	3%	1.4	8%	0.1	1%	0.5	3%	2.4	3%
Guacolda U4	0.6	4%	1.2	4%	1.9	3%	-0.7	-1%	-0.2	2%	-2.5	4%	-4.1	4%	-2.8	3%	1.4	8%	0.1	1%	0.5	3%	2.4	3%
Guacolda U5	0.6	4%	1.2	4%	1.8	3%	-0.7	-1%	-0.2	2%	-2.5	4%	-4.1	4%	-2.7	3%	1.4	8%	0.1	1%	0.5	3%	2.4	3%
Río Huasco	0.1	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.2	0%	-0.4	0%	-0.2	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.2	0%
Los Molles U1	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	0%
SVC N.P.Azúcar N1	4.4	26%	8.1	26%	14.0	26%	39.3	51%	-5.5	42%	-17.2	26%	-28.6	26%			4.0	22%	4.5	33%	5.8	30%	27.3	34%
SVC N.P.Azúcar N2	4.4	26%	8.1	26%	14.0	26%	39.3	51%	-5.5	42%	-17.2	26%	-28.6	26%	-68.6	70%	4.0	22%	4.5	33%	5.8	30%	27.3	34%
CER Cardones	4.2	25%	7.8	25%	14.6	27%	-2.9	-4%	-0.7	5%	-16.6	25%	-25.9	24%	-7.6	8%	2.0	11%	0.5	4%	1.0	5%	9.8	12%
CER Maitencillo	1.0	6%	1.8	6%	2.8	5%	-1.0	-1%	-0.3	3%	-3.8	6%	-6.2	6%	-4.2	4%	2.1	12%	0.2	1%	0.8	4%	3.6	4%
CER P.Azúcar N1	0.5	3%	0.9	3%	1.4	3%	2.3	3%	-0.2	1%	-1.9	3%	-3.1	3%	-4.6	5%	0.9	5%	1.8	13%	2.1	11%	2.6	3%
CER P.Azúcar N2	0.5	3%	0.9	3%	1.4	3%	2.3	3%	-0.2	1%	-1.9	3%	-3.1	3%	-4.6	5%	0.9	5%	1.8	13%	2.1	11%	2.6	3%
T INTERNO	17.0	100%	31.2	100%	53.9	100%	77.2	100%	-13.2	100%	-66.5	100%	-108.3	100%	-98.4	100%	18.1	100%	13.6	100%	19.4	100%	80.8	100%

Tabla 4.45. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5 para diversas contingencias

Falla	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas										
	Los Changos - Parinas 500 kV C1	Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1	N.P.Azúcar 500 kV C1	Polpaico 500 kV C1	Reactor Parinas 500 kV N1	Reactor N.Cardones 500 kV	SVC N.P.Azúcar N1	N.Maitencillo - P.Colorada 220 kV C1	N.P.Azúcar 220 kV C1	N.P.Azúcar - P.Sierra 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
T_INTERNO	17.0	31.2	53.9	77.2	-13.2	-66.5	-108.3	-98.4	18.1	13.6	19.4
NCHS-CENTRO	3.3	6.0	9.7	27.0	124.0	-18.1	-21.6	-41.5	3.5	5.4	3.6
NCHS-NCHN	3.6	8.1	8.7	-1.8	-0.4	-14.4	-16.2	-4.3	0.9	0.3	0.6
NCHS-NGN	52.6	26.1	23.3	-5.2	-1.1	-70.7	-47.8	-11.9	2.2	0.7	1.5
TOTAL	76.5	71.3	95.5	97.2	109.3	-164.7	-193.9	-156.1	24.7	20.0	25.0

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la desconexión de la unidad IEM, la que precisa de una reserva interna de 80.8 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (67%). En la segunda tabla se puede apreciar que la falla del circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C1 es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (109.3 MVar).

La contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor de S/E Nueva Cardones 500 kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 108.3 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (53%) y el CER de S/E Cardones (24%). En la segunda tabla se puede apreciar que esta contingencia también es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (193.9 MVar).

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

Para las barras Parinas 500 kV (Barra de 500 kV más débil pre y post contingencia) y Parinas 220 kV (Barra de 220 kV más débil pre contingencia) el análisis de estabilidad de tensión mediante curvas Q-V se realizó para el escenario E6, ya que dicho escenario presenta transferencias mayores en el sentido sur → norte por el sistema de 500 kV y, por lo tanto, tensiones menores y sensibilidades ligeramente mayores que el escenario E5 en la zona de la S/E Parinas.

Para la barra Don Goyo 220 kV (Barra de 220 kV más débil post 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.

Sistema de 220 kV

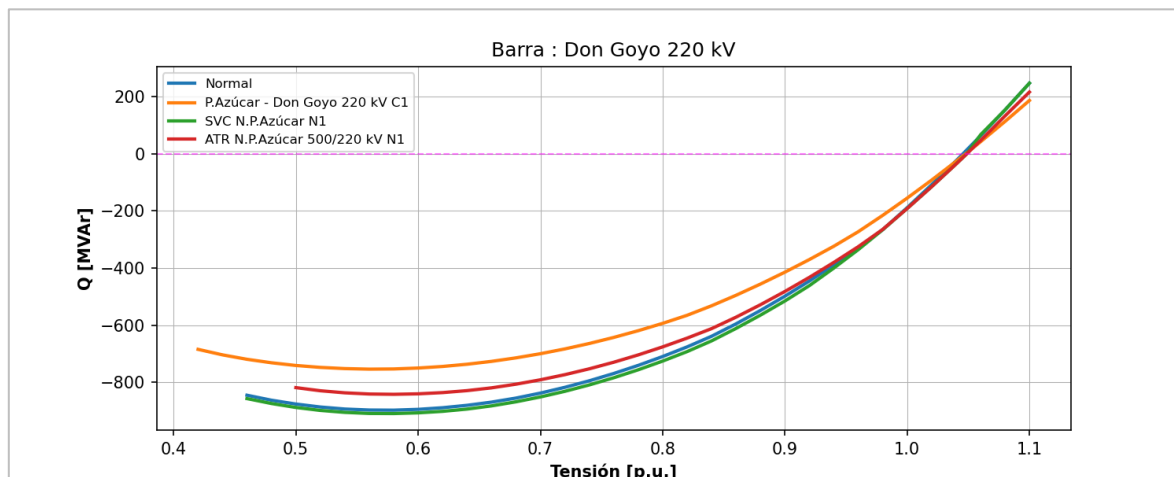


Figura 4.46. Curvas Q-V en S/E Don Goyo 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5.

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

Tabla 4.46. Descripción resultados Curva Q-V S/E Don Goyo 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.046	0.993 - 1.098	0.58	897
P.Azúcar - Don Goyo 220 kV C1	1.048	0.972 - 1.119	0.56	754
SVC N.P.Azúcar N1	1.049	0.972 - 1.119	0.58	909
ATR N.P.Azúcar 500/220 kV N1	1.049	0.972 - 1.119	0.58	842

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Don Goyo 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 E6

A continuación, se resumen los resultados de las simulaciones en estado normal y post contingencia del escenario E6.

Este escenario corresponde a una condición de demanda baja del SEN, con una inyección media de fuentes renovables en el ACT y transferencias medias-bajas en el sentido sur → norte por el sistema de 500 kV. Las transferencias por los tramos que interconectan con las ACT adyacentes son de 741 MW desde S/E Parinas hacia S/E Los Changos y de 288 MW desde S/E Polpaico hacia S/E Nueva Pan de Azúcar.

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

a) Sensibilidad Flujo de Potencia Escenario E6

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

Sistema de 500 kv

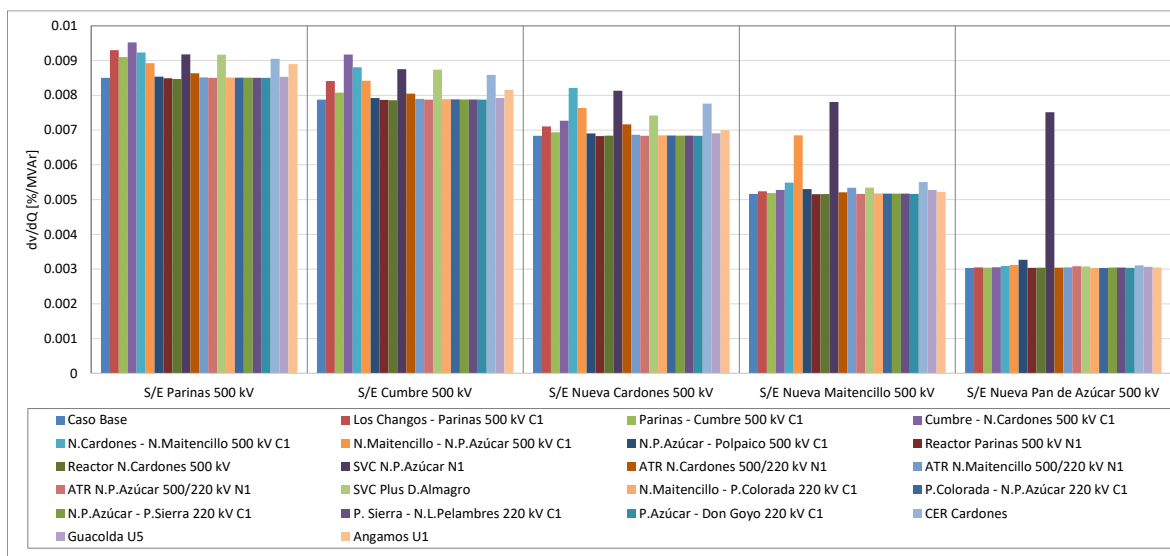


Figura 4.47. Sensibilidad de tensión (dv/dQ) en barras de 500 kv Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E6.

En el gráfico anterior se puede observar que la barra de S/E Parinas 500 kv corresponde a la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia para la falla en la línea Cumbre – Nueva Cardones 500 kv.

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

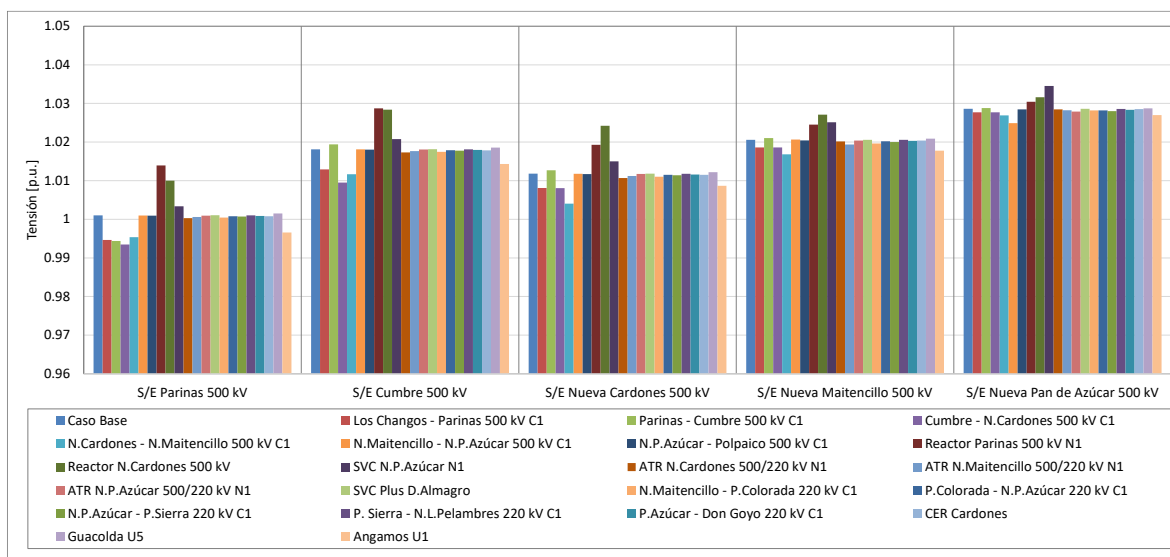


Figura 4.48. Tensiones en barras de 500 kv Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E6.

Sistema de 220 kv

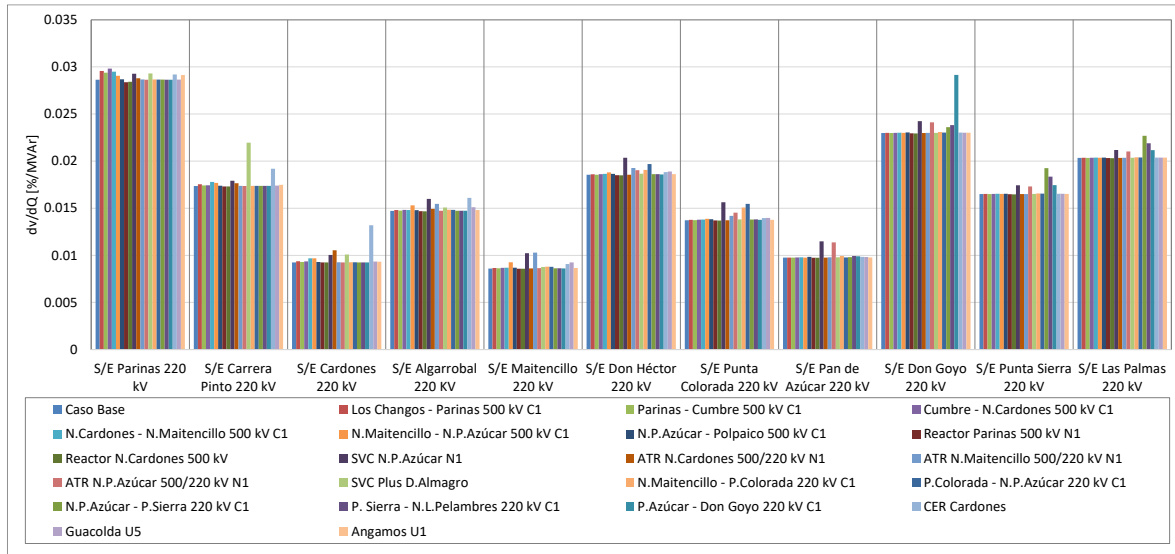


Figura 4.49. Sensibilidad de tensión (dv/dQ) en barras de 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E6.

En el gráfico anterior se puede observar que la barra de S/E Parinas 220 kV corresponde a la barra más débil, tanto en operación normal como post contingencia para la falla en la línea Cumbre – Nueva Cardones 500 kV.

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

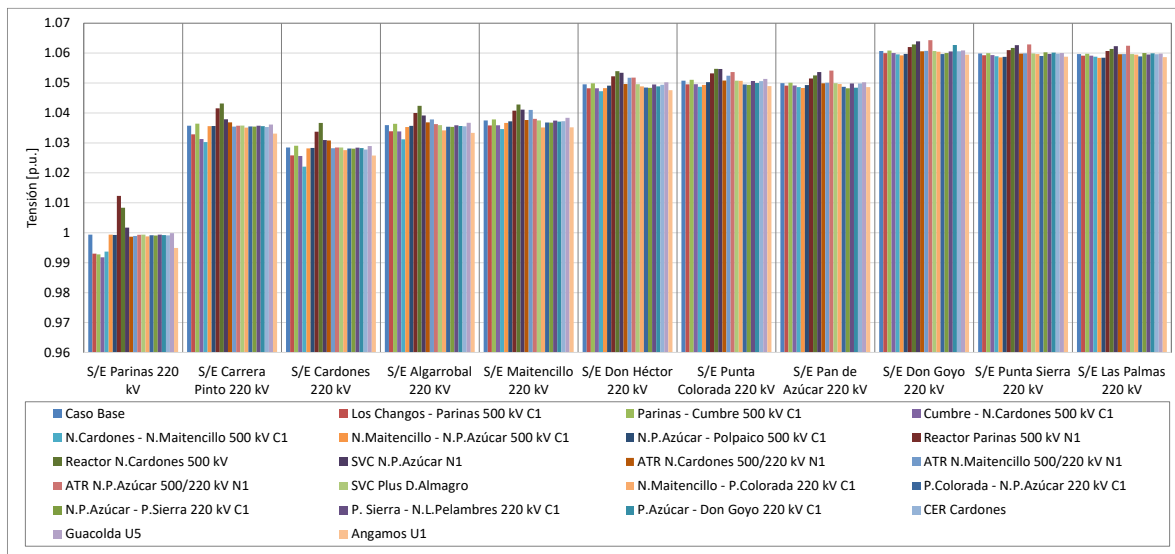


Figura 4.50. Tensiones en barras de 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico en E6.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva Escenario E6

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 4.47. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E6 para diversas contingencias

Falla Elemento		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																							
		Los Changos - Parinas 500 kV C1		Cumbre - N.Cardones 500 kV C1		N.Cardones - N.Maitencillo 500 kV C1		N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1		N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1		Reactor Parinas 500 kV N1		Reactor N.Cardones 500 kV		SVC N.P.Azúcar N1		N.Maitencillo - P.Colorada 220 kV C1		P.Colorada - N.P.Azúcar 220 kV C1		N.P.Azúcar - P.Sierra 220 kV C1		Angamos U1	
		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 U4		1.5	4%	1.4	4%	2.5	4%	0.7	1%	0.3	4%	-2.9	4%	-4.7	4%	-3.2	3%	2.0	11%	0.6	4%	0.6	3%	2.0	4%
Guacolda U5		1.5	4%	1.4	4%	2.5	4%	0.7	1%	0.3	4%	-2.9	4%	-4.7	4%	-3.2	3%	2.0	11%	0.6	4%	0.6	3%	2.0	4%
Río Huasco		0.1	0%	0.1	0%	0.2	0%	0.1	0%	0.0	0%	-0.3	0%	-0.4	0%	-0.3	0%	0.2	1%	0.0	0%	0.1	0%	0.2	0%
Los Molles U1		0.1	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.0	1%	-0.1	0%	-0.2	0%	-0.2	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	0%
SVC N.P.Azúcar N1		9.2	27%	9.1	26%	17.2	26%	37.1	45%	1.6	26%	-18.0	27%	-29.8	27%			4.0	22%	4.1	28%	6.1	30%	16.2	31%
SVC N.P.Azúcar N2		9.2	27%	9.1	26%	17.2	26%	37.1	45%	1.6	26%	-18.0	27%	-29.8	27%	-69.2	70%	4.0	22%	4.1	28%	6.1	30%	16.2	31%
CER Cardones		8.5	25%	9.0	26%	20.5	31%	0.9	1%	0.5	7%	-17.1	25%	-26.6	24%	-8.1	8%	2.7	15%	1.0	7%	1.2	6%	8.6	17%
CER Maitencillo		2.1	6%	2.1	6%	3.7	5%	1.0	1%	0.4	6%	-4.2	6%	-6.9	6%	-4.7	5%	3.0	16%	0.8	6%	0.9	4%	2.9	6%
CER P.Azúcar N1		1.0	3%	1.0	3%	1.7	2%	2.1	3%	0.8	13%	-2.1	3%	-3.4	3%	-4.8	5%	0.3	2%	1.6	11%	2.2	11%	1.7	3%
CER P.Azúcar N2		1.0	3%	1.0	3%	1.7	2%	2.1	3%	0.8	13%	-2.1	3%	-3.4	3%	-4.8	5%	0.3	2%	1.6	11%	2.2	11%	1.7	3%
T_INTERNO		34.2	100%	34.4	100%	67.3	100%	81.9	100%	6.3	100%	-67.6	100%	-109.7	100%	-98.4	100%	18.7	100%	14.4	100%	20.1	100%	51.4	100%

Tabla 4.48. Requerimiento Interno y Aportes Externos al Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E6 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas													
Elemento	Falla	Los Changos - Parinas 500 kV	Cumbre - N. Cardones	N. Cardones - N. Maitencillo	N. Maitencillo - N.P. Azúcar	N.P. Azúcar - Polpaico	Reactor Parinas	Reactor N. Cardones	SVC N.P. Azúcar	N. Maitencillo - P. Colorado	P. Colorado - N.P. Azúcar	N.P. Azúcar - P. Sierra	Angamos U1
		C1	500 kV C1	500 kV C1	N. Maitencillo 500 kV C1	Polpaico 500 kV C1	Parinas 500 kV N1	500 kV N1	N.P. Azúcar 500 kV	N.P. Azúcar 220 kV C1	N.P. Azúcar 220 kV C1	P. Sierra 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
T. INTERNO		34.2	34.4	67.3	81.9	6.3	-67.6	-109.7	-98.4	18.7	14.4	20.1	51.4
NCHS-CENTRO		5.7	6.0	11.5	24.9	112.3	-13.6	-22.5	-42.3	2.9	4.6	3.3	-22.1
NCHS-NCHN		7.2	11.8	11.6	0.3	0.2	-14.7	-16.6	-4.6	1.3	0.5	0.6	6.2
NCHS-NGN		57.7	37.8	28.3	0.1	0.5	-65.6	-45.5	-11.7	2.9	1.1	1.6	37.9
TOTAL		104.7	90.0	118.7	107.2	119.3	-161.5	-194.3	-157.0	25.9	20.7	25.7	73.3

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión del ACT corresponde a la falla del circuito Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV C1, el que precisa de una reserva interna de 81.9 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (91%). En la segunda tabla se puede apreciar que la falla del circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C1 es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumado el aporte desde las ACT adyacentes (119.3 MVar).

La contingencia que requiere la mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del reactor de S/E Nueva Cardones 500 kV, evento que requiere una reserva interna del ACT de 109.7 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar (54%) y el CER de S/E Cardones (24%). En la segunda tabla se puede apreciar que esta contingencia también es la que presenta el mayor requerimiento total de absorción de potencia reactiva, sumado los aportes externos adyacentes (194.3 MVar).

c) Determinación de la curva Q-V en la Barra más débil Escenario E6

Para las barras Parinas 500 kV (Barra de 500 kV más débil pre y post contingencia) y Parinas 220 kV (Barra de 220 kV más débil pre y post 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.

Sistema de 500 kV

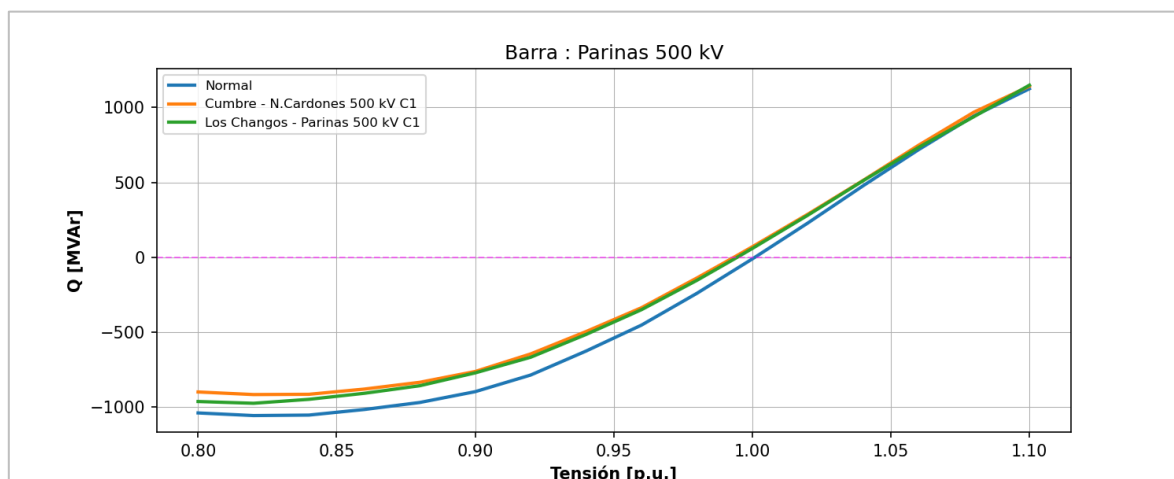


Figura 4.51. Curvas Q-V en S/E Parinas 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E6.

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

Tabla 4.49. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parinas 500 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E6.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.001	0.981 - 1.041	0.82	1059
Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	0.993	0.960 - 1.062	0.82	918
Los Changos - Parinas 500 kV C1	0.995	0.960 - 1.062	0.82	977

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Parinas 500 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.

Sistema de 220 kV

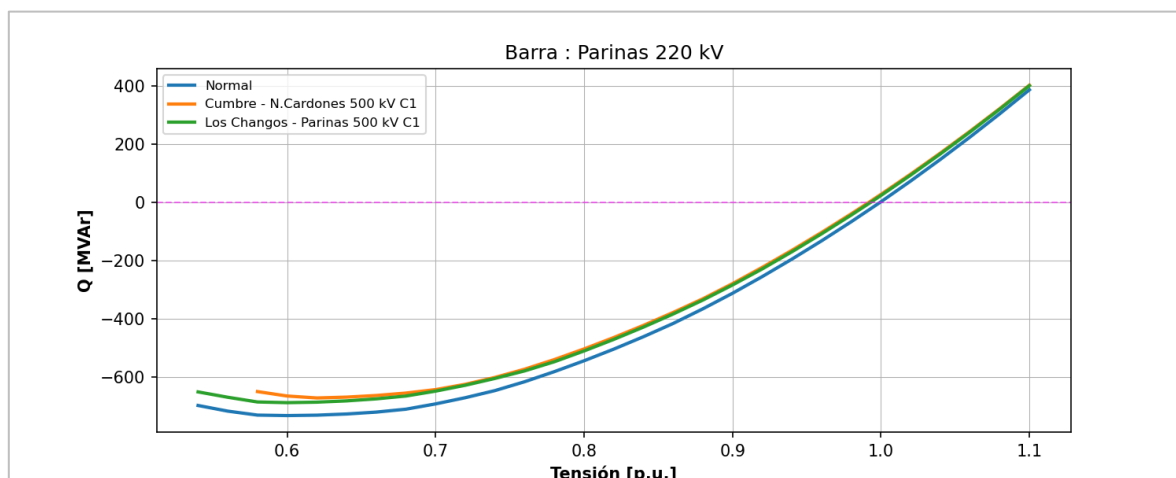


Figura 4.52. Curvas Q-V en Barra B1 de S/E Parinas 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E6.

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

Tabla 4.50. Descripción resultados Curva Q-V S/E Parinas 220 kV Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, escenario E6.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	0.999	0.950 - 1.050	0.60	732
Cumbre - N.Cardones 500 kV C1	0.992	0.930 - 1.070	0.62	672
Los Changos - Parinas 500 kV C1	0.993	0.930 - 1.070	0.60	688

De la tabla y gráfico anteriores, se puede concluir que las tensiones en la barra Parinas 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 los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, que corresponden al E2 para inyección y E6 para absorción de potencia reactiva, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. 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 4.51. Resumen verificación comportamiento dinámico Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico.

Falla	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
	Línea	Máx.Transf. Post-Cont. [MW]	$\xi (\geq 5\%)$	Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	Vmín. ≥ 0.7	V > 0.8 en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	f ≥ 48.3 Hz
Falla 2F-T.N.P. Azúcar - Polpaico 500 kV C1	N.P. Azúcar - Polpaico 500 kV C2	1892	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Desconexión Reactor Nva. Cardones 500kV	Los Changos - Parinas 500 kV C1	-372	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más críticas 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 (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 4.52. 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	E2	E6
Demanda de la zona (MW)	1072	608
Generación de la zona (MW)	1973	1165
Contingencia más crítica en la zona	N.P.Azúcar - Polpaico 500 kV C1	Reactor N.Cardones 500 kV
Requerimientos mínimos de reactivos a absorber por recursos de la zona (MVar)	206.5	-109.7
Distribución	SVC N.P.Azúcar N1-N2 44% CER P.Azúcar N1-N2 23% CER Cardones 16% CER Maitencillo 9% Guacolda U5 7%	SVC N.P.Azúcar N1-N2 54% CER Cardones 24% Guacolda U4-U5 9% CER Maitencillo 6% CER P.Azúcar N1-N2 6%

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.

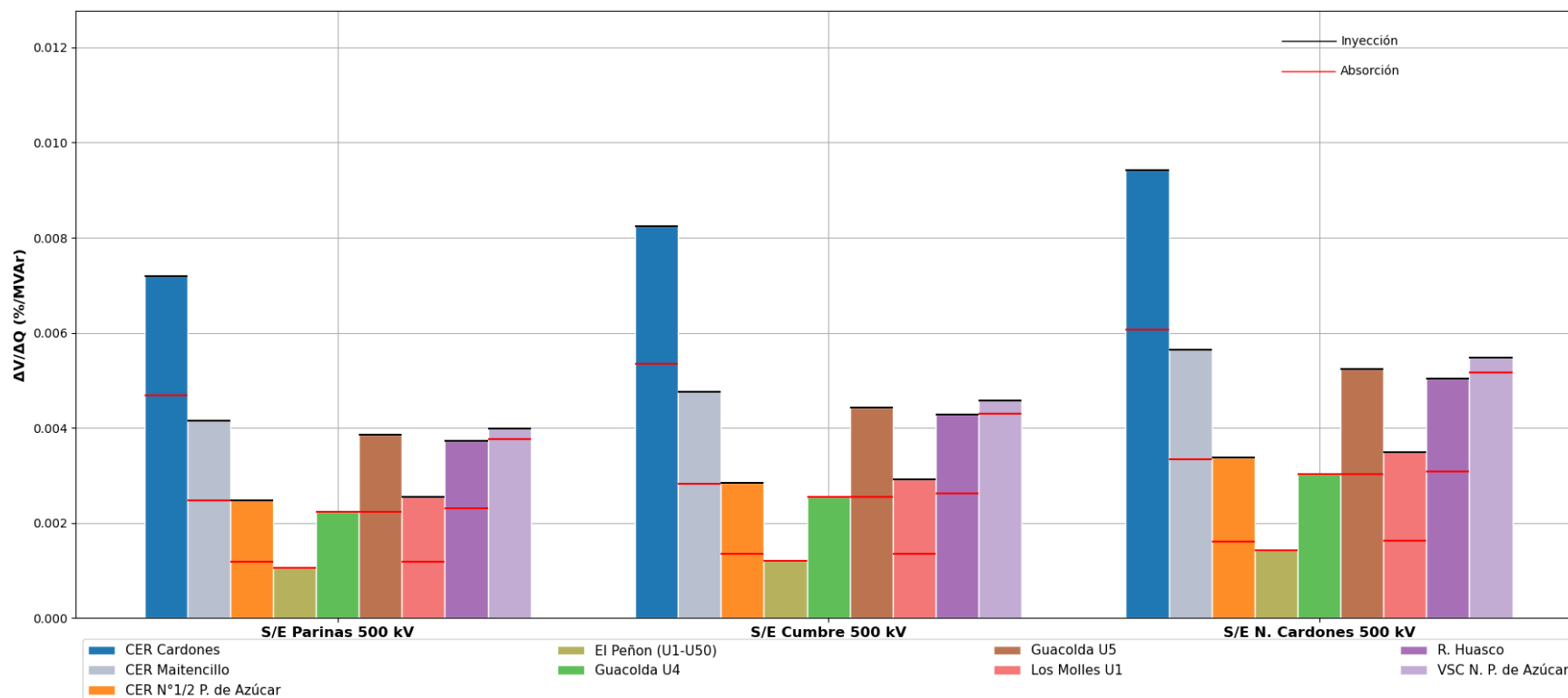


Figura 4.53. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 500 kV Parinas – Nueva Cardones. Elementos de CT dinámico.

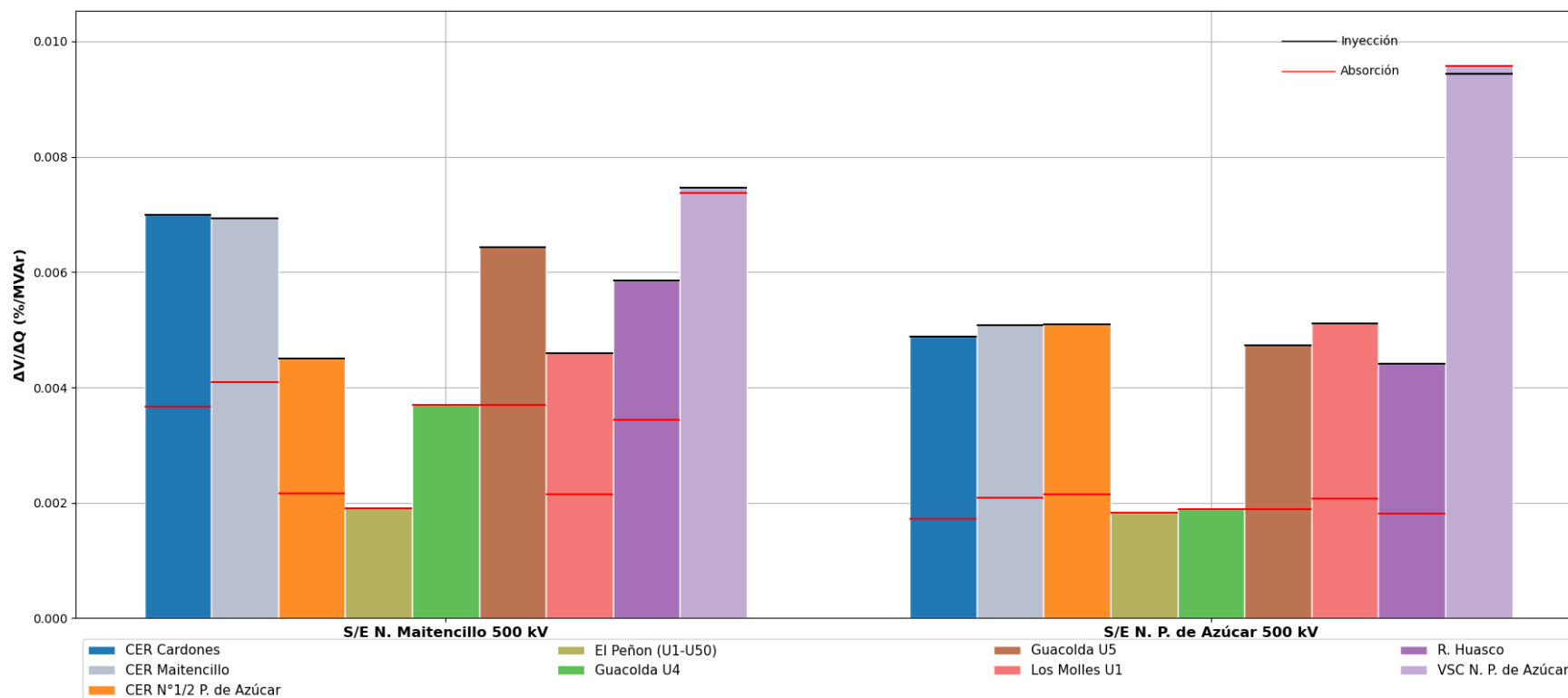


Figura 4.54. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar. Elementos de CT dinámico.

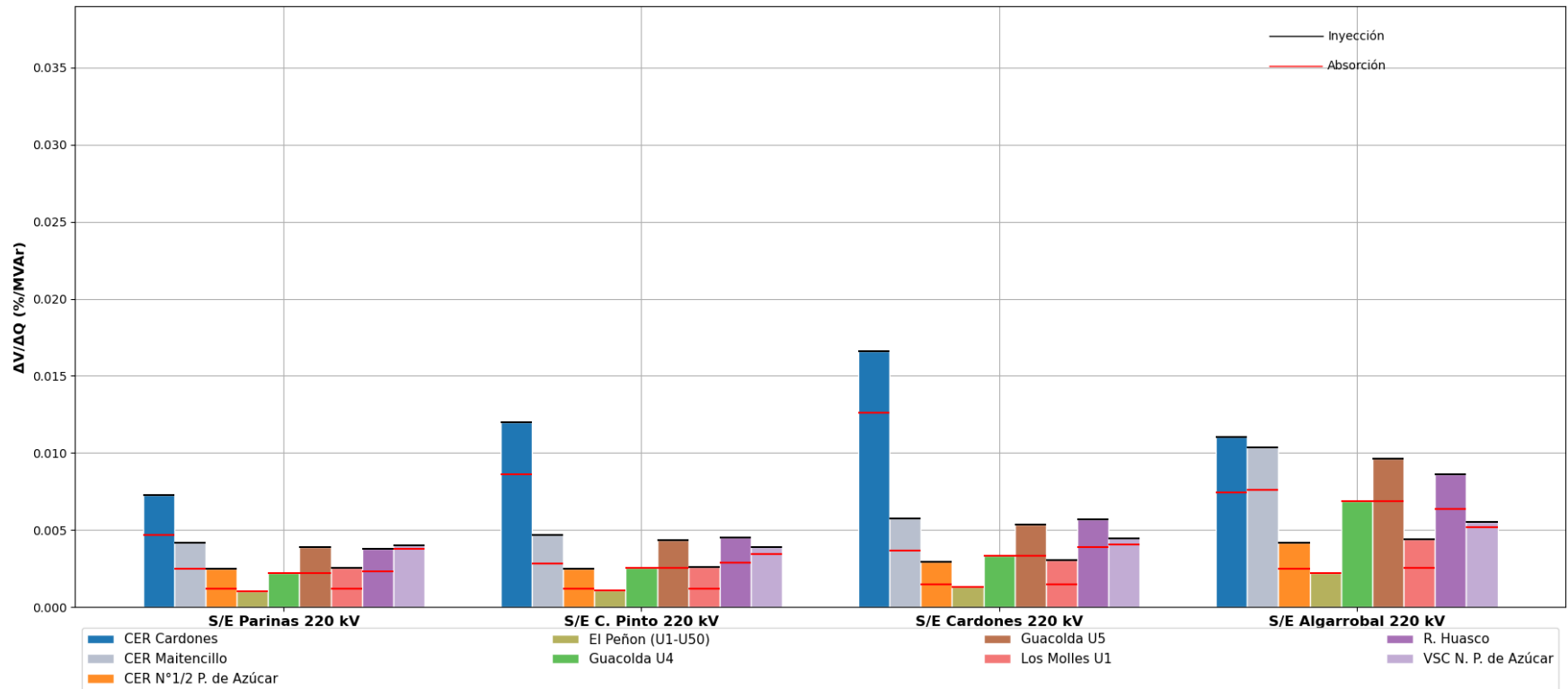


Figura 4.55. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Parinas – Algarrobal. Elementos de CT dinámico.

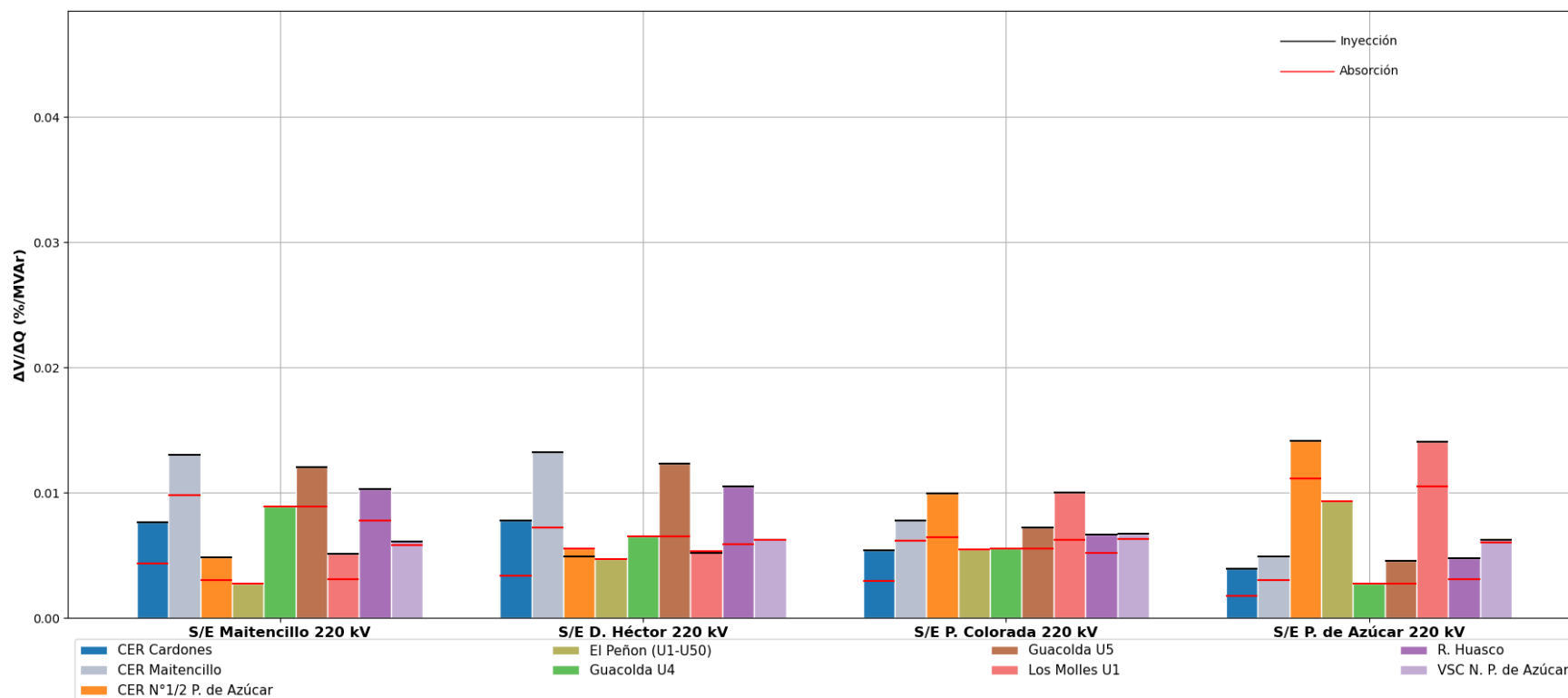


Figura 4.56. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Maitencillo –Pan de Azúcar. Elementos de CT dinámico.

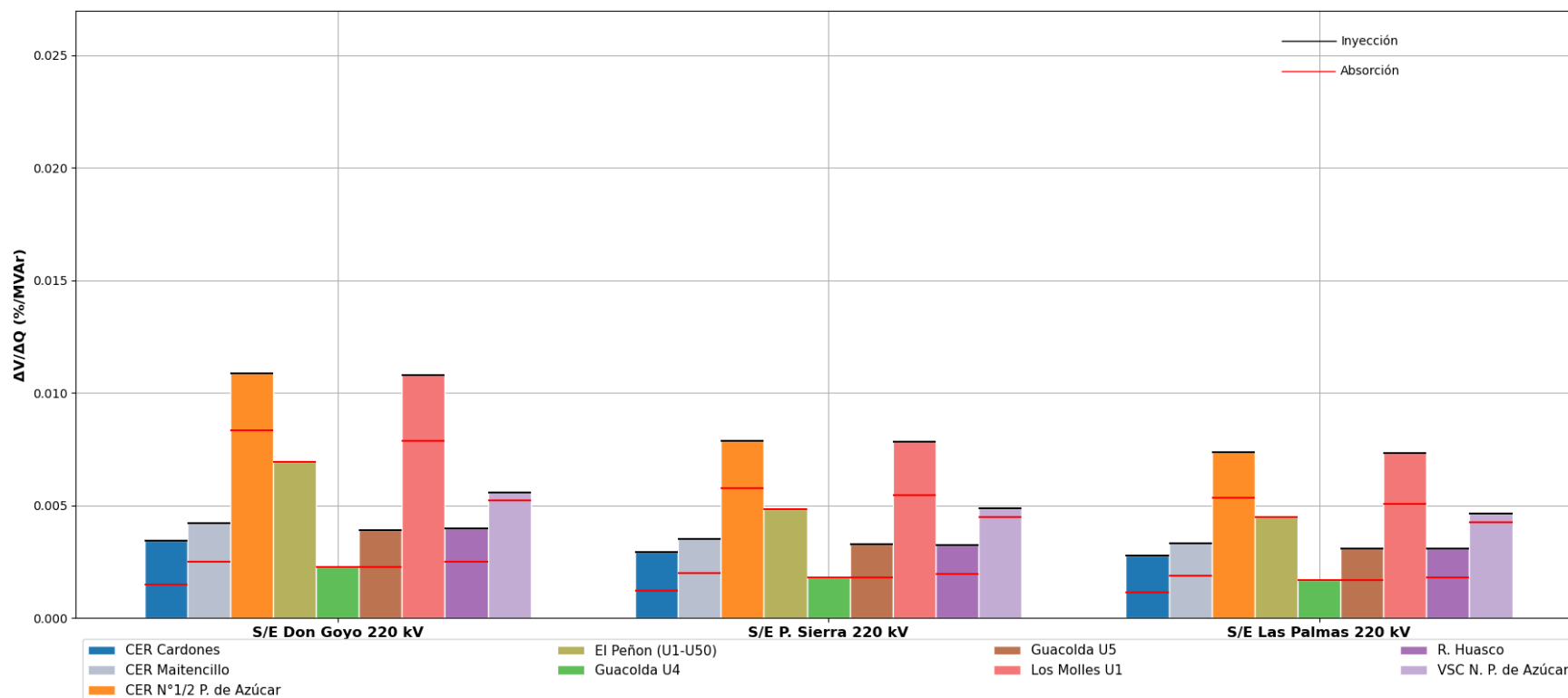


Figura 4.57. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Don Goyo – Las Palmas. Elementos de CT dinámico.

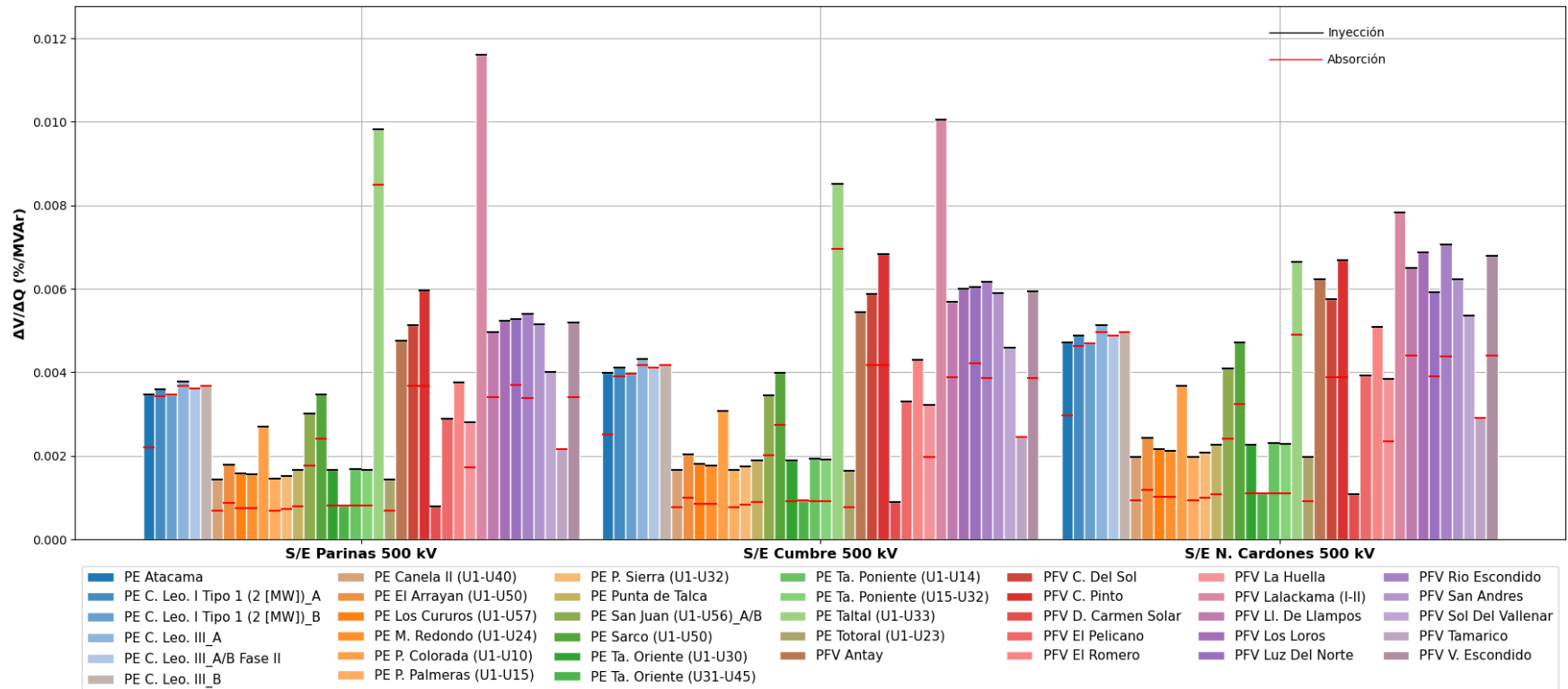


Figura 4.58. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 500 kV Parinas – Nueva Cardones. Parques ERV.

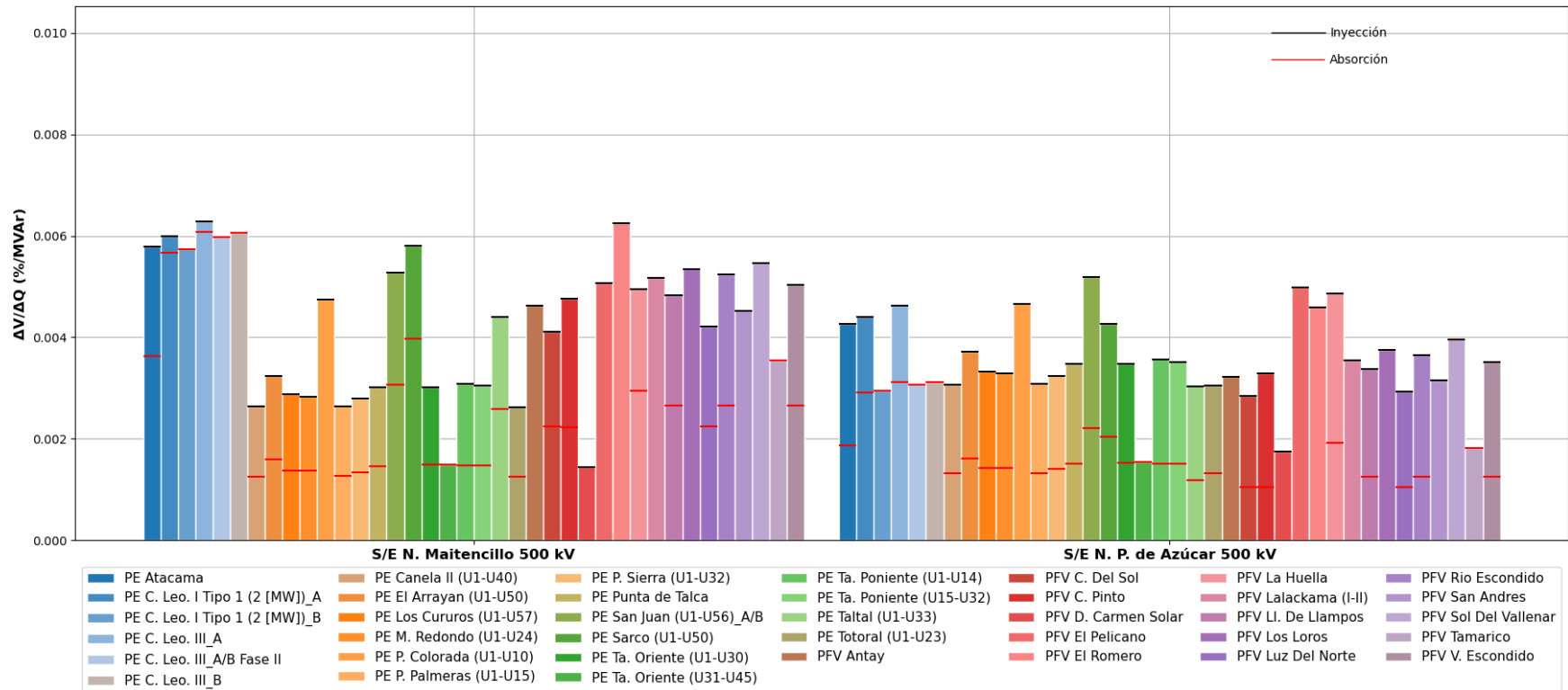


Figura 4.59. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 500 kV Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar. Parques ERV.

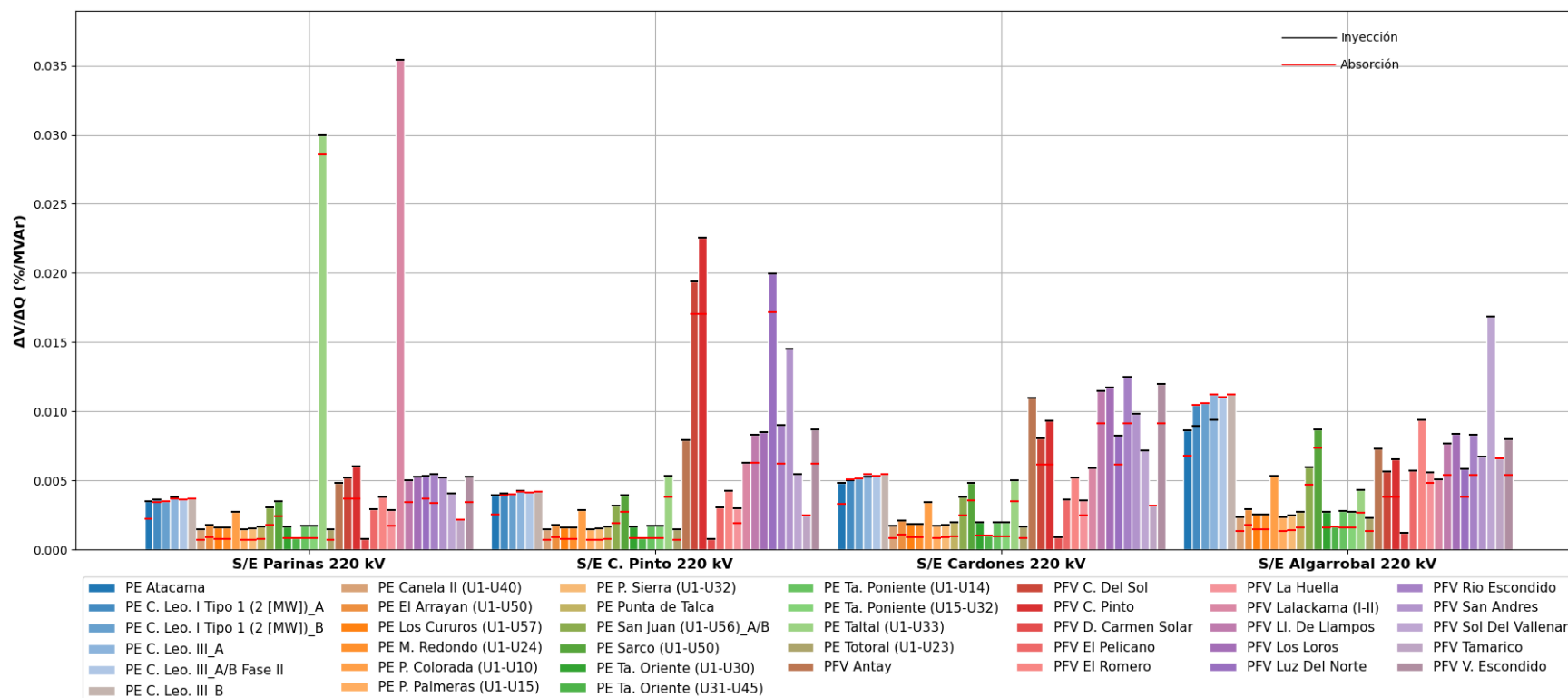


Figura 4.60. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Parinas – Algarrobal. Parques ERV.

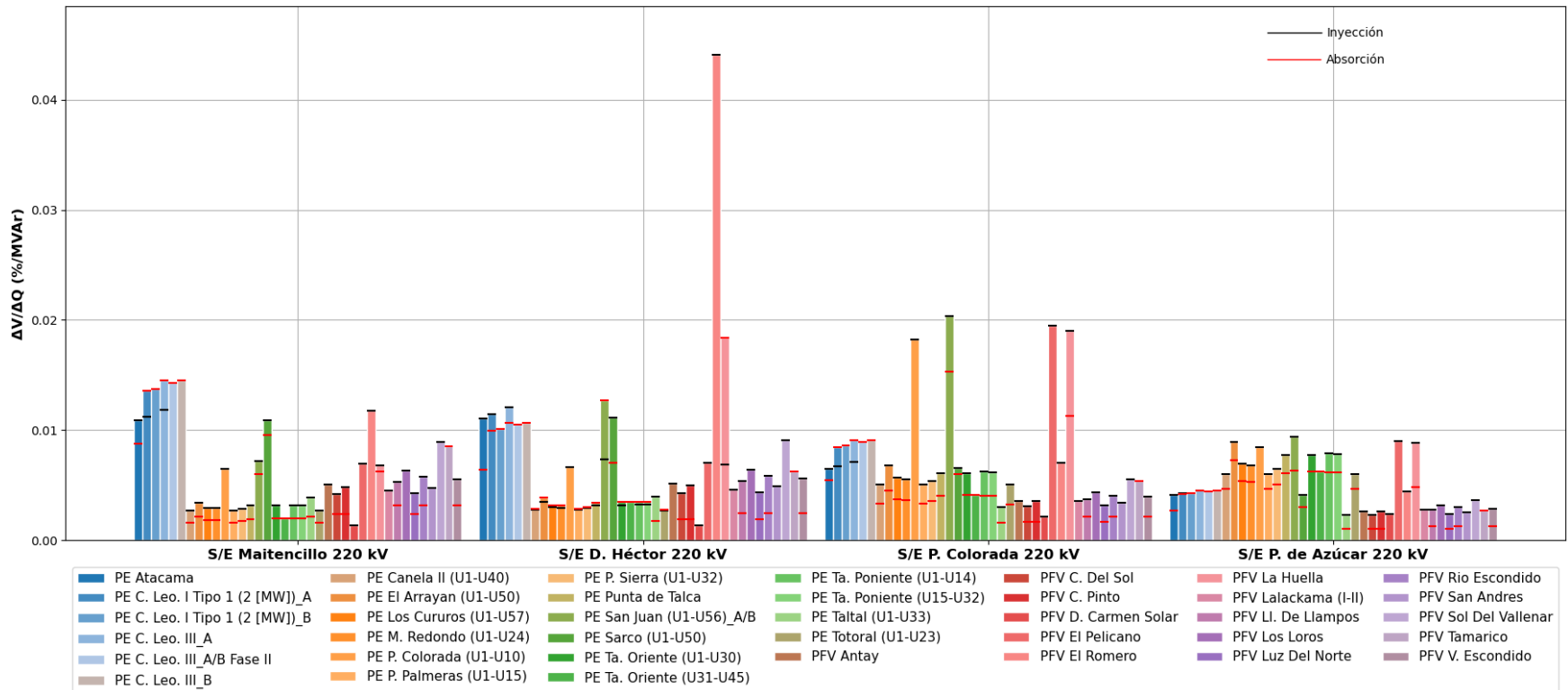


Figura 4.61. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Maitencillo –Pan de Azúcar. Parques ERV.

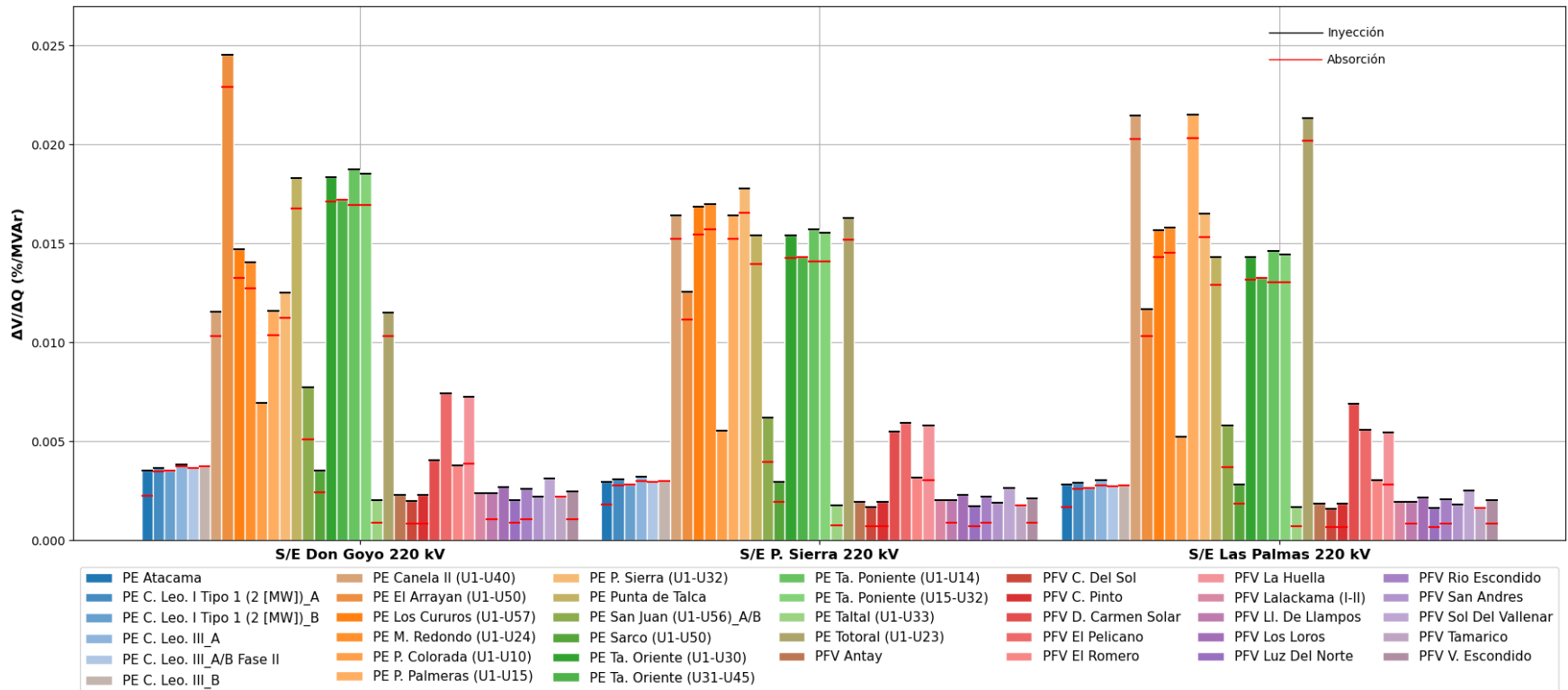


Figura 4.62. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Subárea Centro-Sur del ACT Norte Chico, Sistema 220 kV Don Goyo – Las Palmas. Parques ERV.

De las figuras anteriores se observa que para la Subárea Sur del ACT Norte Chico y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E2) y absorción (E6) de potencia reactiva, para el CT dinámico del sistema de 500 kV, el CER de Cardones es claramente el elemento más efectivo entre las SS/EE Cumbre y Nueva Cardones, mientras que en las SS/EE Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar los elementos más efectivos son los SVC de Nueva Pan de Azúcar.

Por otra parte, para el CT dinámico del sistema de 220 kV, el CER de Cardones es claramente el elemento más efectivo entre las SS/EE Carrera Pinto y Cardones. Entre las SS/EE Maitencillo y Don Héctor los elementos más efectivos son el CER de Maitencillo y la central Guacolda. Por último, entre las SS/EE Punta Colorada y Las Palmas los elementos más efectivos son los CER de Pan de Azúcar y la central Los Molles. Sin embargo, se debe tener presente que esta última tiene una capacidad muy limitada.

Con respecto a los parques ERV, se puede apreciar que los más efectivos para el CT son muy variables según la barra que se esté analizando, lo cual se debe a que existe una gran cantidad de parques distribuidos a lo largo de todo el sistema de 220 kV de la subárea.

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 centrales 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 4.53. Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro (subárea 220 y 500 kV).

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E3	432	1458
E5	280	1931
E6	202	804

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

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E2	3262	762
E5	3250	489
E6	1415	795

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

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E2	769	501	0
E5	803	579	0
E6	382	56	0

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 de Central Las Lajas U1
- Desconexión consumo I. Lampa 110 kV
- Desconexión Transformador Los Almendros 400 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 – 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 3 escenarios, el E3 demanda Alta con altas transferencias desde el Sur hacia el centro por las líneas de 500 kV, mientras que el E4 corresponde a un escenario con altas transferencias por el sistema de 500 kV hacia el Sur. Por otra parte, el E5 corresponde a un escenario de demanda mínima.

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:

- 1x175 MVar Reactor en la barra 500 kV de S/E Polpaico.
- 1x50 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Cerro Navia.
- 4 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVar, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.
- 3 de 3 bancos de CCEE (3x30 MVar, 13.2 kV), transformador 220/110 kV en S/E Alto Jahuel.
- 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

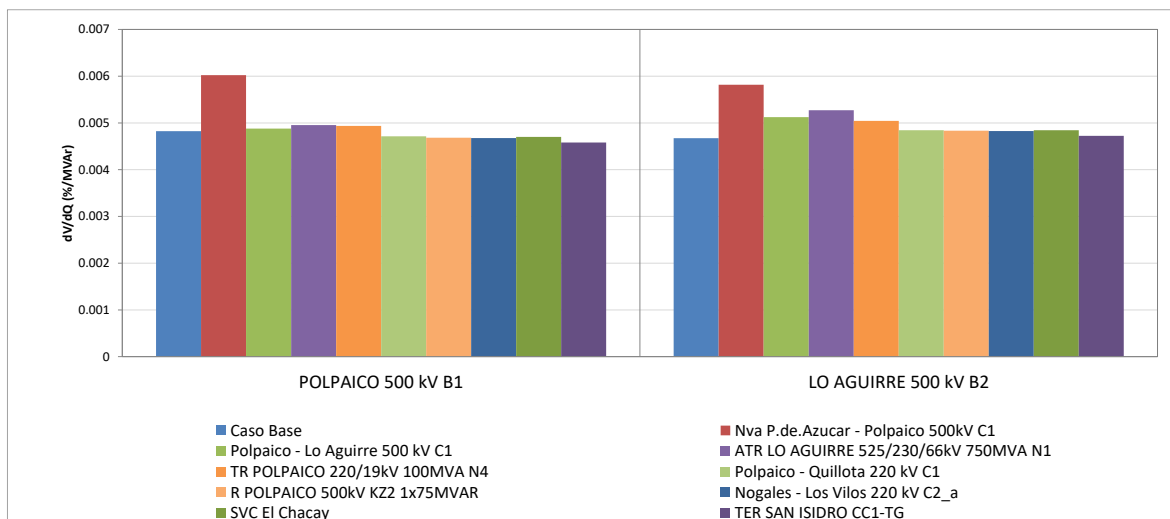


Figura 4.63. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500 kV ACT Centro E3.

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 Alto Jahuel 500 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la falla del Statcom de Cerro Navia 220 kV.

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

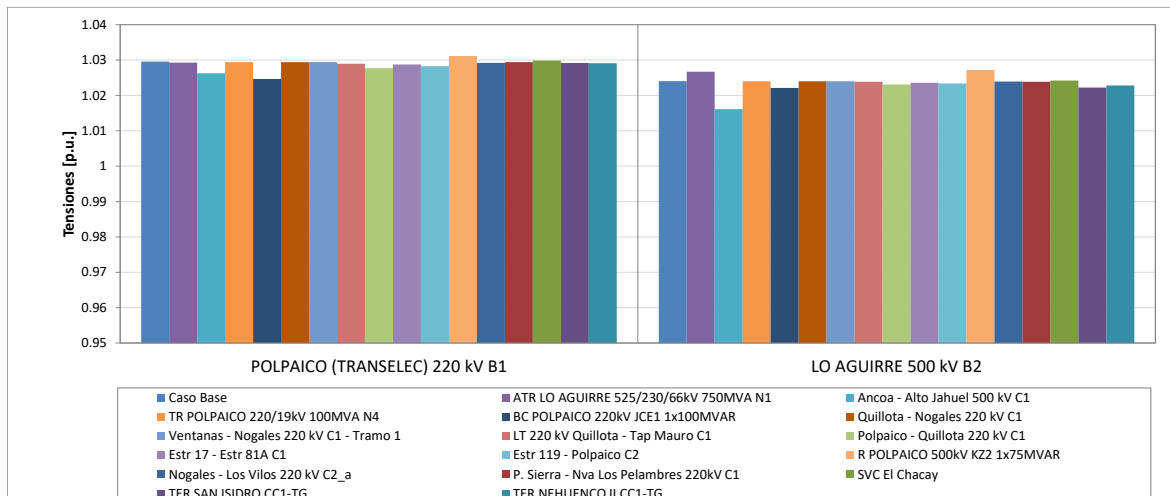


Figura 4.64. Tensión en barras 500 kV área de CT Centro E3.

Sistema de 220 kV

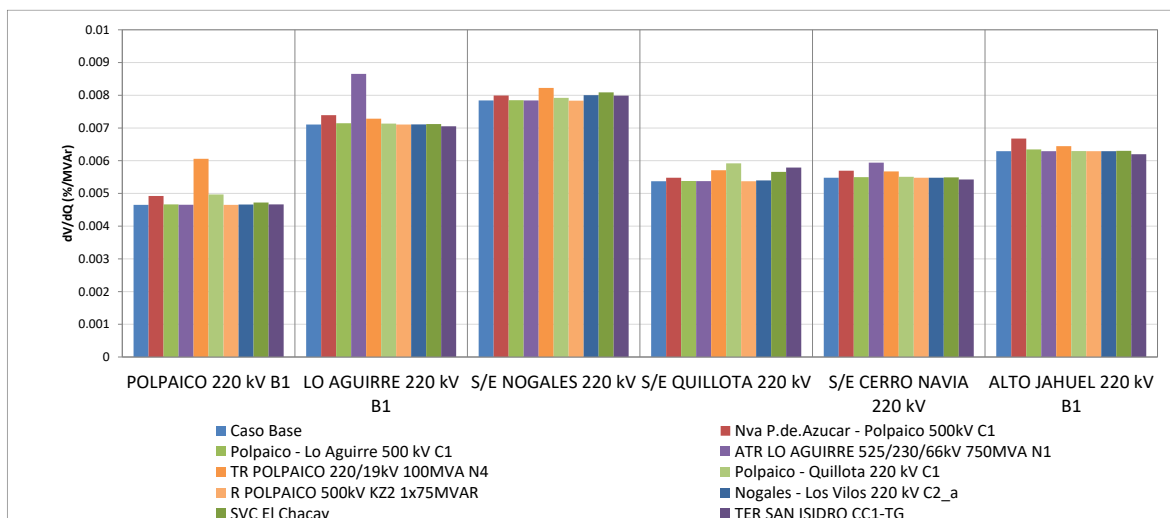


Figura 4.65. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro E3

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 Statcom de Cerro Navia 220 kV.

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

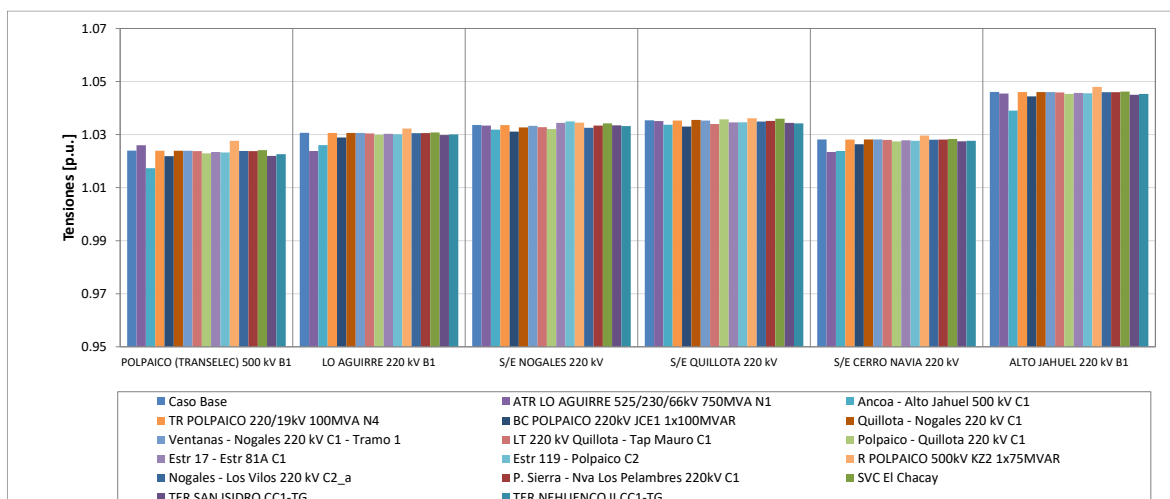


Figura 4.66. Tensión en barras 220 kV área de CT Centro E3.

- 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 95 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	Elemento	Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C1		ATR LO AGUIRRE 525/230/66kV 750MVA N1		Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1		BC POLPAICO 220kV JCE1 1x100MVAR		R POLPAICO 500kV K22 1x75MVAR		SVC El Chacay	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP CHACAYES U1		1.8	1%	0.2	1%	1.1	2%	0.3	0%	-0.3	1%	0.0	0%
HP SAUZAL U1		2.4	1%	0.1	0%	1.5	2%	0.3	1%	-0.3	1%	0.0	0%
HP SAUZAL U2		0.6	0%	0.1	0%	0.6	1%	0.3	1%	-0.3	1%	0.0	0%
HP SAUZAL U3		1.5	1%	0.1	0%	0.9	2%	0.2	0%	-0.2	1%	0.0	0%
TER NEHUENCO II CC1-TG		12.5	7%	0.6	2%	3.2	5%	4.6	8%	-1.5	6%	-1.2	16%
TER NEHUENCO II CC1-TV		6.9	4%	0.3	1%	1.8	3%	2.5	4%	-0.9	3%	-0.7	9%
TER SAN ISIDRO CC1-TG		11.5	6%	0.5	2%	3.0	5%	4.2	7%	-1.4	6%	-1.1	15%
TER SAN ISIDRO CC1-TV		6.6	4%	0.3	1%	1.7	3%	2.4	4%	-0.8	3%	-0.6	8%
TER SAN ISIDRO II CC1-TG		11.4	6%	0.5	2%	2.9	5%	4.2	7%	-1.4	6%	-1.1	14%
TER SAN ISIDRO II CC1-TV		6.2	3%	0.3	1%	1.6	3%	2.3	4%	-0.8	3%	-0.6	8%
SVC El Chacay		21.4	12%	-0.2	-1%	3.6	6%	4.1	7%	-1.8	7%		
TR CERRO NAVIA STATCOM 220/35kV 140MVA		42.8	24%	22.1	84%	20.3	34%	8.5	15%	-6.8	28%	-0.7	9%
TR POLPAICO 220/19kV 100MVA N4		54.2	30%	1.3	5%	16.4	28%	24.5	42%	-8.0	32%	-1.6	21%
T INTERNO		180.5	100%	26.3	100%	59.0	100%	58.4	100%	-24.7	100%	-7.7	100%

Tabla 4.56. 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						
Gen \ Falla	Nva P.de.Azu car -	ATR LO AGUIRRE 525/230/	Ancoa - Alto Jahuel	BC POLPAIC O 220kV	R POLPAIC O 500kV	SVC El Chacay
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	180.5	26.3	59.0	58.4	-24.7	-7.7
Centro-Vreg	23.7	0.5	4.8	8.5	-2.6	-2.2
Centro-NCHS	-344.3	-13.1	46.9	15.7	-26.3	-5.5
Centro-CSur	149.7	-42.2	-94.1	11.1	-25.3	-1.2
TOTAL	9.6	-29.5	16.6	93.8	-79.0	-16.6

Tabla 4.57. 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

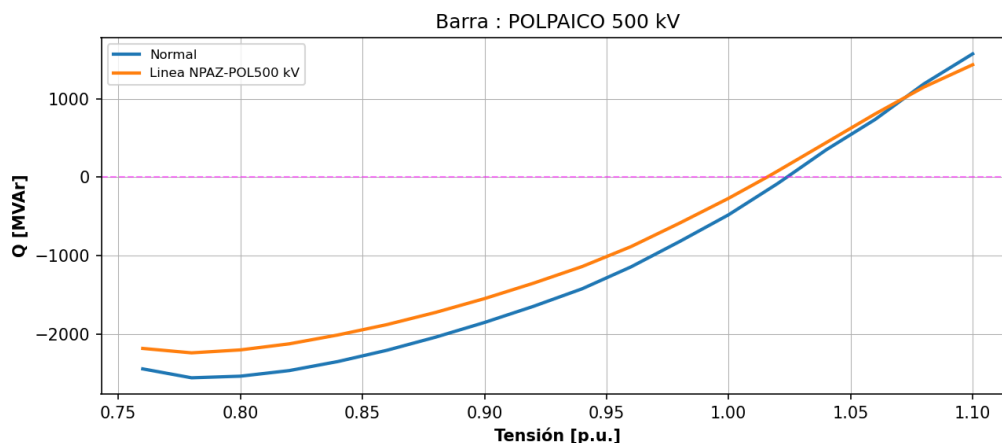


Figura 4.67. Curva QV en S/E Polpaico 500 kV en escenario E3.

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

Tabla 4.58. Descripción resultados Curva Q-V S/E Polpaico 500 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVAR]
01_Normal	1.023	0.78	-2560.01
02_Linea NPAZ-POL500 kV	1.015	0.78	-2241.86

De las tablas y gráficos anteriores se puede concluir que la tensión en la barra Alto Jahuel 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:

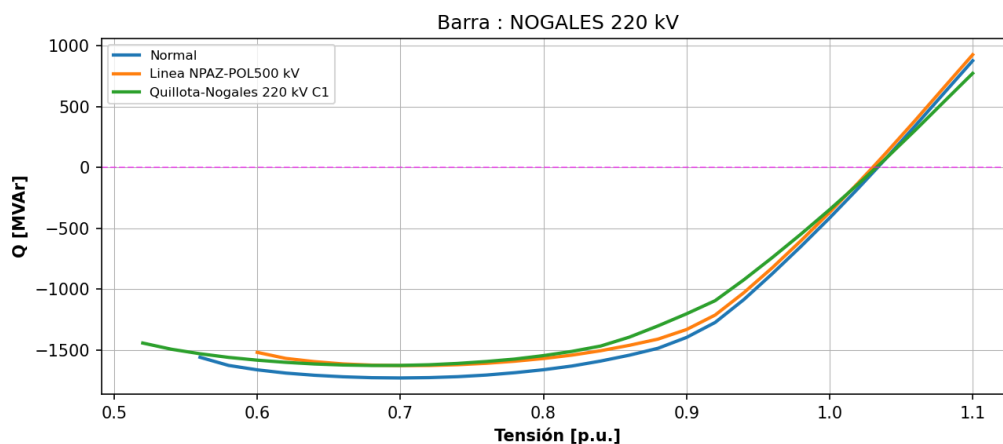


Figura 4.68. Curva QV en S/E Nogales 220 kV en escenario E3.

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

Tabla 4.59. Descripción resultados Curva Q-V S/E Nogales 220 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen de Reactivos [MVar]
01_Normal	1.033	0.7	-1728.39
02_Linea NPAZ-POL500 kV	1.030	0.7	-1626.98
03_Quillota-Nogales 220 kV C1	1.032	0.68	-1626.03

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

4.4.3.2 Análisis de Resultados Escenario E5.

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

a) Descripción del Escenario E4

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- 1x175 MVar Reactor en la barra 500 kV de S/E Polpaico.
- 1x50 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Cerro Navia.
- 4 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVar, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.
- 2 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

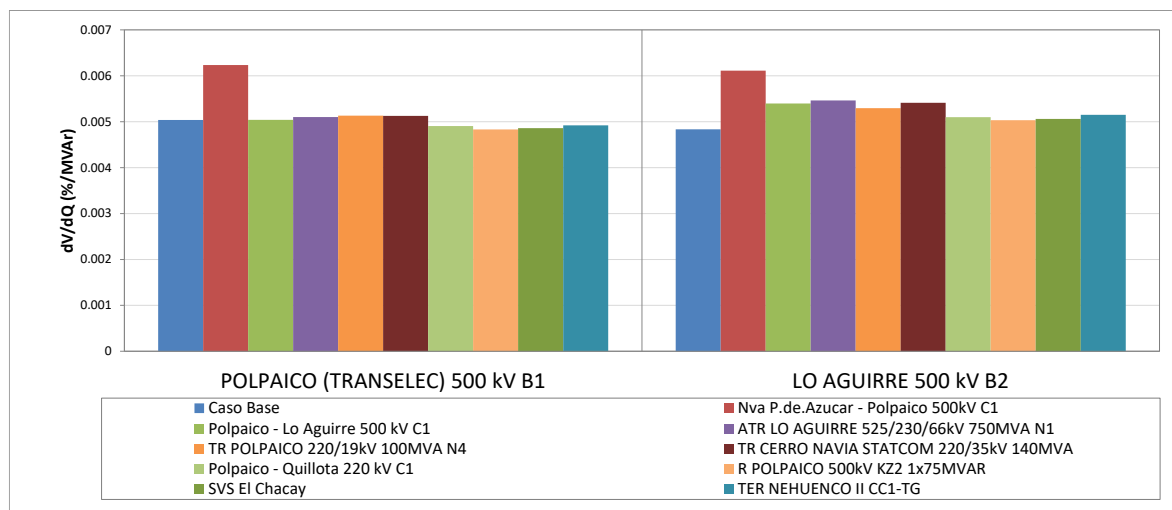


Figura 4.69. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500 kV ACT Centro E5.

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Alto Jahuel 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.

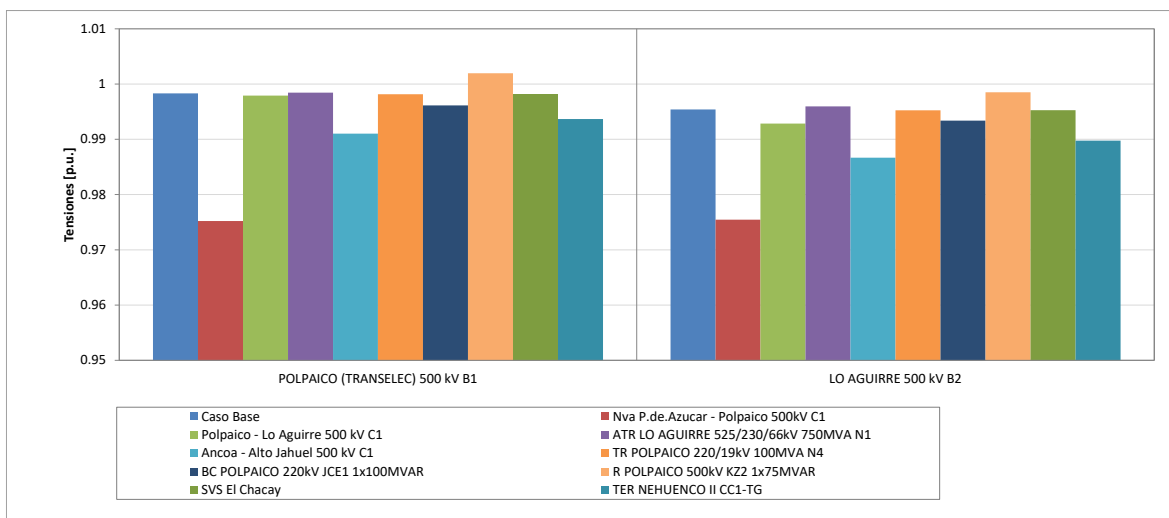


Figura 4.70. Tensión en barras 500 kV área de CT Centro E5.

Sistema de 220 kv

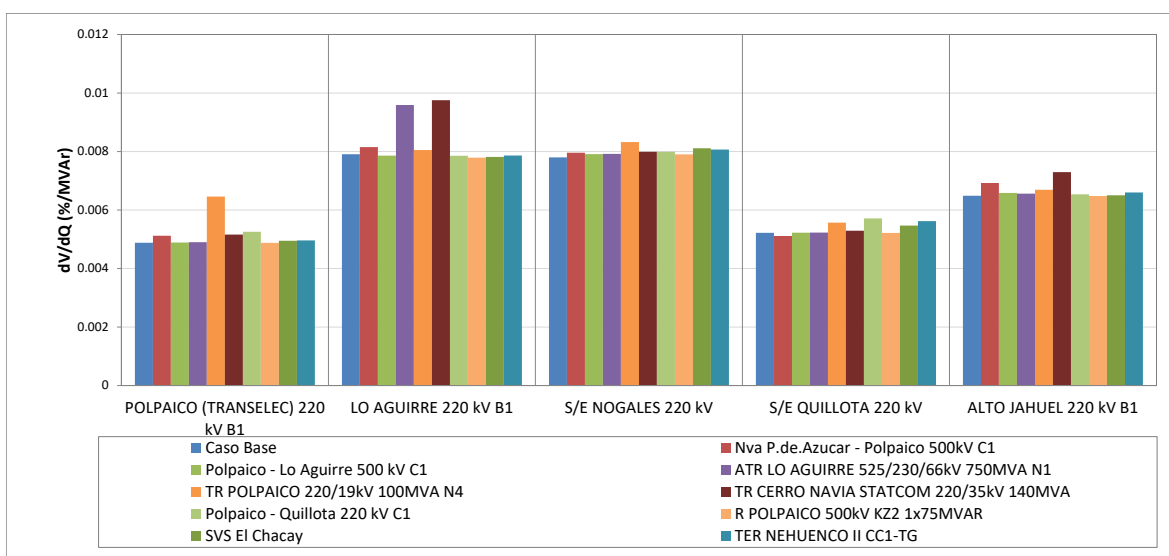


Figura 4.71. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro E5

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 220 kV más débil en el caso pre y post contingencia es la de S/E Nogales 220 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la salida intempestiva de la Central Nehuenco CC1.

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

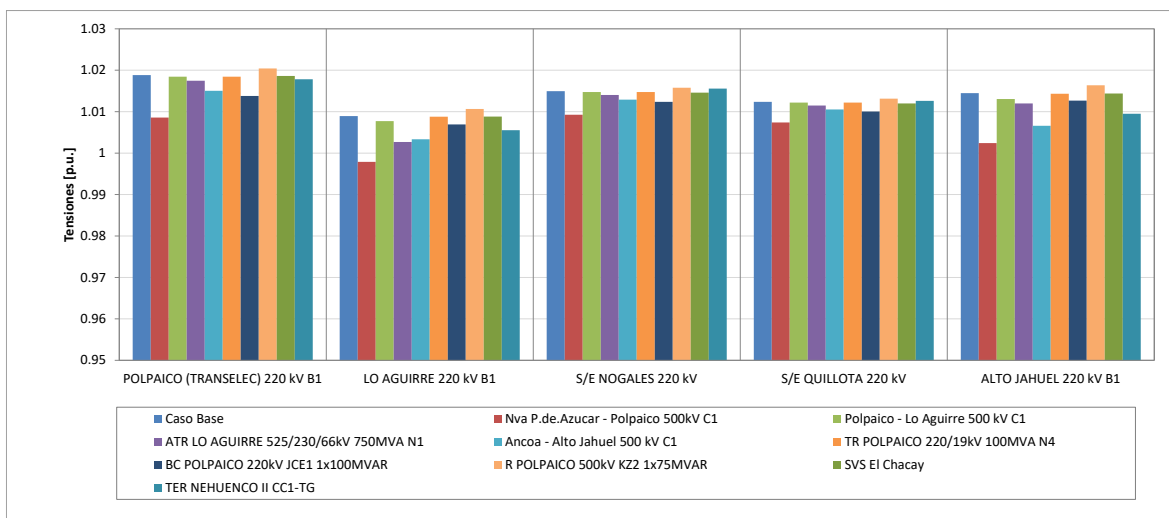


Figura 4.72. Tensión en barras 220 kV área de CT Centro E5.

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

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

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

En la tabla siguiente se puede observar que, de acuerdo con los requerimientos internos de la 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 153 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	Elemento	Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C1		ATR LO AGUIRRE 525/230/66kV 750MVA N1		Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1		BC POLPAICO 220kV JCE1 1x100MVAR		BC CERRO NAVIA 220kV JCE1 1x50MVAR		Polpaico - Quillota 220 kV C1		R POLPAICO 500kV KZ2 1x75MVAR		TER NEHUENCO II CC1-TG	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP CHACAYES U1		2.9	2%	0.6	2%	2.0	3%	0.5	1%	0.4	2%	0.1	0%	-0.5	2%	1.3	7%
HP SAUZAL U2		2.0	1%	0.4	1%	1.4	2%	0.3	1%	0.3	1%	0.1	0%	-0.3	1%	0.9	5%
HP SAUZAL U3		2.0	1%	0.4	1%	1.4	2%	0.3	1%	0.3	1%	0.1	0%	-0.3	1%	0.9	5%
TER NEHUENCO CC1-TG		7.6	4%	1.4	3%	2.8	4%	3.6	6%	0.7	3%	3.3	10%	-1.2	5%	-0.7	-4%
TER NEHUENCO CC1-TV		4.8	3%	0.9	2%	1.8	3%	2.3	4%	0.5	2%	2.1	7%	-0.8	3%	-0.4	-2%
TER NEHUENCO II CC1-TG		8.9	5%	1.6	4%	3.3	5%	4.2	7%	0.9	4%	3.9	12%	-1.4	5%		
TER NEHUENCO II CC1-TV		4.9	3%	0.9	2%	1.8	3%	2.3	4%	0.5	2%	2.2	7%	-0.8	3%	-0.4	-2%
TER SAN ISIDRO CC1-TG		8.2	5%	1.5	4%	3.1	4%	3.9	6%	0.8	3%	3.6	11%	-1.3	5%	-0.7	-4%
TER SAN ISIDRO CC1-TV		1.4	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
TER SAN ISIDRO II CC1-TG		8.1	5%	1.5	4%	3.0	4%	3.8	6%	0.8	3%	3.6	11%	-1.3	5%	-0.7	-4%
TER SAN ISIDRO II CC1-TV		4.5	3%	0.8	2%	1.7	2%	2.1	3%	0.4	2%	2.0	6%	-0.7	3%	-0.4	-2%
SVS El Chacay		16.1	9%	0.1	0%	4.1	6%	4.0	6%	0.9	4%	6.4	20%	-1.8	7%	-1.9	-10%
TR CERRO NAVIA STATCOM 220/35kV 140MVA		47.3	28%	25.3	60%	25.1	36%	9.9	16%	13.4	55%	1.9	6%	-7.4	29%	15.0	84%
TR POLPAICO 220/19kV 100MVA N4		51.2	30%	6.7	16%	18.9	27%	25.2	40%	4.7	19%	3.0	9%	-8.0	31%	5.0	28%
T. INTERNO		169.9	100%	42.3	100%	70.5	100%	62.3	100%	24.5	100%	32.2	100%	-25.7	100%	17.8	100%

Tabla 4.60. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro para diversas contingencias escenario E5.

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									
Gen	Falla	Nva P.de.Azu car -	ATR LO AGUIRRE 525/230/	Ancoa - Alto Jahuel	BC POLPAIC O 220kV	BC CERRO NAVIA	Polpaico - Quillota 220 kV	R POLPAIC O 500kV	TER NEHUEN CO II CC1-
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		169.9	42.3	70.5	62.3	24.5	32.2	-25.7	17.8
Centro-Vreg		15.5	-0.3	4.7	8.2	0.8	10.7	-2.3	-2.4
Centro-NCHS		-32.4	0.4	48.7	15.6	6.6	3.4	-24.4	30.5
Centro-CSur		149.8	-38.2	95.6	9.8	-0.7	1.5	-24.1	-71.1
TOTAL		12.8	4.2	28.3	95.9	31.1	47.7	-76.6	-25.3

Tabla 4.61. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5

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

Para las barras 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

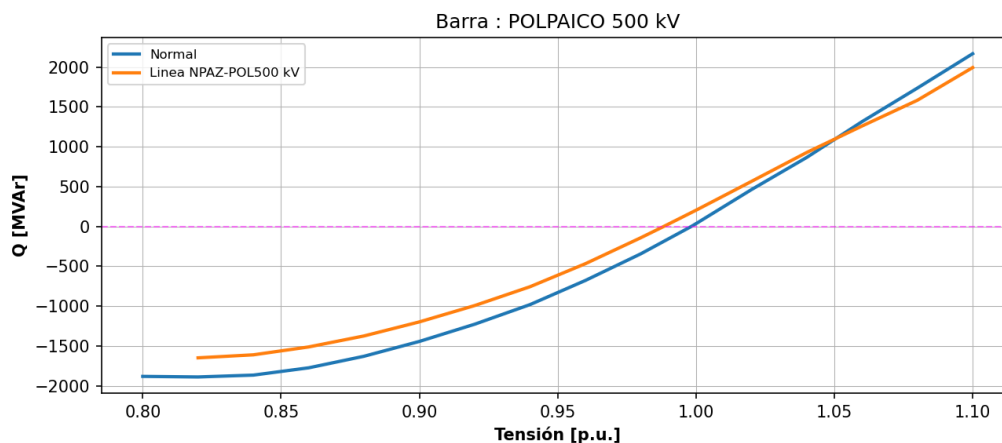


Figura 4.73. Curva QV en S/E Polpaico 500 kV en escenario E5.

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

Tabla 4.62. Descripción resultados Curva Q-V S/E Polpaico 500 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
01_Normal	0.998	0.82	-1889.57
02_Linea NPAZ-POL500 kV	0.988	0.82	-1649.56

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:

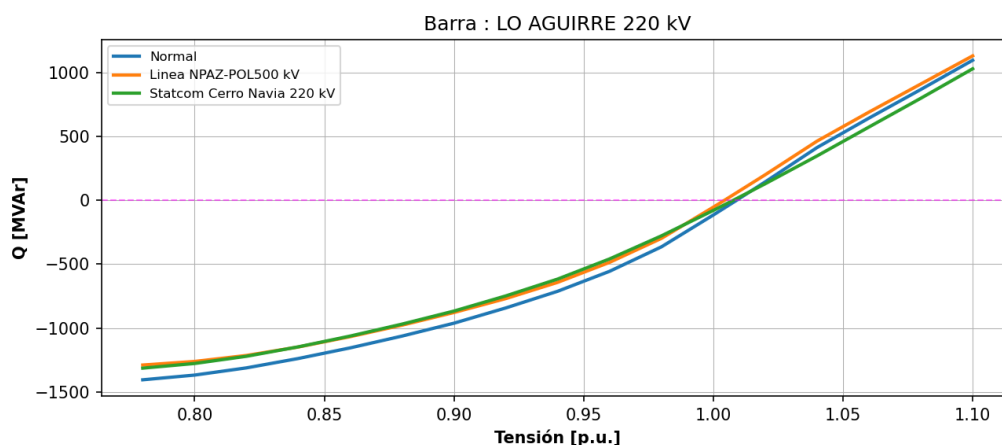


Figura 4.74. Curva QV en S/E Lo Aguirre 220 kV en escenario E5.

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

Tabla 4.63. Descripción resultados Curva Q-V S/E Lo Aguirre 220 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen de Reactivos [MVar]
01_Normal	1.008	0.78	-1404.12
02_Linea NPAZ-POL500 kV	1.004	0.78	-1288.47
03_Statcom Cerro Navia 220 kV	1.007	0.78	-1312.89

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

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

4.4.3.3 Análisis de Resultados Escenario E6.

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:

- 1x175 MVar Reactor en la barra 500 kV de S/E Polpaico.
- 1x50 MVar bancos de CCEE en la barra 220 kV de S/E Cerro Navia.
- 4 de 8 bancos de CCEE (2x 4x33 MVar, 66 kV) Transformador 500/220 kV en S/E Alto Jahuel.
- 2 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

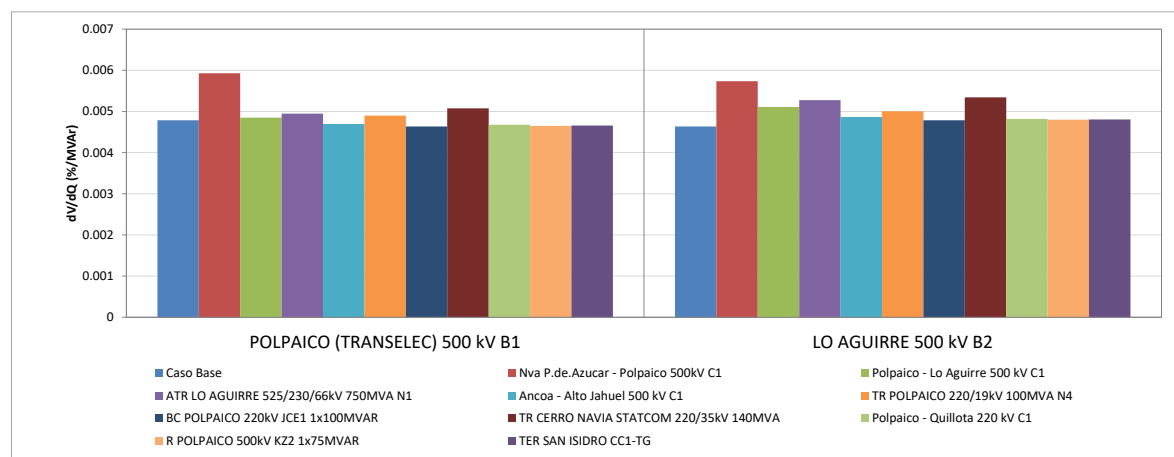


Figura 4.75. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 500 kV ACT Centro E6.

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 Alto Jahuel 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.

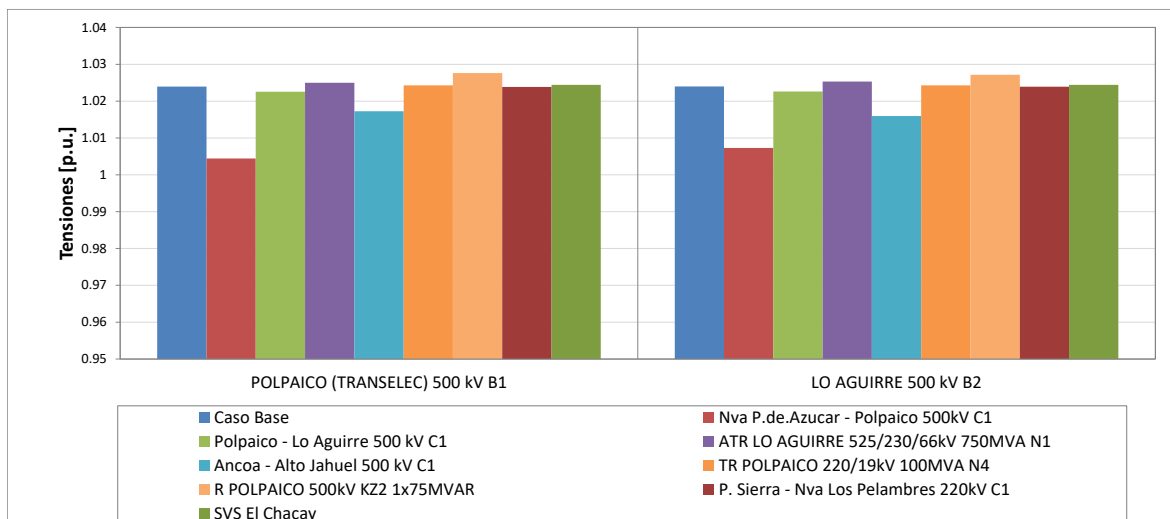


Figura 4.76. Tensión en barras 500 kV área de CT Centro E6.

Sistema de 220 kV

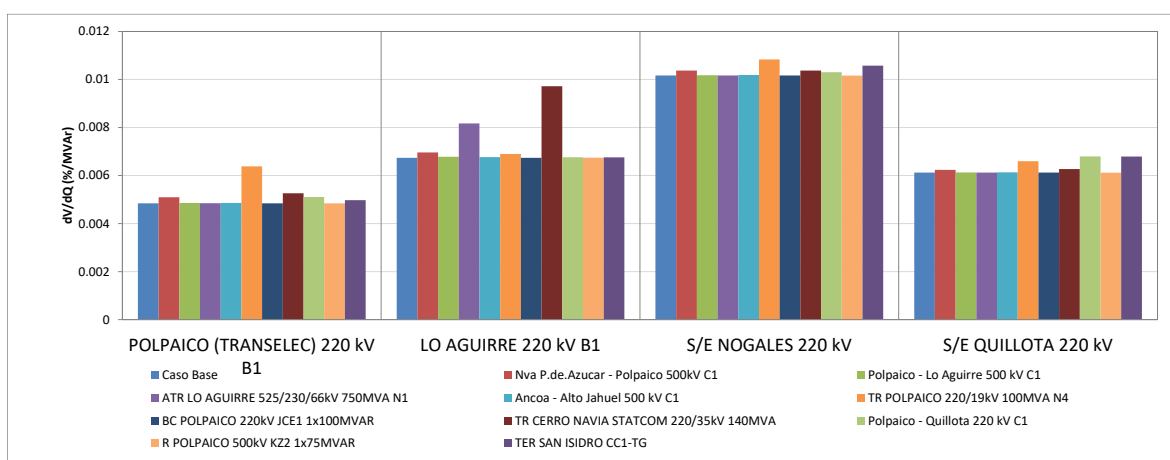


Figura 4.77. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro E6

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 Nogales 220 kV. La sensibilidad dV/dQ alcanza el valor mayor ante la salida intempestiva de la Central Nehuenco CC1.

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

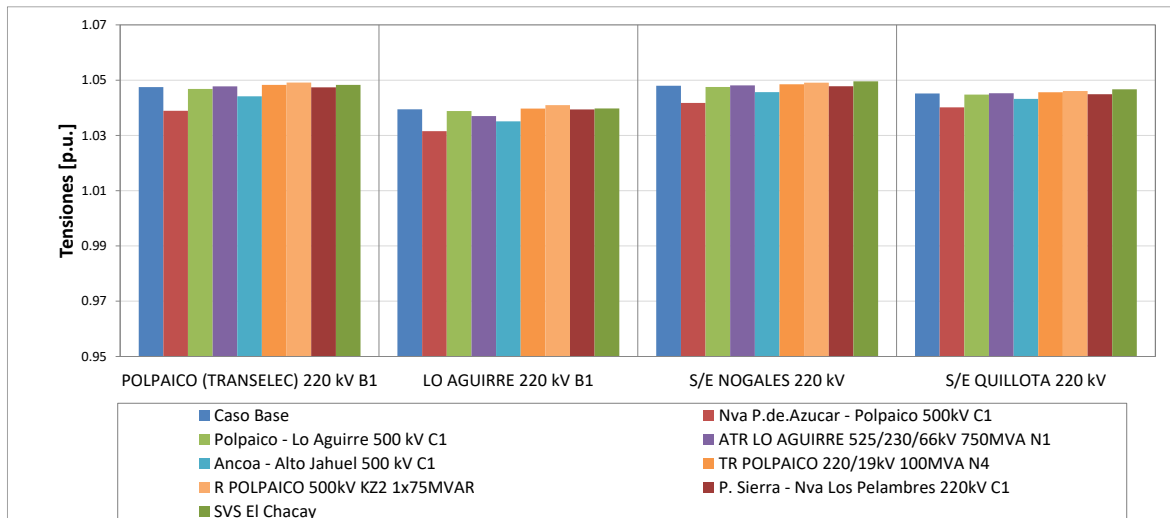


Figura 4.78. Tensión en barras 220 kV área de CT Centro E6.

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 153 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	Elemento	Nva P.de.Azucar - Polpaico 500kV C1		Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1		TR CERRO NAVIA STATCOM 220/35kV 140MVA		BC CERRO NAVIA 220kV JCE1 1x50MVAR		R POLPAICO 500kV K22 1x75MVAR		P. Sierra - Nva Los Pelambres 220kV C1		SVS El Chacay		TER SAN ISIDRO CC1 TG	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP CHACAYES U1		1.9	1%	1.3	2%	-0.2	3%	0.3	1%	-0.4	1%	0.0	0%	-0.1	0%	0.1	0%
HP SAUZAL U1		1.3	1%	1.1	1%	-0.1	2%	0.1	0%	-0.2	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%
HP SAUZAL U2		1.3	1%	1.1	1%	-0.1	2%	0.1	0%	-0.2	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%
HP SAUZALITO U1		0.6	0%	0.4	1%	-0.1	1%	0.1	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
TER NEHUENCO II CC1-TG		9.9	6%	3.8	5%	-0.7	10%	0.9	3%	-1.8	6%	0.5	2%	-3.0	16%	8.3	21%
TER NEHUENCO II CC1-TV		5.4	3%	2.1	3%	-0.6	6%	0.5	2%	-1.0	3%	0.3	1%	-1.6	9%	4.6	11%
TER SAN ISIDRO CC1-TG		9.3	5%	3.6	5%	-0.7	10%	0.8	3%	-1.7	6%	0.4	2%	-2.8	15%		
TER SAN ISIDRO II CC1-TG		8.9	5%	3.5	4%	-0.7	9%	0.8	3%	-1.6	5%	0.4	2%	-2.7	14%	7.5	19%
TER SAN ISIDRO II CC1-TV		4.9	3%	1.9	2%	-0.4	5%	0.4	1%	-0.9	3%	0.2	1%	-1.5	8%	4.1	10%
SVS El Chacay		19.2	11%	4.3	5%	-0.7	9%	0.8	3%	-2.1	7%	19.1	87%			4.2	11%
TR CERRO NAVIA STATCOM 220/35kV 140MVA		66.2	38%	38.1	49%			22.2	72%	-12.4	41%	0.5	2%	-2.9	16%	4.4	11%
TR POLPAICO 220/19kV 100MVA N4		42.9	25%	16.8	21%	-3.1	43%	3.8	12%	-8.0	26%	0.5	2%	-3.9	21%	6.6	16%
T_INTERNO		172.2	100%	78.5	100%	-7.1	100%	31.0	100%	-30.7	100%	22.0	100%	-18.7	100%	40.0	100%

Tabla 4.64. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro para diversas contingencias escenario E6.

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									
Gen	Falla	Nva	Ancoa -	TR	BC	R	P. Sierra -	SVS El	TER SAN
		P.de.Azu	Alto	CERRO	CERRO	POLPAIC	Nva Los	Chacay	ISIDRO
		car -	Jahuel	NAVIA	NAVIA	O 500kV	Pelambre		CC1-TG
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		172.2	78.5	-7.1	31.0	-30.7	22.0	-18.7	40.0
Centro-NCHS		-289.7	46.0	-4.4	5.4	-25.3	22.2	-13.9	5.1
Centro-CSur		130.9	-96.6	0.5	-0.6	-24.8	0.6	-2.6	2.7
TOTAL		12.3	27.0	-10.6	35.2	-80.7	0.4	-35.9	49.5

Tabla 4.65. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6

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

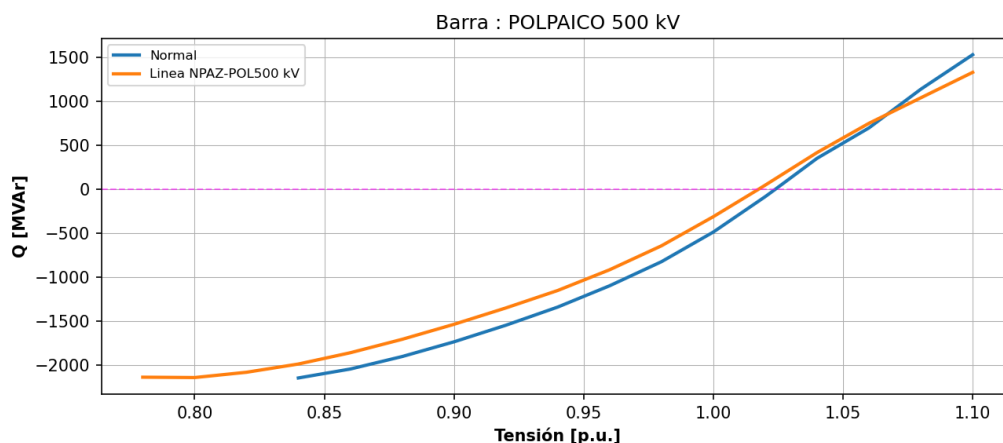


Figura 4.79. Curva QV en S/E Polpaico 500 kV en escenario E6.

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

Tabla 4.66. Descripción resultados Curva Q-V S/E Polpaico 500 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
01_Normal	1.023	0.84	-2147.46
02_Linea NPAZ-POL500 kV	1.017	0.8	-2142.81

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:

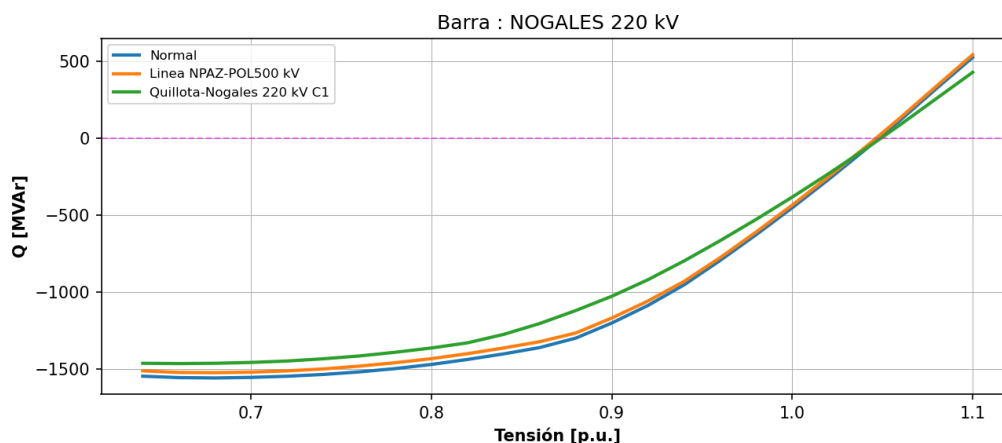


Figura 4.80. Curva QV en S/E Nogales 220 kV en escenario E6.

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

Tabla 4.67. Descripción resultados Curva Q-V S/E Nogales 220 kV

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen de Reactivos [MVar]
01_Normal	1.04	0.68	-1555.85
02_Linea NPAZ-POL500 kV	1.04	0.68	-1521.61
03_Quillota-Nogales 220 kV C1	1.04	0.66	-1462.33

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Nogales 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.

4.4.3.4 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 (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 4.68. 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	E6
Demanda de la zona (MW)	432	201
Generación de la zona (MW)	1458	804
Contingencia más crítica de la zona	N.Maitencillo - N.P.Azúcar 500 kV C1	Reactor Polpaico 500 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	180	-31
Centrales con mayor participación	CER Polpaico: 42% Statcom CNav: 34%	CER Polpaico: 42% Statcom CNav: 39%

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.

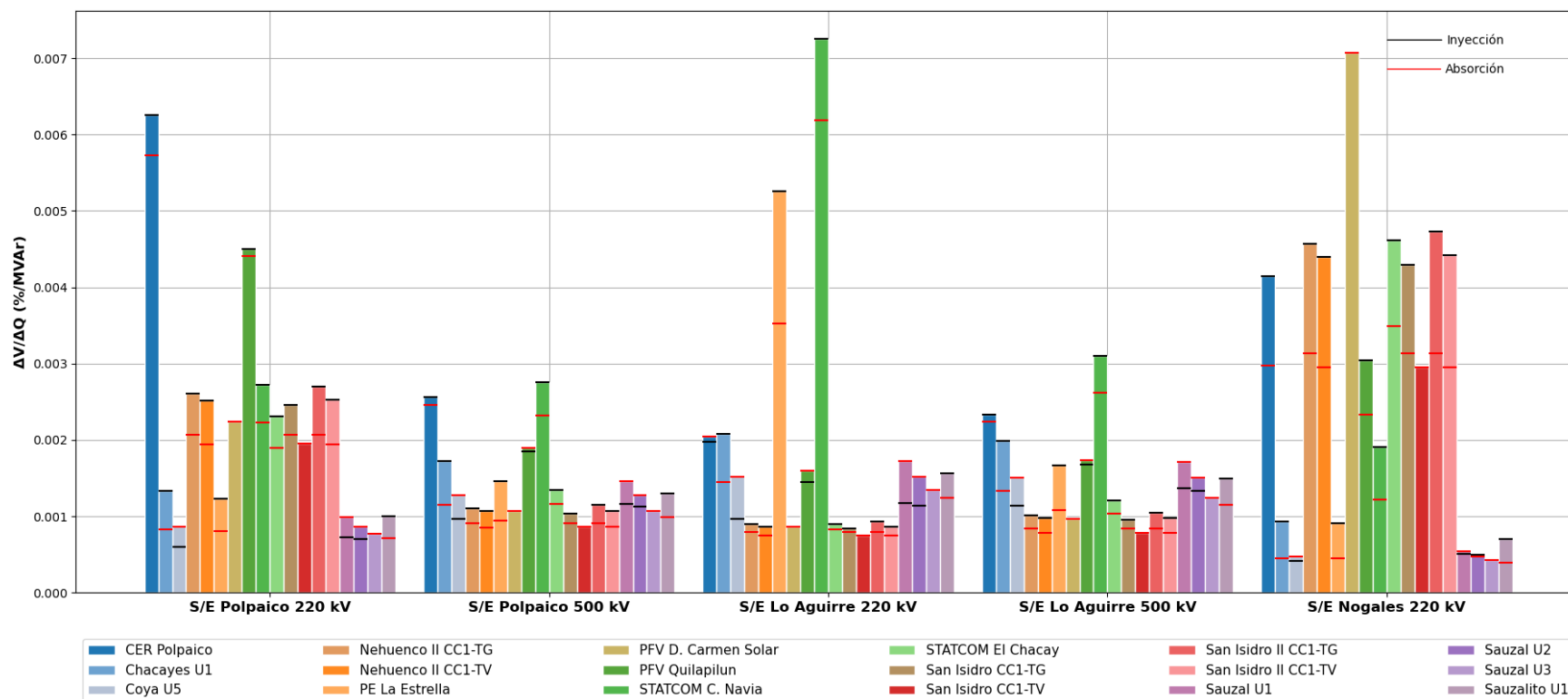


Figura 4.81. Sensibilidad dv/dQ en operación Normal ACT Centro – 220kV y 500kV, sistema de 500 kV

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.

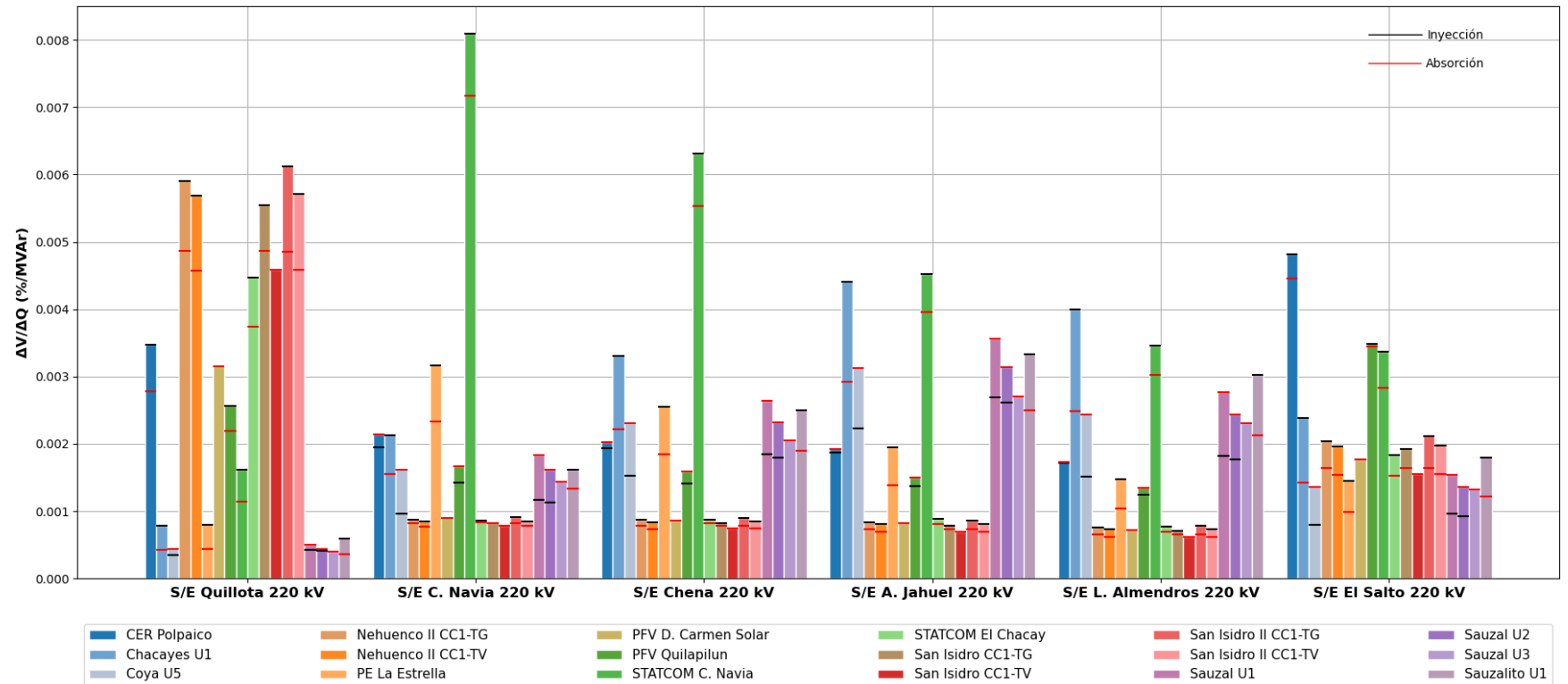


Figura 4.82. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal ACT Centro – 220kV y 500kV

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. Por otra parte, se refleja el principal aporte en las barras de Quillota y Nogales 220 kV de la Central Nehuenco CC1.

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 4.69 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Región Metropolitana.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]
E2	3262	762
E5	3250	489
E6	1415	795

4.4.4.2 Análisis de Resultados Escenario E2

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:

- 3 de 3 CCEE 4 Alto Jahuel 13.2kV - 30 MVA
- CCEE Chena 110 kV 2x40 MVar
- CCEE Ochagavía 110 kV 1x80 MVar
- Central Alfalfal 1
- Central Alfalfal 2
- Central Las Lajas 1

El detalle de despacho de centrales 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.

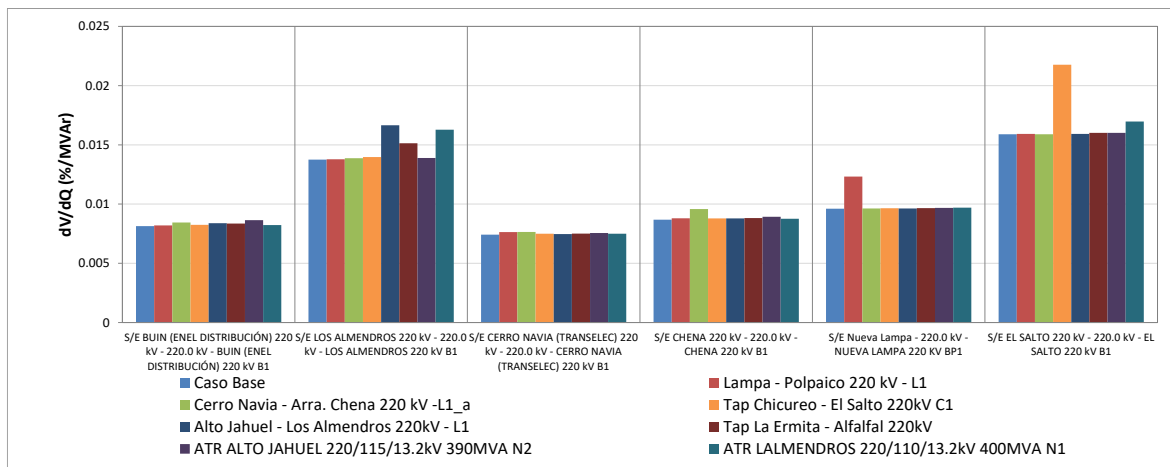


Figura 4.83. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea Región Metropolitana E2.

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 Los Almendros 220 kV, para la falla del C1 de la línea Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV.

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

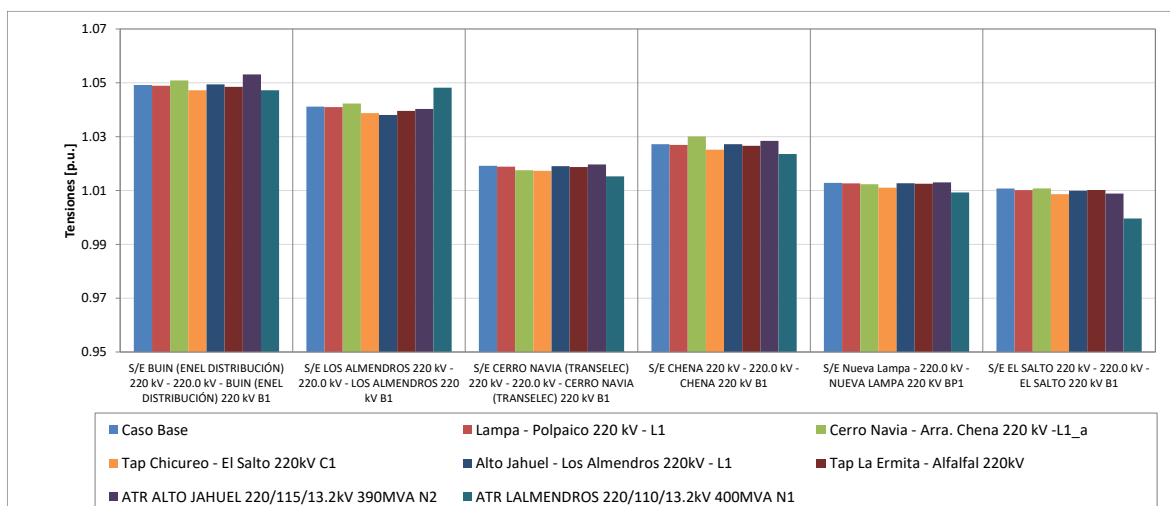


Figura 4.84. Tensión en barras de 110 kV subárea Región Metropolitana E2.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

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

diferencia la potencia reactiva entregada por los recursos internos al área estudiada y los aportes de áreas o subáreas externas.

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								
Falla Elemento	Cerro Navia - Arra. Chena 220 kV -L1_a		Cerro Navia - Arra. Chena 220 kVL2		ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2		HP ALFALFAL U1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP ALFALFAL II U1	-0.8	20%	-0.9	21%	1.9	6%	1.4	29%
HP ALFALFAL U1	-0.7	17%	-0.8	17%	1.6	5%		
HP ALFALFAL U2	-0.7	17%	-0.8	17%	1.6	5%	1.1	24%
HP FLORIDA II U1	-0.1	4%	-0.2	4%	2.5	8%	0.1	2%
HP GUAYACAN (U1-U2)	-0.1	1%	-0.1	1%	0.9	3%	0.1	2%
HP Las Lajas U1	-0.6	14%	-0.7	14%	7.6	23%	0.8	18%
HP Las Lajas U2	-0.6	14%	-0.7	14%	7.6	23%	0.8	18%
HP PUNTILLA U3	-0.2	5%	-0.2	5%	5.9	18%	0.1	2%
HP QUELTEHUES U3	-0.2	6%	-0.3	6%	3.6	11%	0.3	7%
T_INTERNO	-4.1	100%	-4.6	100%	33.1	100%	4.7	100%

Tabla 4.70. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Región Metropolitana, escenario E2 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 45 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						
Falla Gen	Cerro Navia - Arra.	Tap Chicureo - El Salto	Alto Jahuel - Los	TR BUIN 220/110/13.8kV	ATR ALTO JAHUEL	HP ALFALFAL U1
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	-4.1	7.9	7.8	5.4	33.1	4.7
C220-RM	31.1	0.3	1.6	-4.1	-79.3	6.4
TOTAL	27.1	8.2	9.4	1.3	-46.2	11.0

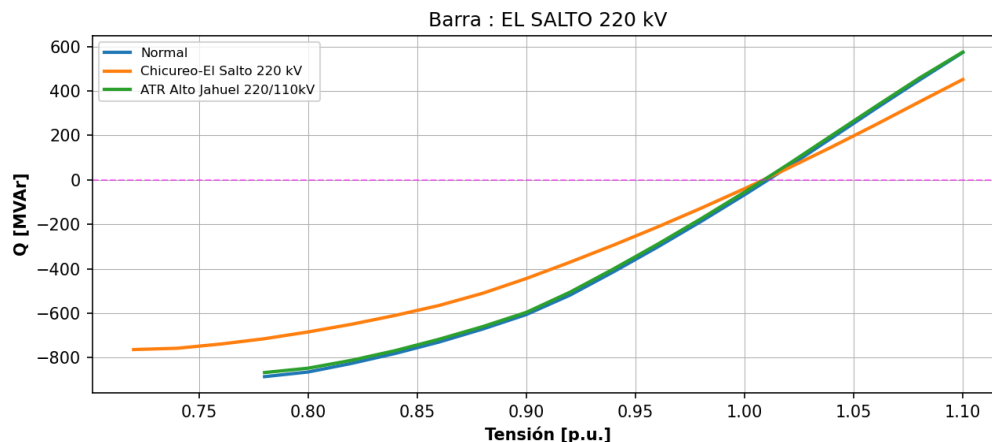
Tabla 4.71. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2.

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 de 60 MAr en la zona.

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

Para la barra Los Almendros 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 4.85. Curvas Q-V en S/E El Salto 220 kV, escenario E2



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

Tabla.4.72. Descripción resultados Curva Q-V S/E El Salto 220 kV, escenario E2.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
01_Normal	1.01	0.78	-885.81
02_Chicureo-El Salto 220 kV	1.00	0.72	-763.84
03_ATR Alto Jahuel 220/110kV	1.00	0.78	-867.38

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

4.4.4.3 Análisis de Resultados Escenario E5

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

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

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

El detalle de despacho de centrales 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.

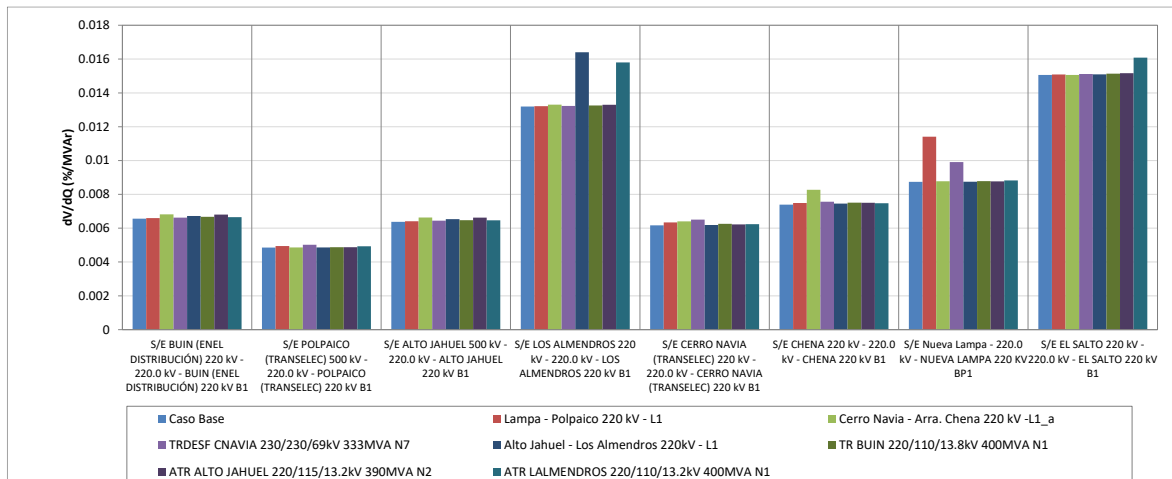


Figura 4.86. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea Región Metropolitana E5.

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 C1 de la línea Tap Chicureo El Salto 220 kV.

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

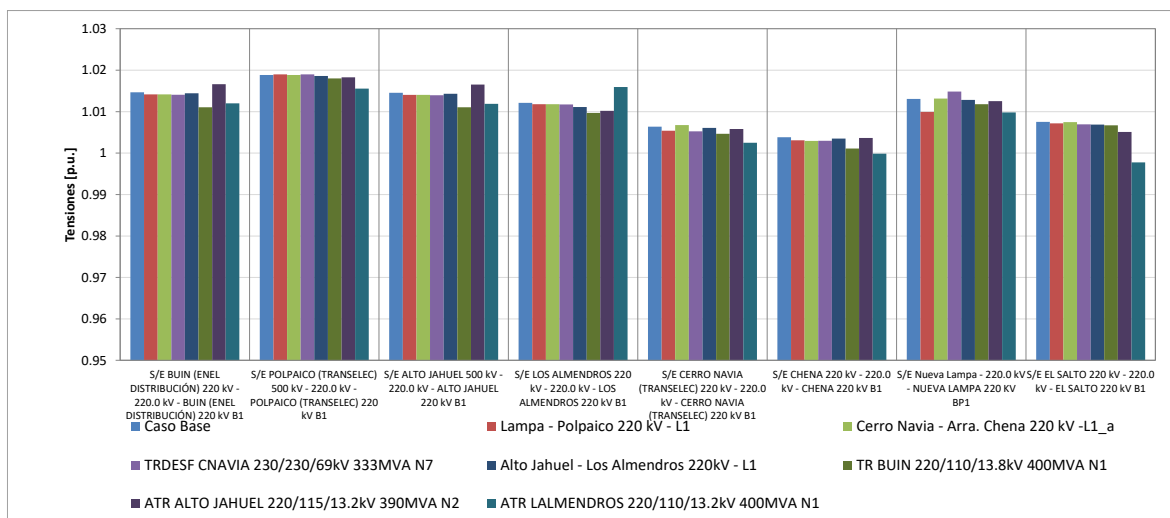


Figura 4.87. Tensión en barras de 220 kV subárea Región Metropolitana E5.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

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

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

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas														
Falla Elemento	Tap Chicureo - El Salto 220kV C1		Tap La Ermita - Alfalfal 220kV		TR BUIIN 220/110/13.8kV 400MVA N1		ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2		ATR LALMENDROS 220/110/13.2kV 400MVA N1		HP ALFALFAL II U1		HP Las Lajas U1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP ALFALFAL II U1	2.1	21%	0.5	55%	1.8	31%	2.5	8%	-1.5	-32%			2.2	15%
HP ALFALFAL U1	1.7	17%	0.4	44%	1.4	24%	2.0	6%	-1.2	-25%	1.1	20%	1.8	12%
HP ALFALFAL U2	1.7	17%	0.4	44%	1.4	24%	2.0	6%	-1.2	-25%	1.1	20%	1.8	12%
HP FLORIDA II U1	0.4	4%	0.2	-19%	0.1	1%	2.5	8%	1.3	28%	0.1	3%	0.2	1%
HP GUAYACAN (U1-U2)	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.9	3%	0.3	5%	0.1	2%	0.4	3%
HP Las Lajas U1	1.4	14%	0.0	5%	0.4	7%	7.6	24%	2.1	45%	1.1	21%		
HP Las Lajas U2	1.4	14%	0.0	5%	0.4	7%	7.6	24%	2.1	45%	1.1	21%	6.5	44%
HP PUNTILLA U2	0.4	4%	0.3	-27%	0.1	2%	3.2	10%	1.2	26%	0.2	3%	0.2	1%
HP QUELTEHUES U1	0.5	5%	0.0	-1%	0.1	2%	3.5	11%	1.0	22%	0.4	8%	1.6	11%
TER LOMA LOS COLORADOS II (U8-U14)	0.2	2%	0.1	-6%	0.0	0%	0.1	0%	0.4	10%	0.1	2%	0.1	1%
T_INTERNO	10.0	100%	-1.0	100%	5.8	100%	32.0	100%	4.7	100%	5.6	100%	14.8	100%

Tabla 4.73. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Región Metropolitana, escenario E5 para diversas contingencias.

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

requiere una reserva dinámica de 42 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							
Gen	Falla	Tap Chicureo - El Salto	Tap La Ermita - Alfalfal	TR BUIN 220/110/ 13.8kV	ATR ALTO JAHUEL	ATR LALMEN DROS	HP ALFALFAL II U1
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	HP Las Lajas U1
T_INTERNO		10.0	-1.0	5.8	32.0	4.7	5.6
C220-RM		-7.0	-4.4	-12.3	-59.8	-10.4	16.7
TOTAL		3.0	-5.4	-6.4	-27.8	-5.8	22.3

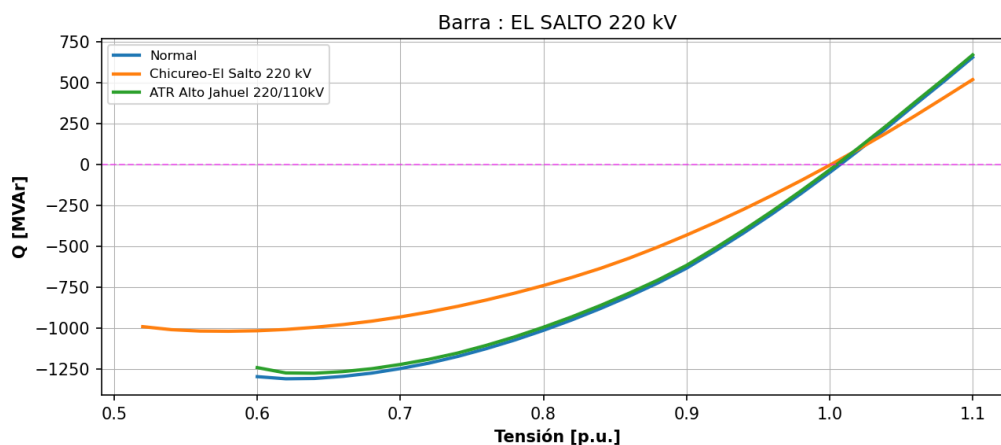
Tabla 4.74. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5.

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de potencia reactiva 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 41 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 4.88. Curvas Q-V en S/E El Salto 220 kV, escenario E5.



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

Tabla.4.75. Descripción resultados Curva Q-V S/E El Salto 220 kV, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
01_Normal	1.007	0.62	-1307.35
02_Chicureo-El Salto 220 kV	1.001	0.58	-1017.35
03_ATR Alto Jahuel 220/110kV	1.005	0.64	-1273.33

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

4.4.4.4 Análisis de Resultados Escenario E6

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:

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

El detalle de despacho de centrales 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.

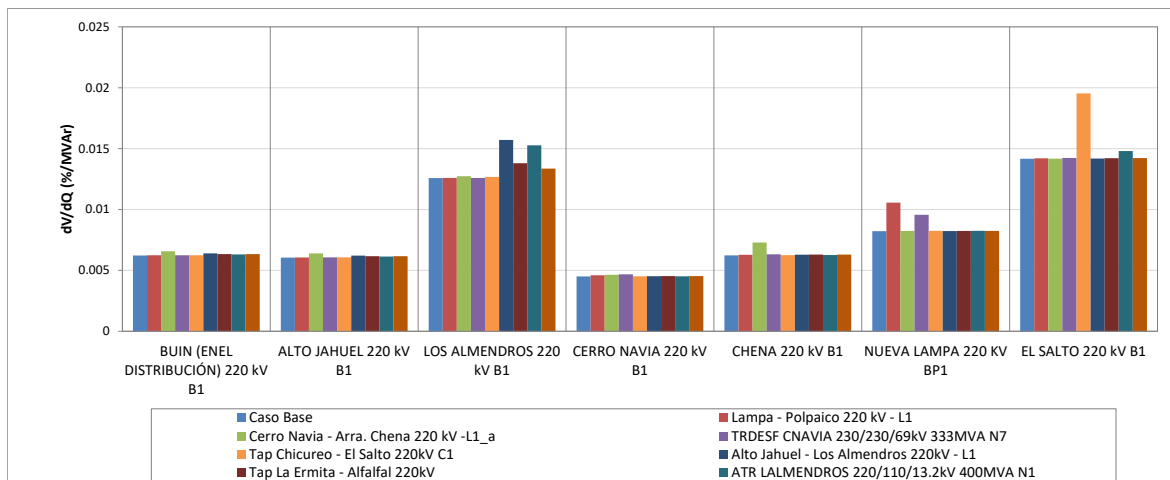


Figura 4.89. Sensibilidad de tensión (dv/dQ) en barras de subárea Región Metropolitana E6.

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 C1 de la línea Tap Chicureo El Salto 220 kV.

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

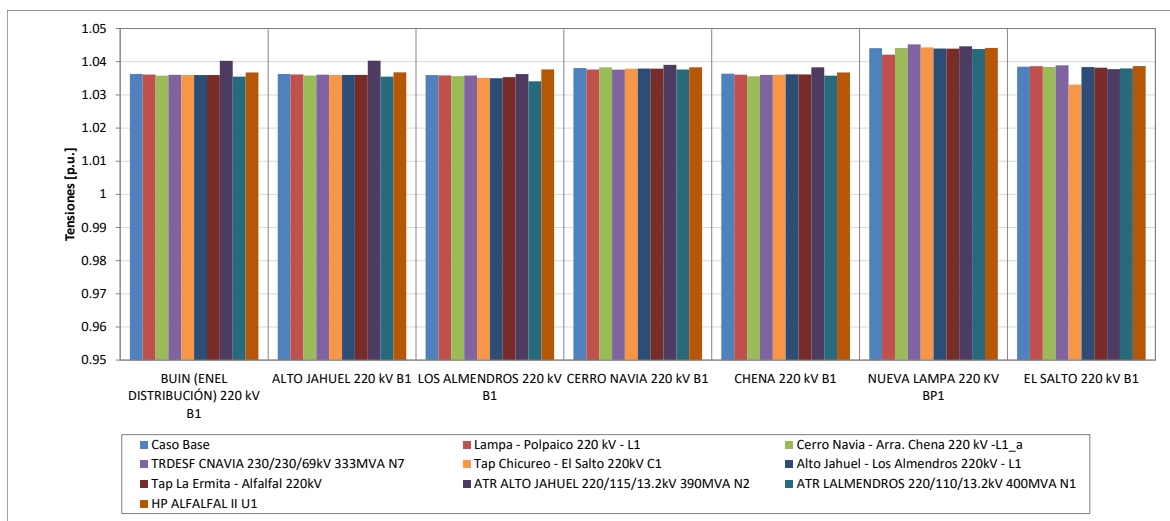


Figura 4.90. Tensión en barras de 220 kV subárea Región Metropolitana E6.

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														
Falla Elemento	Tap Chicureo - El Salto 220kV C1		Alto Jahuel - Los Almendros 220kV - L1		Tap La Ermita - Alfalfal 220kV		ATR ALTO JAHUEL 220/115/13.2kV 390MVA N2		HP ALFALFAL II U1		HP ALFALFAL U1		HP Las Lajas U1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HP ALFALFAL II U1	0.6	13%	0.7	23%	2.6	31%	0.6	3%			-1.6	36%	-0.5	10%
HP ALFALFAL II U2	0.6	13%	0.7	23%	2.6	31%	0.6	3%	-2.4	40%	-1.6	36%	-0.5	10%
HP ALFALFAL U1	0.5	10%	0.6	18%	2.1	25%	0.5	2%	-1.9	31%			-0.4	8%
HP FLORIDA II U1	0.1	3%	0.1	2%	0.1	2%	2.2	10%	-0.1	2%	-0.1	2%	-0.3	6%
HP GUAYACAN (U1-U2)	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	1.0	4%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	1%
HP Las Lajas U1	0.5	10%	0.2	6%	0.1	1%	7.1	32%	-0.3	5%	-0.2	4%		
HP Las Lajas U2	0.5	10%	0.2	6%	0.1	1%	7.1	32%	-0.3	5%	-0.2	4%	-1.9	39%
HP PUNTILLA U1	0.1	3%	0.1	4%	0.2	3%	1.3	6%	-0.1	1%	-0.1	2%	-0.1	1%
HP QUELTEHUES U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	2.0	9%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
TER NUEVA RENCA CC1-TG	0.9	18%	0.3	9%	0.3	4%	-0.1	-1%	-0.5	8%	-0.3	8%	-0.6	12%
TER NUEVA RENCA CC1-TV	0.8	17%	0.2	8%	0.3	4%	-0.1	-1%	-0.4	7%	-0.3	7%	-0.6	11%
T_INTERNO	4.8	100%	3.0	100%	8.5	100%	21.8	100%	-6.1	100%	-4.4	100%	-5.0	100%

Tabla 4.76. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Región Metropolitana, escenario E6 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 42 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															
Gen	Falla	Tap Chicureo - El Salto		Alto Jahuel - Los		Tap La Ermita - Alfalfal		ATR ALTO JAHUEL		HP ALFALFAL II U1		HP ALFALFAL U1		HP Las Lajas U1	
		Δ MVar		Δ MVar		Δ MVar		Δ MVar		Δ MVar		Δ MVar		Δ MVar	
T_INTERNO			4.8		3.0		8.5		21.8		-6.1		-4.4		-5.0
C220-RM			-2.7		-1.4		0.0		-77.8		10.9		7.4		5.8
TOTAL			2.1		1.6		8.5		-56.0		4.8		3.0		0.8

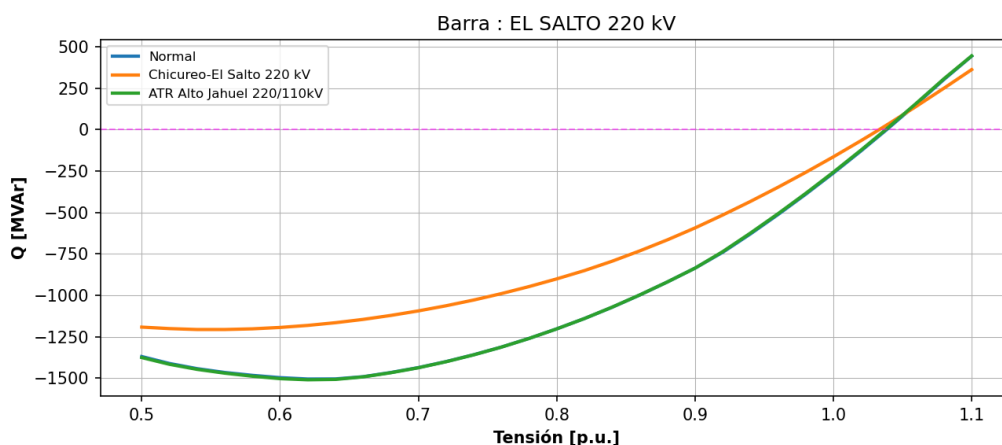
Tabla 4.77. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6.

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 41 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 4.91. Curvas Q-V en S/E El Salto 220 kV, escenario E6.



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

Tabla.4.78. Descripción resultados Curva Q-V S/E El Salto 220 kV, escenario E6.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
01_Normal	1.03	0.62	-1505.82
02_Chicureo-El Salto 220 kV	1.03	0.56	-1206.81
03_ATR Alto Jahuel 220/110kV	1.03	0.62	-1510.51

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.

4.4.4.5 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 4.79. 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	E2	E6
Demanda de la zona (MW)	3262	1415
Generación de la zona (MW)	762	795
Contingencia más crítica de la zona	ATR Alto Jahuel 220/115 KV	Central Alfalfal II
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	33	-6
Centrales con mayor participación	Las Lajas U1: 23% Puntilla U3: 18%	Alfalfal U1: 31% Alfalfal 2 N1: 40%

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.

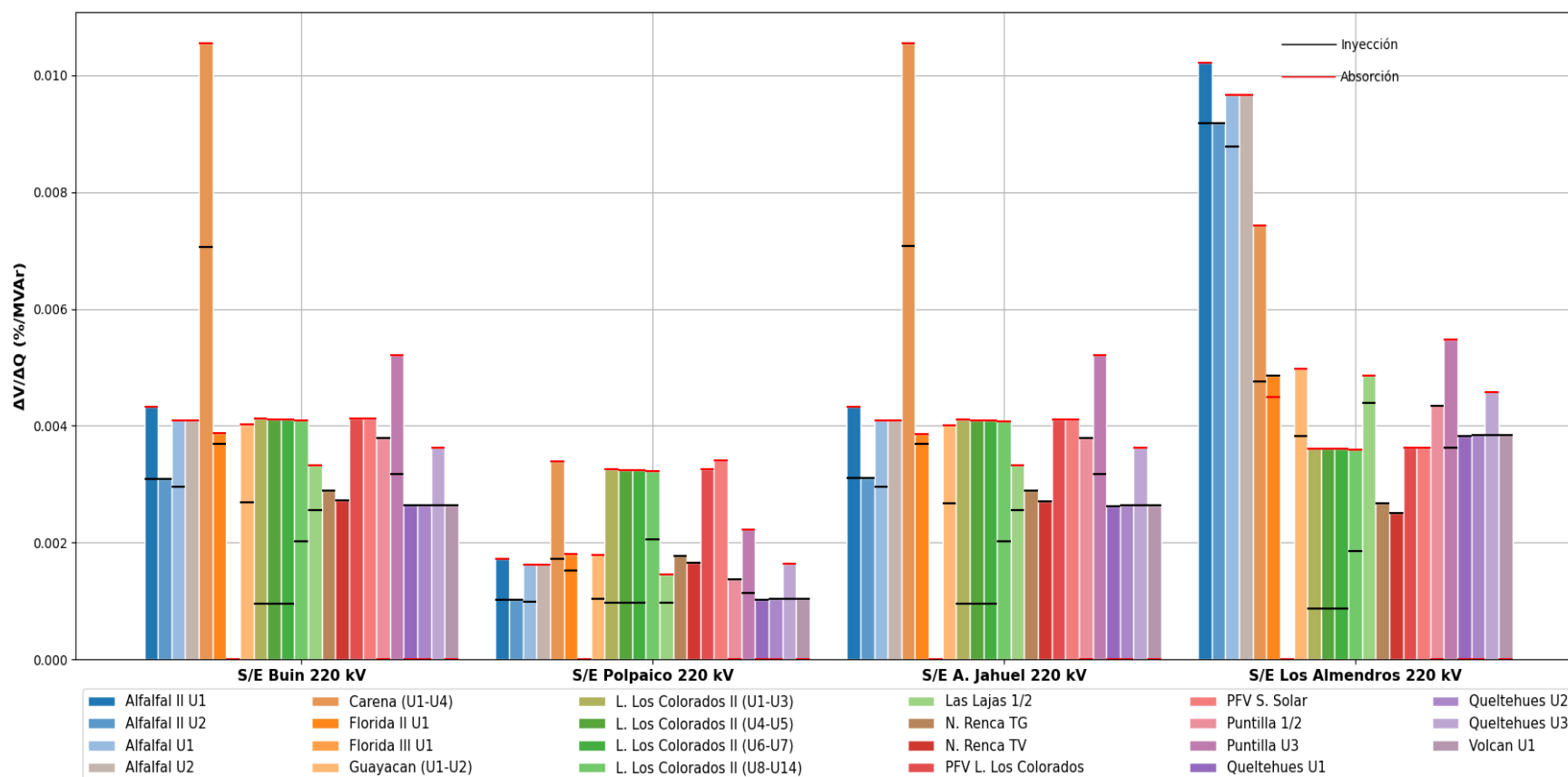


Figura 4.92. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Región Metropolitana – 220kV

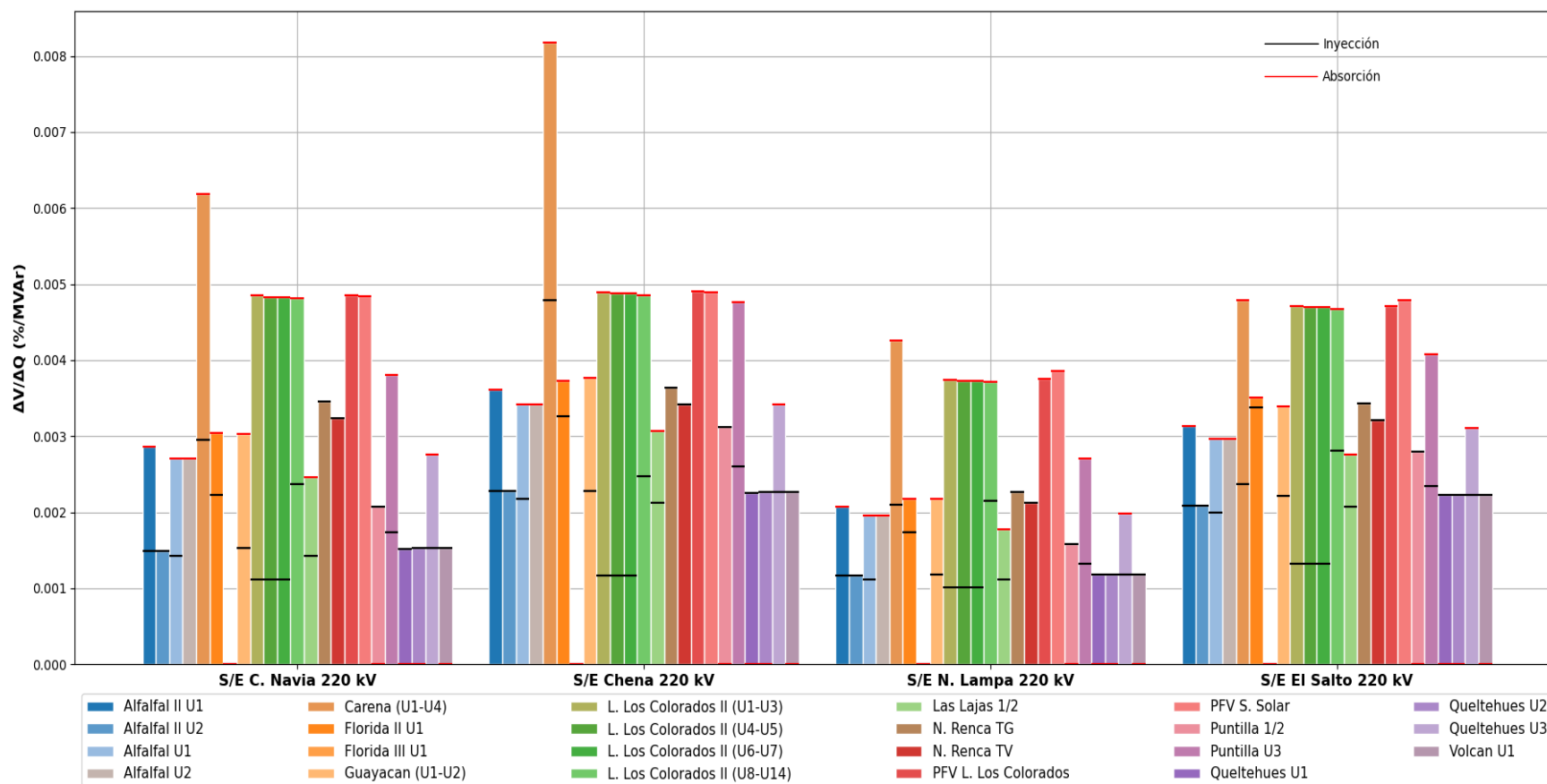


Figura 4.93. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Región Metropolitana – 220kV, continuación.

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:

Tabla 4.80 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro subárea Quinta Región.

Escenario	Demanda [MW]	Generación [MW]	Generación ERV [MW]
E2	769	501	0
E5	803	579	0
E6	382	56	0

4.4.5.2 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

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

- Central Aconcagua
- Central Campiche
- Central nueva Ventanas

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

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

S/E Agua Santa

- 2 de 2 banco de CCEE 1x20 MVar

S/E Cerro Calera:

- 2 de 2 bancos de CCEE 1x2.5 MVar
- 1 de 1 banco de CCEE 1x6 MVar

S/E San Sebastián

- 1 de 1 banco de CCEE 2x1.2MVar

S/E Reñaca

- 1 de 1 banco de CCEE 1x2.7MVar

b) 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.

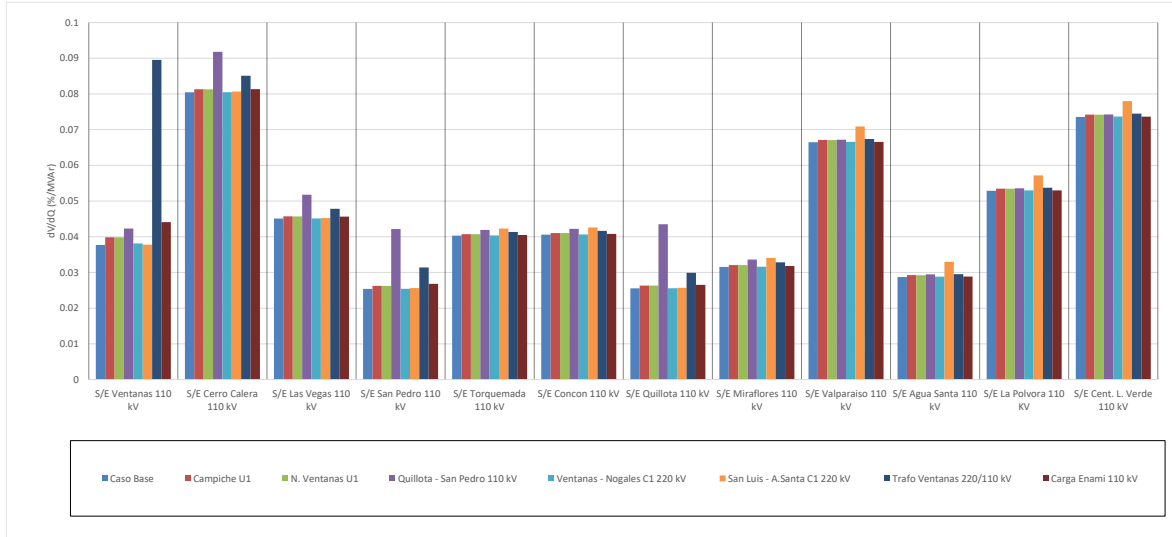


Figura 4.94. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea V región E2.

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 Cerro Calera 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:

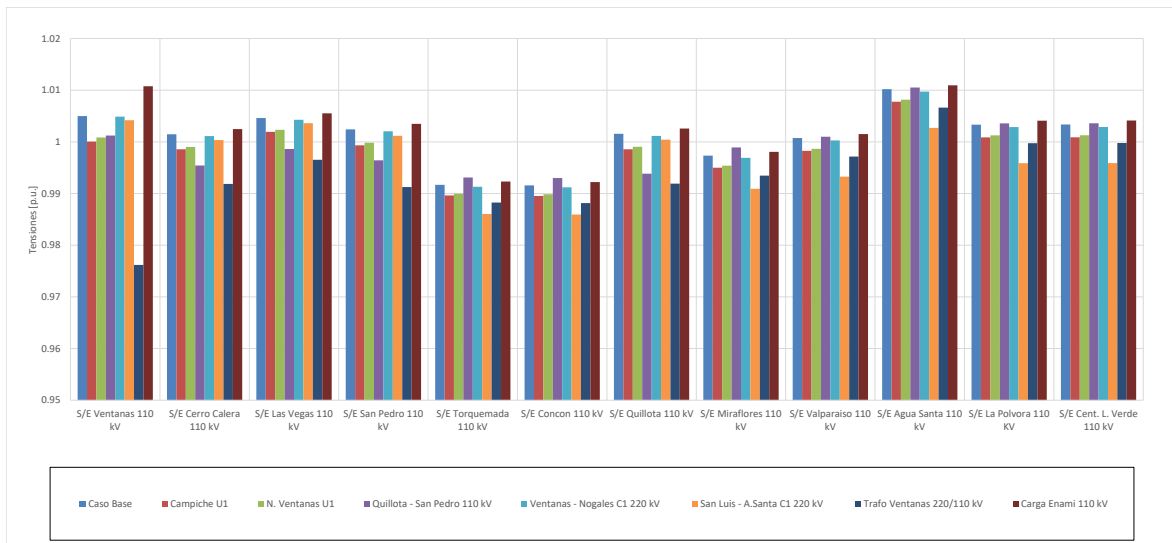


Figura 4.95. Tensión en barras de 110 kV subárea V región E2.

c) 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 a las Sub-áreas Zona 500 y 220 kV y Zona Región Metropolitana.

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														
Falla Elemento	Campiche U1		N. Ventanas U1		Quillota - San Pedro 110 kV		Ventanas - Nogales C1 220 kV		San Luis - A.Santa C1 220 kV		Trafo Ventanas 220/110 kV		Carga Enami 110 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
Aconcagua U1	1.7	11%	1.4	11%	-1.2	-14%	0.3	103%	4.6	68%	2.8	-37%	-0.5	6%
Campiche U1			11.7	89%	4.8	57%	-0.3	102%	1.1	16%	5.1	69%	-4.1	47%
N. Ventanas U1	14.0	89%			4.8	57%	-0.3	101%	1.0	16%	5.1	68%	-4.0	47%
T INTERNO	15.7	100%	13.1	100%	8.5	100%	-0.3	100%	6.7	100%	-7.4	100%	-8.6	100%

Tabla 4.81. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea V región, escenario E2 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas							
Gen	Campiche U1	N. Ventanas U1	Quillota - San Pedro 110 kV	Ventanas - Nogales C1 220 kV	San Luis - A.Santa C1 220 kV	Trafo Ventanas 220/110 kV	Carga Enami 110 kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	-1.8	-3.7	15.0	11.8	5.0	-3.5	-2.5
CV-C500_220	-23.6	-28.4	2.2	-7.8	-7.7	5.9	-3.0
TOTAL	-25.3	-32.2	17.2	4.0	-2.8	2.4	-5.5

Tabla 4.82. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2.

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión de la Subárea Quinta Región del ACT corresponde a la desconexión de la unidad de Campiche, el que precisa de una reserva interna de 15.7 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por la central Nueva Ventanas (89%). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 29.9 MVar.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del consumo I. Enami 110 kV, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Quinta Región del ACT de 8.6 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por la central Nueva Ventanas (47%) y por la central Campiche (47%). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada

anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 10.7 MVar.

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

Para la barra Cerro Calera 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.

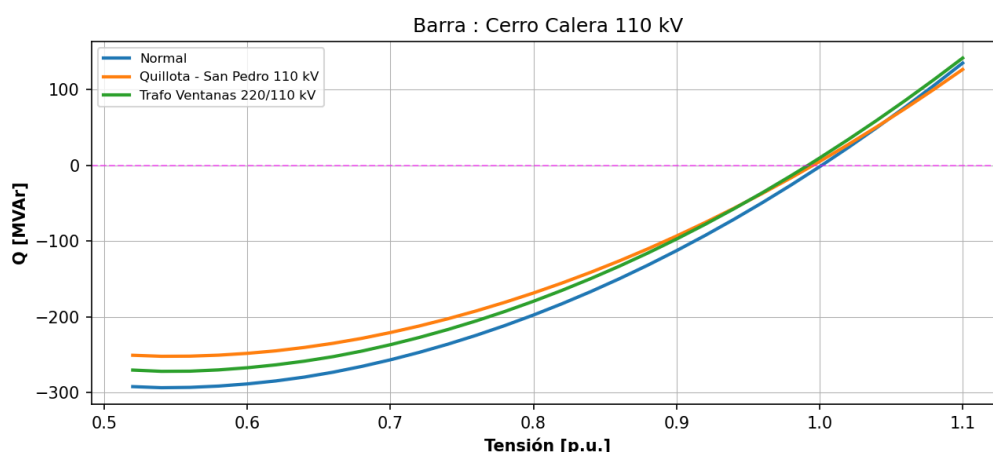


Figura 4.96. Curvas Q-V en S/E Cerro Calera 110kV, escenario E2.

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

Tabla 4.83. Descripción resultados Curva Q-V S/E Cerro Calera 110 kV, escenario E2.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Normal	1.001	0.94-1.08	0.54	-294
Quillota - San Pedro 110 kV	0.995	0.91-1.11	0.54	-252
Trafo Ventanas 220/110 kV	0.992	0.91-1.11	0.54	-272

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

4.4.5.3 Análisis de Resultados Escenario E5

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

a) Descripción del Escenario E5

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

- Central Aconcagua
- Central Campiche
- Central nueva Ventanas

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

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

S/E Agua Santa

- 2 de 2 banco de CCEE 1x20 MVar

S/E Cerro Calera:

- 2 de 2 bancos de CCEE 1x2.5 MVar
- 1 de 1 banco de CCEE 1x6 MVar

S/E San Sebastián

- 1 de 1 banco de CCEE 2x1.2MVar

S/E Reñaca

- 1 de 1 banco de CCEE 1x2.7MVar

b) 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.

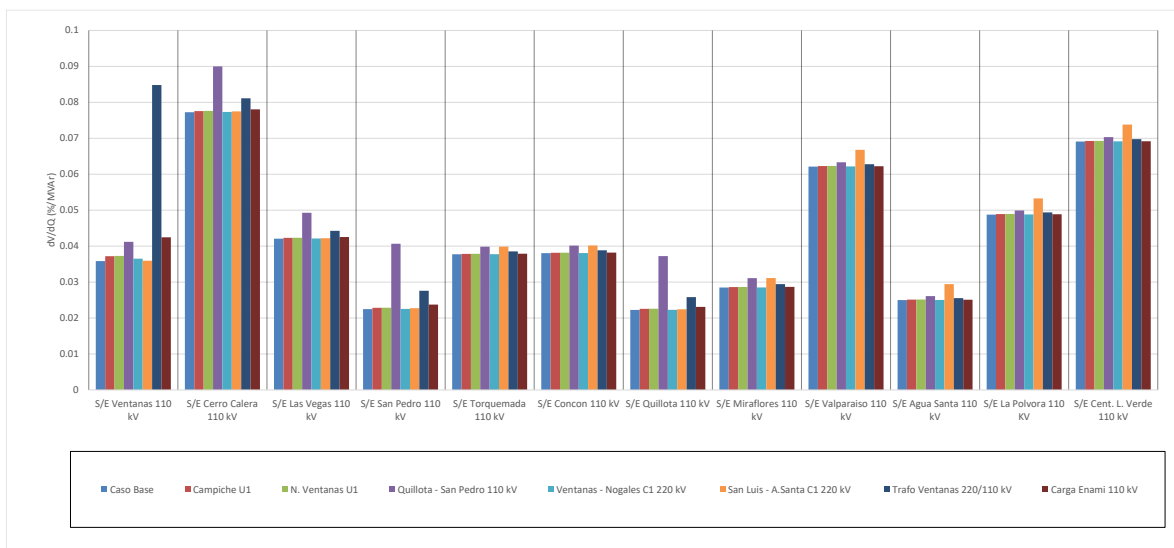


Figura 4.97. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea V región E5.

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 Cerro Calera 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:

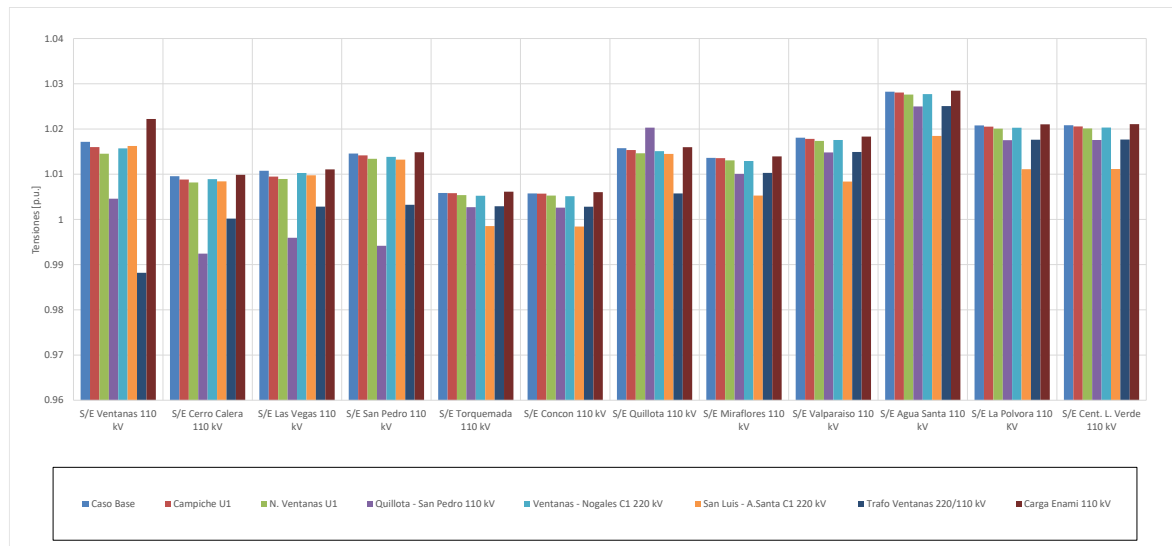


Figura 4.98. Tensión en barras de 110 kV subárea V región E5.

c) 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 a las Sub-áreas Zona 500 y 220 kV y Zona Región Metropolitana.

En la siguiente tabla, 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															
Elemento	Falla	Campiche U1		N. Ventanas U1		Quillota - San Pedro 110 kV		Ventanas - Nogales C1 220 kV		San Luis - A.Santa C1 220 kV		Trafo Ventanas 220/110 kV		Carga Enami 110 kV	
		Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
Aconcagua U1		0.0	1%	0.4	4%	2.5	14%	0.5	5%	5.9	73%	2.4	-28%	-0.2	3%
Campiche U1				8.4	96%	8.0	43%	4.3	47%	1.1	13%	-5.4	64%	-3.3	48%
N. Ventanas U1		3.6	99%			8.0	43%	4.3	47%	1.1	13%	-5.4	64%	-3.3	48%
T INTERNO		3.6	100%	8.8	100%	18.5	100%	9.2	100%	8.1	100%	-8.5	100%	-6.8	100%

Tabla 4.84. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea V región, escenario E5 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Gen	Falla	Campiche U1	N. Ventanas U1	Quillota - San Pedro 110 kV	Ventanas - Nogales C1 220 kV	San Luis - A.Santa C1 220 kV	Trafo Ventanas 220/110 kV	Carga Enami 110 kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		3.6	8.8	18.5	9.2	8.1	8.5	-6.8
CV-RM		-3.4	-3.1	4.0	0.5	0.2	2.7	0.3
CV-C500_220		-20.9	-8.7	21.6	-3.8	-11.1	-4.3	-5.7
TOTAL		-20.6	-3.0	44.1	5.8	-2.8	-10.0	-12.3

Tabla 4.85. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5.

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión de la Subárea Quinta Región del ACT corresponde a la desconexión de la línea Quillota - San Pedro 110 kV, el que precisa de una reserva interna de 18.5 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por las centrales Nueva Ventanas y Campiche (43% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 44.1 MVar.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del transformador de Ventanas 220/110 kV, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Quinta Región del ACT de 8.5 MVar, de los cuales la mayor parte es aportada por las centrales Nueva Ventanas y Campiche (64% c/u). Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión de la unidad de Campiche, es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 20.6 MVar.

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

Para la barra Cerro Calera 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.

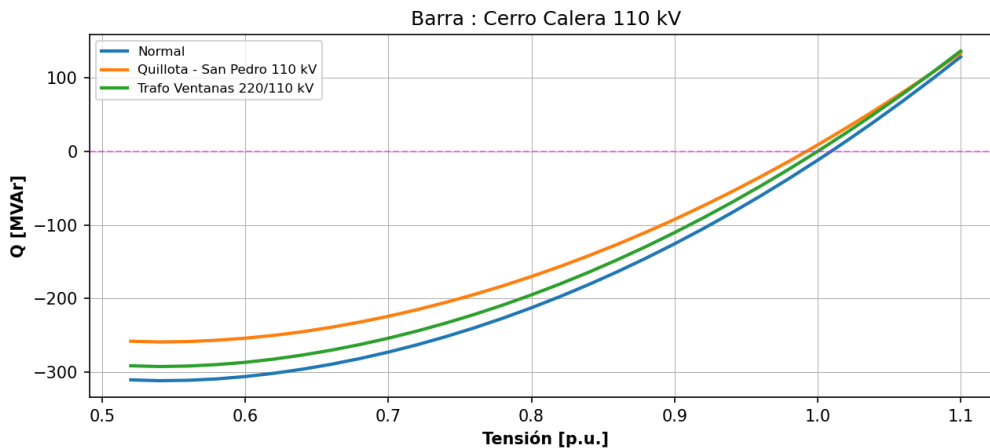


Figura 4.99. Curvas Q-V en S/E Cerro Calera 110kV, escenario E5.

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

Tabla 4.86. Descripción resultados Curva Q-V S/E Cerro Calera 110 kV, escenario E5.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Normal	1.010	0.94-1.08	0.54	-311
Quillota - San Pedro 110 kV	0.992	0.91-1.11	0.54	-259
Trafo Ventanas 220/110 kV	1.000	0.91-1.11	0.54	-292

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

4.4.5.4 Análisis de Resultados Escenario E6

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

a) Descripción del Escenario E6

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

- Central Aconcagua

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

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

S/E Agua Santa

- 0 de 2 banco de CCEE 1x20 MVar

S/E Cerro Calera:

- 0 de 2 bancos de CCEE 1x2.5 MVar
- 0 de 1 banco de CCEE 1x6 MVar

S/E San Sebastián

- 0 de 1 banco de CCEE 2x1.2MVar

S/E Reñaca

- 0 de 1 banco de CCEE 1x2.7MVar

b) 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.

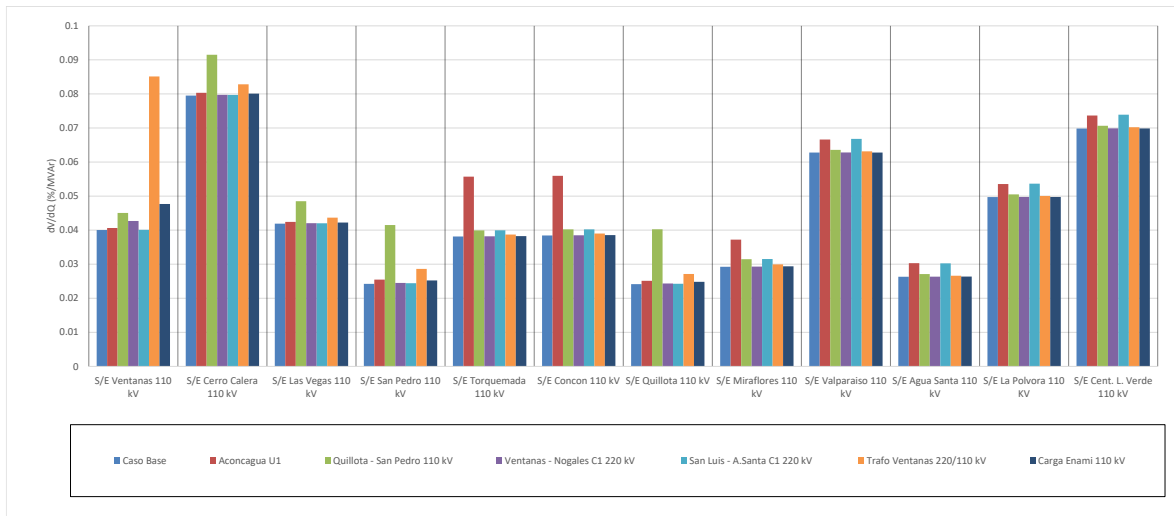


Figura 4.100. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de subárea V región E6.

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 Cerro Calera 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:

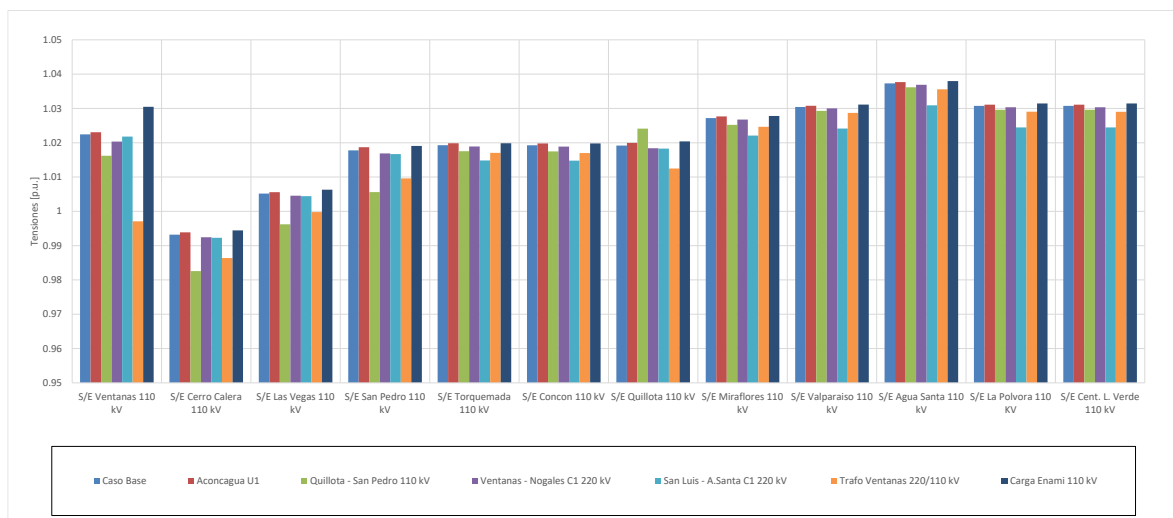


Figura 4.101. Tensión en barras ACT Centro subárea Quinta Región E6.

c) 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 a las Sub-áreas Zona 500 y 220 kV y Zona Región Metropolitana.

En la siguiente tabla, 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										
Falla Elemento	Quillota - San Pedro 110 kV		Ventanas - Nogales C1 220 kV		San Luis - A.Santa C1 220 kV		Trafo Ventanas 220/110 kV		Carga Enami 110 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
Aconcagua U1	1.4	100%	0.3	100%	3.7	100%	1.8	100%	-0.4	100%
T_INTERNO	1.4	100%	0.3	100%	3.7	100%	1.8	100%	-0.4	100%

Tabla 4.87. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea V región, escenario E6 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen	Falla	Quillota - San Pedro 110 kV	Ventanas - Nogales C1 220 kV	San Luis - A.Santa C1 220 kV	Trafo Ventanas 220/110 kV	Carga Enami 110 kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		1.4	0.3	3.7	1.8	-0.4
CV-RM		3.4	0.3	0.4	3.2	0.0
CV-C500_220		1.6	-0.7	-5.0	-3.8	-10.3
TOTAL		6.4	-0.1	-1.0	1.2	-10.7

Tabla 4.88. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6.

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de control de tensión de la Subárea Quinta Región del ACT corresponde a la desconexión de la línea San Luis - A.Santa C1 220 kV, el que precisa de una reserva interna de 3.7 MVar, de los cuales el 100% es aportada por la central Aconcagua. Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la desconexión de la línea Quillota - San Pedro 110 kV, es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 6.4 MVar.

La contingencia que requiere una mayor reserva de absorción de potencia reactiva es la desconexión del consumo I. Enami 110 kV, evento que requiere una reserva interna de la Subárea Quinta Región del ACT de 0.4 MVar, de los cuales el 100% es aportada por la central Aconcagua. Además, en la segunda tabla se puede apreciar que la falla señalada anteriormente, es la que presenta el mayor requerimiento total de potencia reactiva, sumados los aportes externos adyacentes de las Subáreas Zona 500/220 kV y Zona Región Metropolitana, el requerimiento total de esta contingencia es de 10.7 MVar.

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

Para la barra Cerro Calera 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.

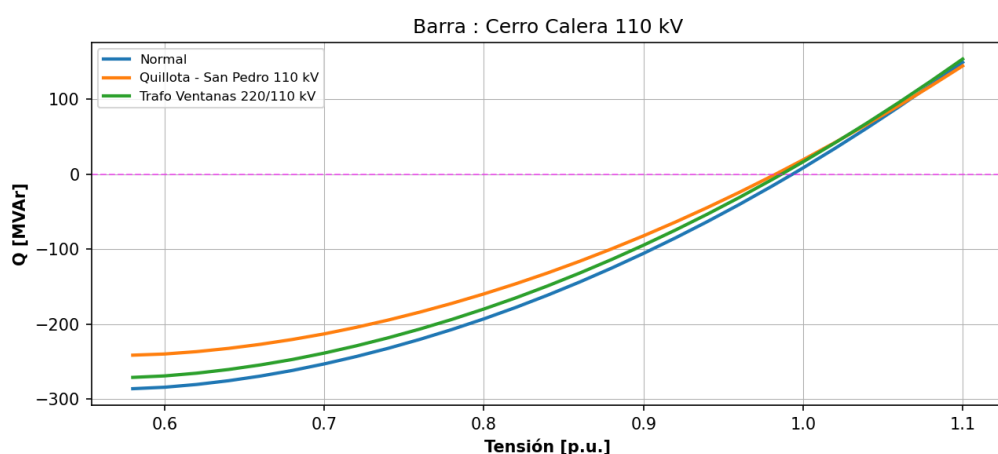


Figura 4.102. Curvas Q-V en S/E Cerro Calera 110kV, escenario E6.

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

Tabla 4.89. Descripción resultados Curva Q-V S/E Cerro Calera 110 kV, escenario E6.

Escenario	Vop Régimen permanente [p.u.]	Rango aceptable [p.u.]	V Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Normal	0.993	0.94-1.08	0.58	-286
Quillota - San Pedro 110 kV	0.983	0.91-1.11	0.58	-241
Trafo Ventanas 220/110 kV	0.986	0.91-1.11	0.58	-271

De la tabla y gráfico anterior, se puede concluir que las tensiones en la barra de Cerro Calera 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.

4.4.5.5 Verificación de Comportamiento dinámico

Para los escenarios en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, que corresponden al E5 para inyección y E2 para absorción de potencia reactiva, se simularon dinámicamente las contingencias que provocaron dichos requerimientos. 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 la contingencia, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.90. 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]	$\zeta \xi \geq 5\%$?		$\zeta V_{\min.} > 0.7$ p.u. ?	$\zeta V_{\min.} > 0.8$ p.u. en 1 s?	ζV en $\pm 10\%$ en 20 s?	
Quillota - San Pedro 110 kV	E5	San Pedro - Ventanas 110 kV C1	125	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Carga Enami 110 kV	E2	Quillota - San Pedro 110 kV	172	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más críticas 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.

4.4.5.6 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la tabla siguiente se presenta un resumen en base a los resultados obtenidos en los escenarios analizados para la subárea V región del ACT Centro respecto de los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva causados por las contingencias más críticas. En dicha tabla se muestra el escenario más exigente (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.

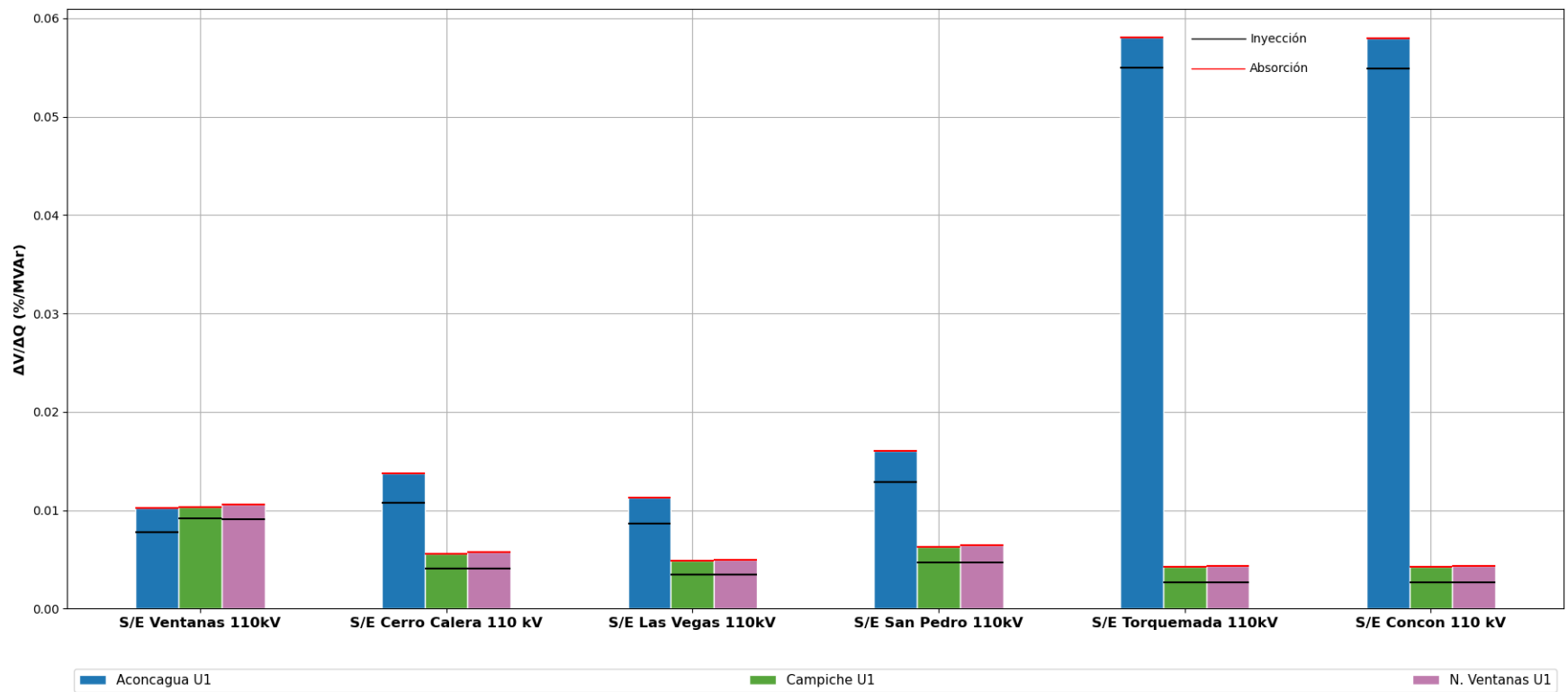
Tabla 4.91. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de V región del ACT Centro

Caracterización	Requerimientos dinámicos de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Escenario más exigente	E5	E2
Demanda de la zona (MW)	803	769
Generación de la zona (MW)	579	501
Contingencia más crítica en la zona	Quillota - San Pedro 110 kV	Carga Enami 110 kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	18.5	-8.6
Distribución	Campiche U1: 43% N.Ventanas U1: 43%	Campiche U1: 47% N.Ventanas U1: 47%

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, las centrales Campiche y Los Vientos presentan la mayor efectividad para el CT de la zona.



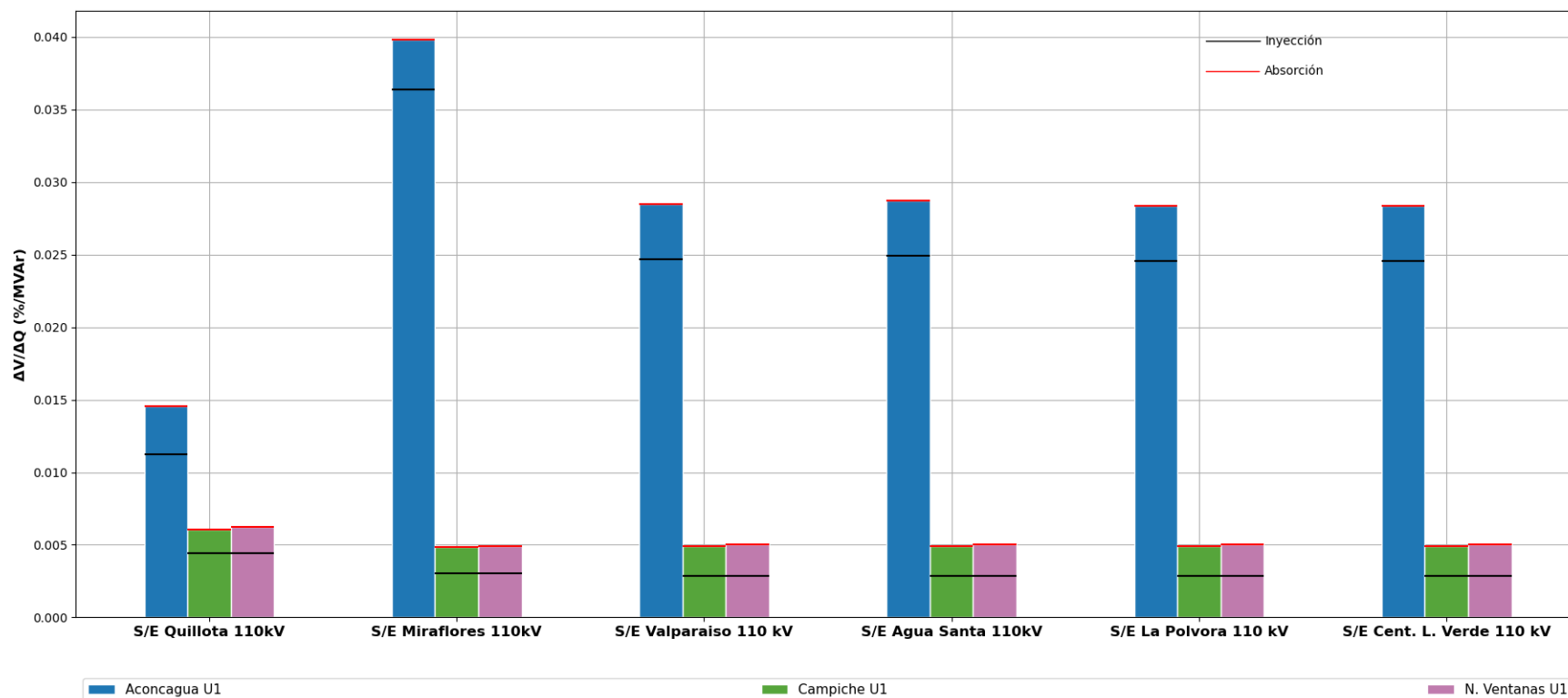


Figura 4.103. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT V Región – 110kV

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, la subárea de 500/220 kV, que comprende todo el corredor de 500kV y 220kV entre la S/E Alto Jahuel y la S/E Río Malleco, 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 4.92. Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro-Sur (subárea 500/220 kV).

Escenario	Consumo SACT [MW]	Generación SACT [MW]	Generación ERV SACT [MW]
E2	710	1415	599
E5	758	4239	933
E6	558	1573	350

Tabla 4.93 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro-Sur (subárea 154 kV).

Escenario	Consumo SACT [MW]	Generación SACT [MW]
E4	1155	1943
E5	1047	498
E6	505	513

Tabla 4.94 Descripción de Escenarios estudiados en ACT Centro-Sur (subárea Concepción).

Escenario	Consumo SACT [MW]	Generación SACT [MW]	Generación ERV SACT [MW]
E2	661	52	0
E3	538	206	0
E6	335	167	0

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 la central Pangue.
- Desconexión de una unidad de la central Antuco.
- Desconexión de una unidad de la central Angostura.
- Desconexión de una unidad de la central Candelaria.
- Desconexión de una unidad de la central Colbún.
- Desconexión de una unidad de la central El Toro.
- 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 Candelaria – Puente Negro.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Puente Negro – Colbún.
- Falla de un circuito de la línea 2x220 kV Charrúa – Santa Clara
- Falla de un circuito de la línea de 2x220 kV Santa Clara - Mulchén.
- Falla de un circuito de la línea de 2x220 kV Mulchén-Los Notros.
- Falla de un circuito de la línea de 2x220 kV Angostura – Los Notros.
- 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 de mayor consumo de I. Minero 110 kV.
- Desconexión de Reactor de Alto Jahuel 110 MVar

Subárea 154 kV:

- Desconexión de una Unidad de Central La Curillín.
- Desconexión de una Unidad de Central La Confluencia.
- Desconexión de una Unidad de Central La Higuera.
- Desconexión de una Unidad de Central Isla.
- Falla un circuito de la línea 2x154 kV Alto Jahuel – Punta Cortés.
- Falla un circuito de la línea 2x154 kV Punta Cortés – Tinguiririca.
- Falla un circuito de la línea 2x154 kV Tinguiririca – Itahue.
- Falla de la línea 154 kV Tinguiririca – Convento Viejo.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Alto Jahuel.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Itahue.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Tinguiririca.
- Desconexión consumos S/E Curico 66 kV.

Subárea Concepción:

- Desconexión de una Unidad de Central Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower).
- Desconexión de la unidad de central Coronel.
- Desconexión de una Unidad de Central MAPA.

- Desconexión de una unidad de la 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 – Hualqui.
- Falla de la línea 220 kV Hualpén – Guindo.
- Falla de la línea 220 kV Guindo – Lagunillas.
- Falla de un circuito de la línea de 220 kV Lagunillas – MAPA.
- Falla de la línea 154 kV Charrúa – Concepción.
- Falla de la línea 154 kV Concepción – Alonso de Ribera.
- Falla de la línea de 154 kV San Vicente – Hualpén.
- Falla de la línea de 154 kV Petroquímicas – Hualpén
- Falla de la línea 154 kV Lagunillas – Coronel.
- Desconexión de uno de los transformadores 220/154 kV de la S/E Concepción.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Hualpén.
- Desconexión de Transformador 220/154 kV S/E Lagunillas.

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 durante la noche, tener un bajo nivel de demanda y tener un polo de generación importante en la zona de Charrúa.

En esta subárea los principales recursos de control de tensión corresponden a las centrales de la zona de Charrúa, Colbún y Pehuenche.

Se analizan dos escenarios de alta demanda (E2 y E5) y un escenario de baja demanda (E6), escenarios con altos y bajos niveles de generación en la subárea. Se consideran estos escenarios con el objetivo de analizar distintas condiciones de transferencias en el sistema de transmisión de la subárea de interés a modo de determinar las máximas exigencias en términos asociados al fenómeno de control de tensión.

4.5.3.1 Análisis de Resultados Escenario E2.

A continuación, se presenta la descripción del escenario E2 y los principales resultados de los análisis de la subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur.

a) Descripción del Escenario E2

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- Centrales del sector de Ancoa
- Centrales de sector de Charrúa.
- Centrales Machicura y Chiburgo.
- 1x65 MVar CCEE en la barra de 220 de la S/E Alto Jahuel.

- 1x65 MVar CCEE en la barra de 220 kV de la S/E Charrúa.
- 1x91 MVar Reactor en la barra de 220 kV de la S/E Ancoa.

Los despachos de potencia activa y reactiva para las principales centrales de la subárea, 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

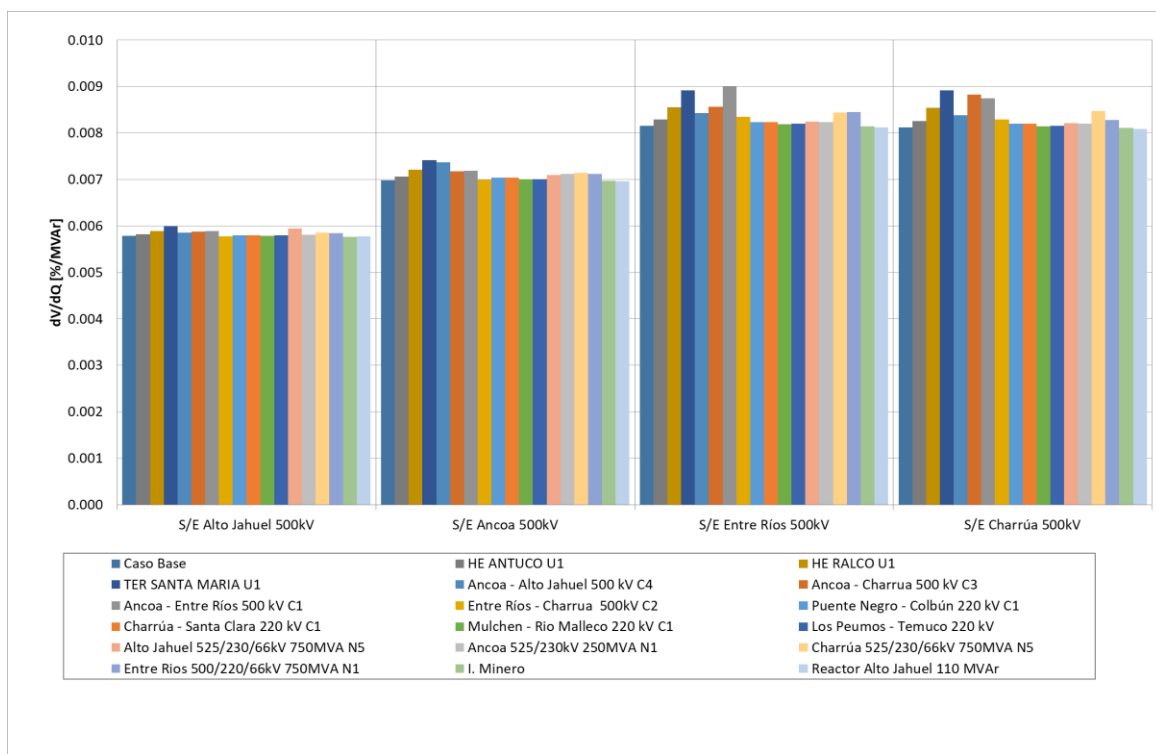


Figura 4.104. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E2 (Sistema de 500 kV).

Del gráfico anterior se aprecia 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 la S/E Entre Ríos. La condición de operación que genera esta mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con un circuito de la línea Ancoa – Entre Ríos 2x500kV fuera de servicio.

Las tensiones del sistema 500 kV para las condiciones de pre y post contingencia en [p.u.] se presentan en el siguiente gráfico.

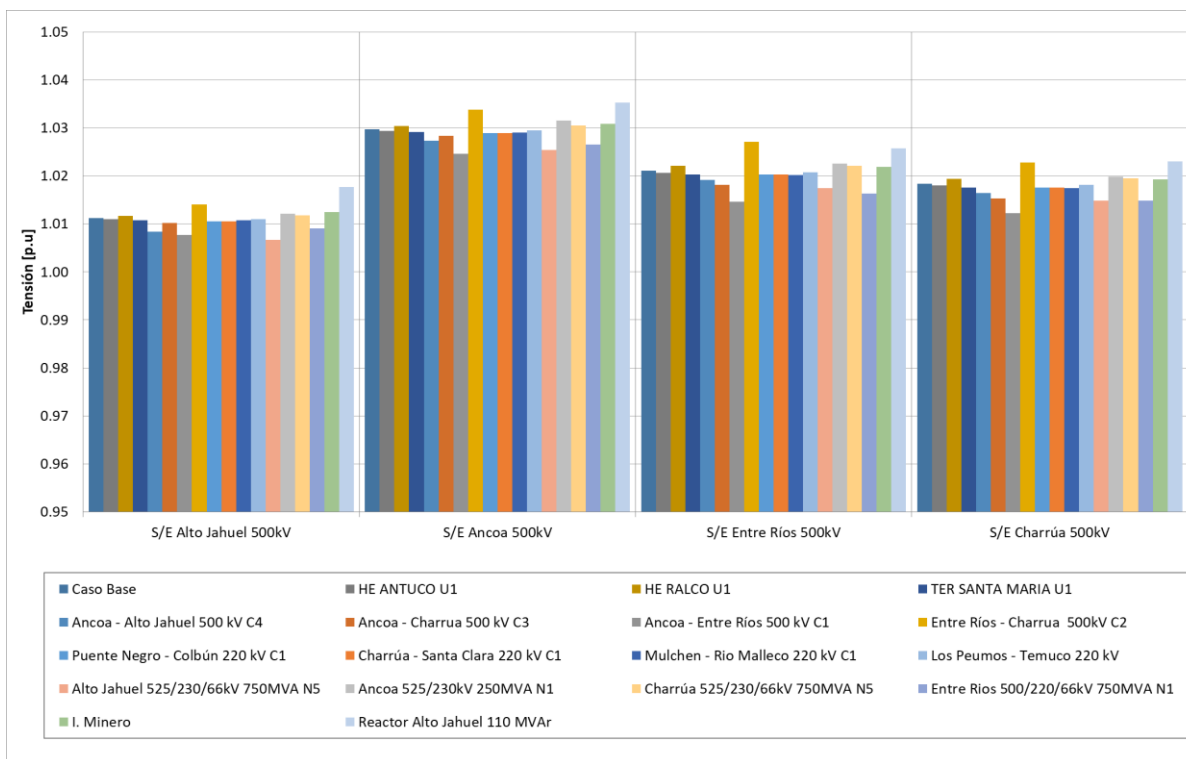


Figura 4.105. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E2 (Sistema de 500 kV).

Sistema de 220 kV

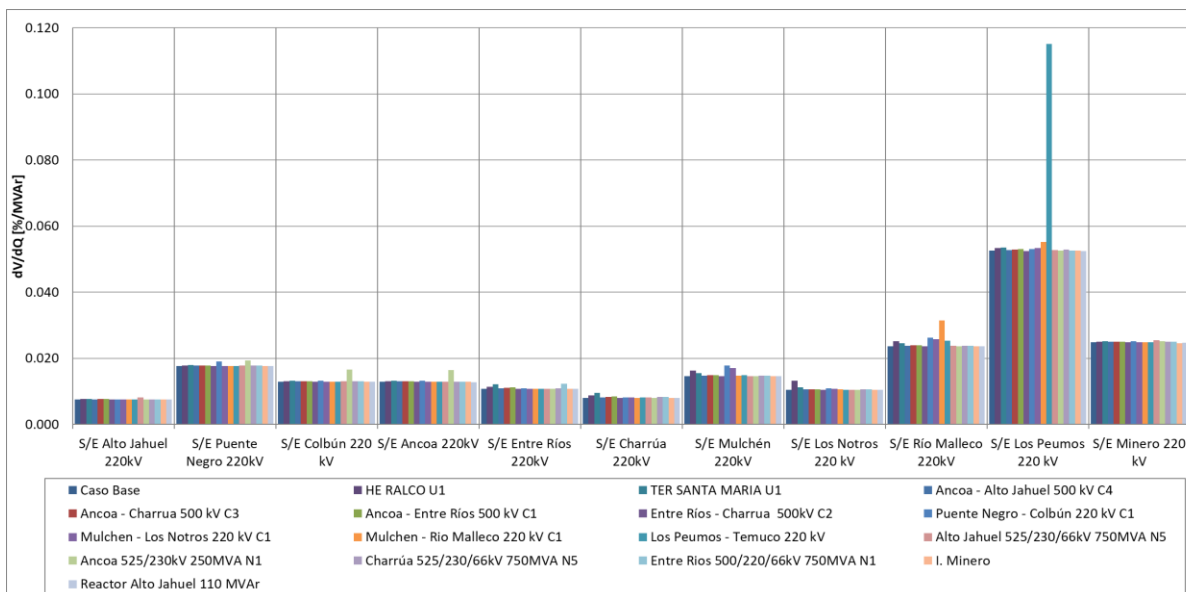


Figura 4.106. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras del ACT Centro-Sur E2 (Sistema de 220 kV).

Se deduce del gráfico anterior 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 la S/E Los Peumos. La

condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ corresponde a la operación con la línea Los Peumos – Temuco 220 kV fuera de servicio.

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

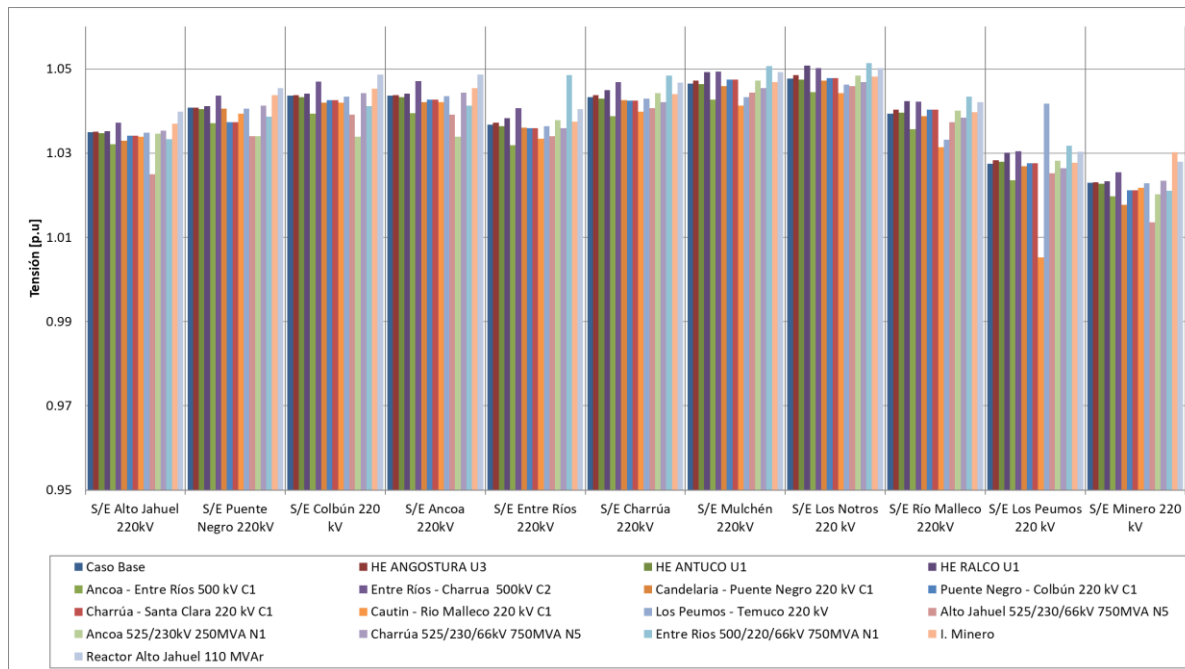


Figura 4.107. Tensión en barras de ACT Centro-Sur E2 (Sistema de 220 kV).

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 los estados de pre y post contingencia de los generadores de la subárea. Junto con lo anterior, se identifica 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 las que se requiere disponer de recursos para la inyección de reactivos, mientras que en color rojo aquellas contingencias que requieren de absorción de reactivos por parte de los elementos de control de tensión del ACT.

En la tabla siguiente se observa que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subárea analizada, la contingencia más crítica corresponde a la falla de uno de los circuitos de la línea Ancoa - Entre Ríos 2x500 kV, donde se requiere de una reserva dinámica de inyección de reactivos de aproximadamente 49 MVar, en la que la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales Santa María, Ralco y Pangué.

Por otra parte, se aprecia que la contingencia más crítica relacionada con la absorción de reactivos corresponde a la desconexión del transformador 500/220 de la S/E Entre Ríos, cuyo requerimiento

mínimo resulta de aproximadamente -43 MVar, los que son aportados mayoritariamente por las centrales Santa María, Ralco y Pangue.

Tabla 4.95. 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 Elemento	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1		Cautín - Río Malleco 220 kV C1		Entre Ríos 500/220/66kV 750MVA N1		Reactor Alto Jahuel 110 MVar	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE ANGOSTURA U3	1.7	3%	1.8	5%	-1.9	4%	-1.3	3%
HE ANTUCO U1	2.6	5%	2.2	6%	-2.9	7%	-2.0	5%
HE EL TORO U1	2.0	4%	1.7	4%	-2.3	5%	-1.5	4%
HE EL TORO U2	2.0	4%	1.7	4%	-2.3	5%	-1.5	4%
HE EL TORO U3	2.0	4%	1.7	4%	-2.3	5%	-1.5	4%
HE EL TORO U4	2.0	4%	1.7	4%	-2.3	5%	-1.5	4%
HE MACHICURA U1	1.7	3%	0.6	2%	1.0	-2%	-2.0	5%
HE PANGUE U1	4.1	8%	4.4	11%	-4.5	11%	-3.1	8%
HE RALCO U1	6.5	13%	7.1	18%	-7.2	17%	-4.9	12%
HP ABANICO U1	1.2	3%	1.0	3%	-1.2	3%	-0.9	2%
HP CHACAYES U1	0.4	1%	0.1	0%	0.2	-1%	-0.7	2%
HP COYA U5	0.2	0%	0.1	0%	0.1	0%	-0.3	1%
HP LA MINA U1	0.3	1%	0.1	0%	0.2	0%	-0.4	1%
HP LLAQUEREO U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP LOMA ALTA U1	1.4	3%	0.5	1%	0.8	-2%	-1.7	4%
HP MAMPIL U1	0.7	2%	0.6	1%	-0.8	2%	-0.5	1%
HP PALMUCHO U1	0.3	1%	0.3	1%	-0.3	1%	-0.2	1%
HP PEUCHEN U1	1.1	2%	0.8	2%	-1.2	3%	-0.8	2%
HP RIO COLORADO U1	0.4	1%	0.2	0%	0.2	-1%	-0.5	1%
HP RUCUE U1	2.8	6%	2.1	5%	-3.1	7%	-2.1	5%
HP SAUZAL U1	0.6	1%	0.2	1%	0.4	-1%	-1.0	2%
HP SAUZAL U2	0.6	1%	0.2	1%	0.4	-1%	-0.9	2%
HP SAUZAL U3	0.3	1%	0.1	0%	0.2	0%	-0.6	1%
HP SAUZALITO U1	0.1	0%	0.0	0%	0.1	0%	-0.2	1%
TER CHOLGUAN U1	0.8	2%	0.7	2%	-0.8	2%	-0.6	2%
TER CMPC SANTA FE U1	0.5	1%	0.4	1%	-0.5	1%	-0.4	1%
TER CMPC SANTA FE U2	1.2	2%	0.9	2%	-1.3	3%	-0.9	2%
TER SANTA FE U1	2.1	4%	1.6	4%	-2.3	5%	-1.6	4%
TER SANTA MARIA U1	8.6	18%	6.6	17%	-9.5	22%	-6.4	16%
T_INTERNO	48.5	100%	39.6	100%	-43.0	100%	-39.8	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.

Tabla 4.96. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
Falla Gen	Ancoa - Entre Ríos 500 kV	Cautín - Río Malleco 220 kV C1	Entre Ríos 500/220/66kV	Reactor Alto Jahuel 110 MVar
	C1 Δ MVar	Δ MVar	750MVA N1 Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno	48.5	39.6	-43.0	-39.8
Requerimiento Externo	-19.3	-41.8	-6.4	37.8
Total	29.2	-2.3	-49.5	-2.1

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

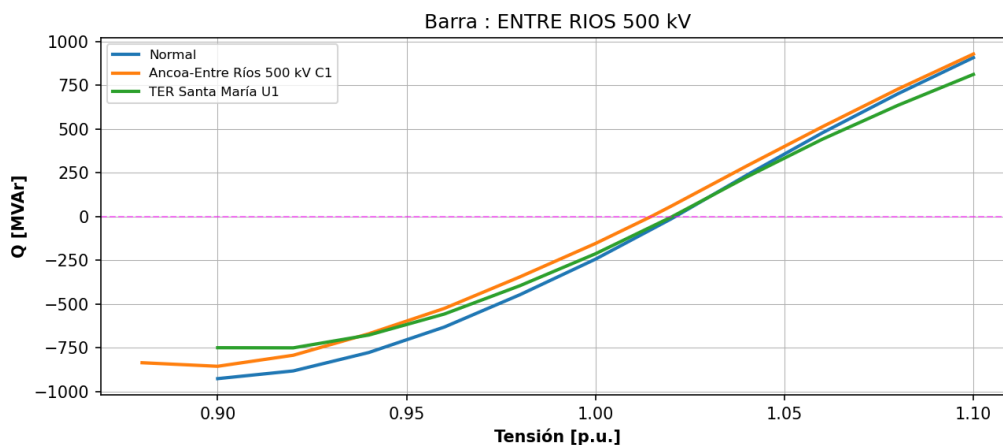


Figura 4.108. Curva QV en S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E2.

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

Tabla 4.97. 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]	Margen [MVar]
Caso Base	1.021	0.991 - 1.053	< 0.90	-926.23
Ancoa Entre Ríos 500 kV C1	1.015	0.971 - 1.073	< 0.88	-855.55
TER Santa María U1	1.020	0.971 - 1.073	< 0.90	-750.28

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

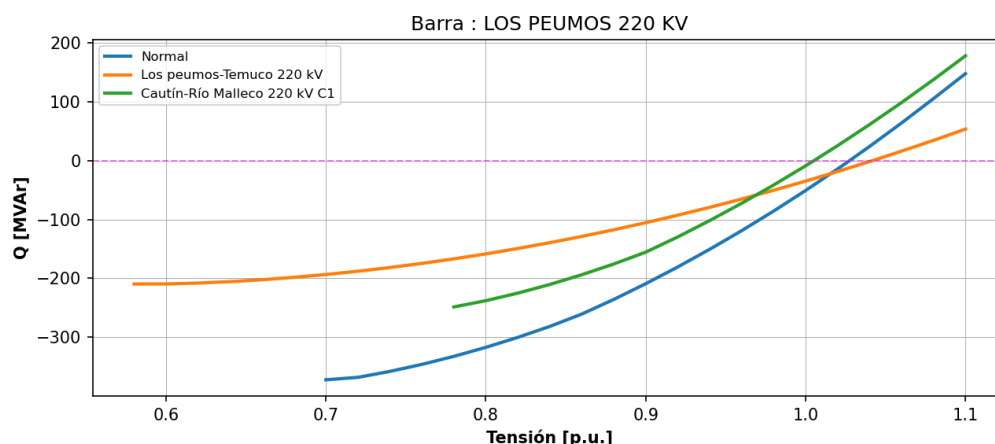


Figura 4.109. Curva QV en S/E Los Peumos 220 kV en escenario E2.

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

Tabla 4.98. Descripción resultados Curva Q-V S/E Los Peumos 220 kV E2 ACT Centro-Sur

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.027	0.993 – 1.098	< 0.70	-372.40
Mulchén-Río Malleco 220 kV C1	1.042	0.972 - 1.119	< 0.58	-209.55
Cautín-Río Malleco 220 kV C1	1.005	0.972 - 1.119	< 0.78	-248.58

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Los Peumos 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 E5

A continuación, se presenta la descripción del escenario E5 y los principales resultados de los análisis de la subárea 500/220 kV del ACT Centro-Sur.

a) Descripción del Escenario E5

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

- Centrales de sector de Ancoa
- Centrales de sector de Charrúa.
- Centrales de Colbún, Machicura y Chiburgo.

- Central Candelaria
- 1x65 MVar CCEE en la barra 220 kV de S/E Alto Jahuel.
- 1x65 MVar CCEE en la barra 220 kV de S/E Ancoa.
- 1x65 MVar CCEE en la barra 220 kV de S/E Charrúa.
- 1x55 MVar CCEE en la barra 154 kV de S/E Charrúa.
- 2x30 MVar CCEE en la barra de 13.2 kV de S/E Charrúa.

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

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E5

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

Sistema de 500 kV

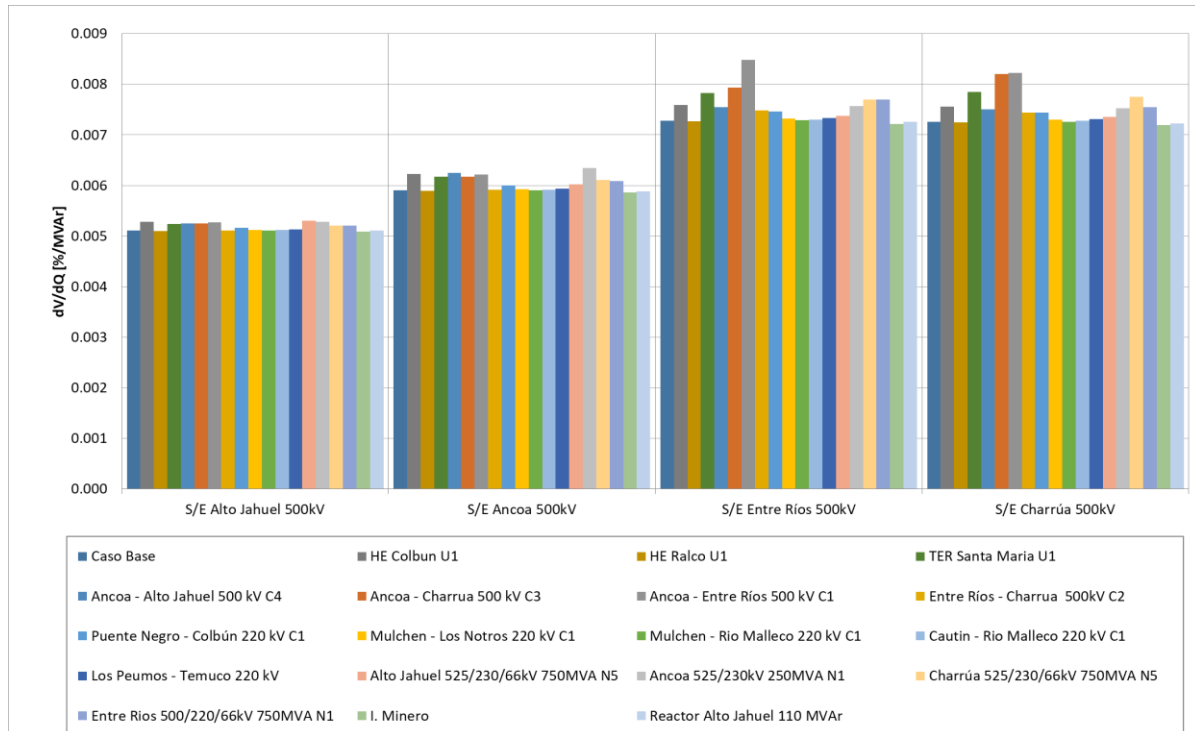


Figura 4.110. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E5 (Sistema de 500 kV).

Del gráfico anterior se puede observar que la barra de 500 kV 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 Ancoa – Entre Ríos 2x500 kV fuera de servicio.

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

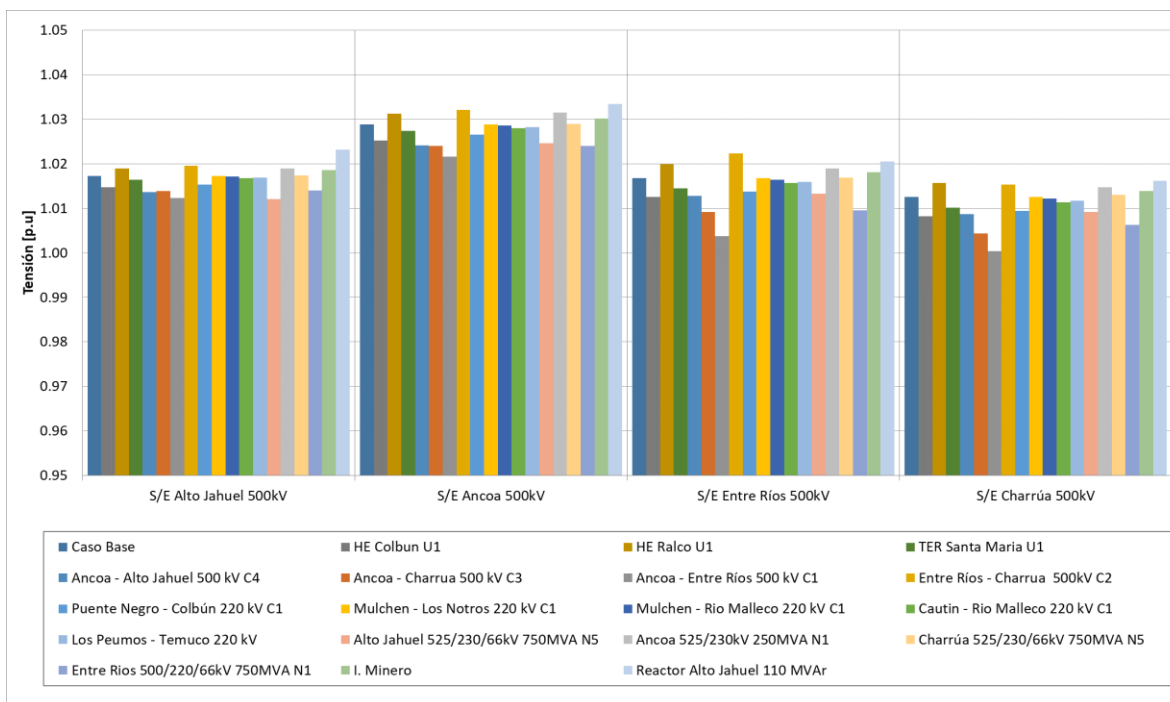


Figura 4.111. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E5 (Sistema de 500 kV).

Sistema de 220 kV

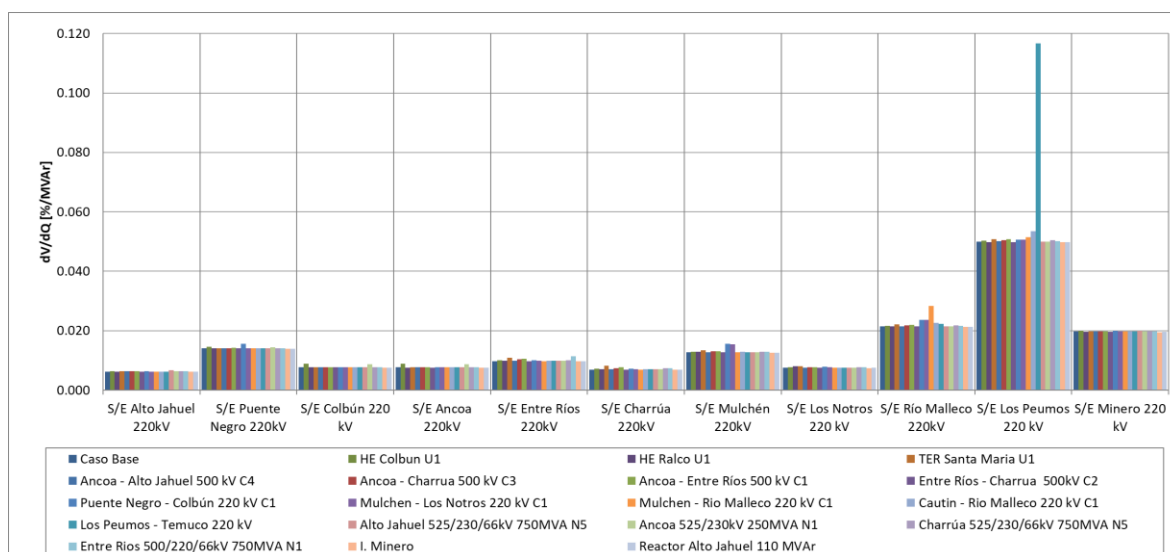


Figura 4.112. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras del ACT Centro-Sur E5 (Sistema de 220 kV).

Del gráfico anterior se observa 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 Los Peumos. Donde la condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con la Losa Peumos – Temuco 220kV fuera de servicio.

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

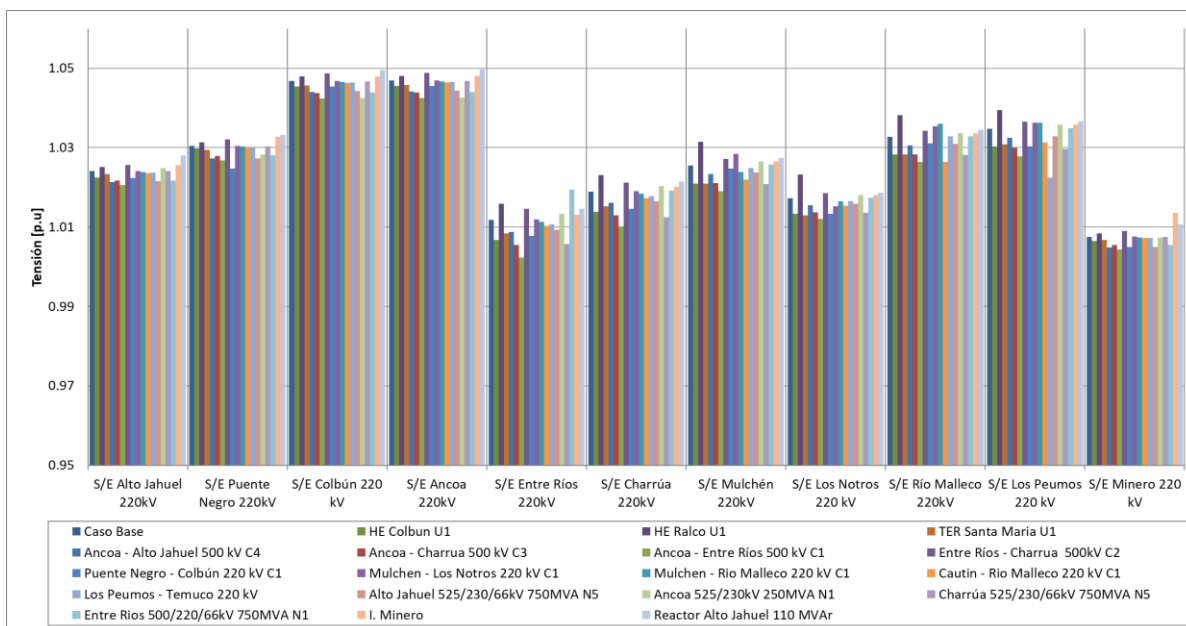


Figura 4.113. Tensión en barras ACT Centro-Sur E5 (Sistema de 220 kV).

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E5.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó 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 observa que, de acuerdo con los requerimientos internos de la subárea analizada, la contingencia que genera el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva corresponde a la falla de uno de los circuitos de la línea Ancoa - Entre Ríos 500kV, generando la necesidad de una reserva dinámica interna de aproximadamente 142 MVar. Se observa que en este escenario la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales Santa María, Ralco, Pehuenche y Colbún.

Además, se aprecia que la contingencia más crítica relacionada con la absorción de reactivos corresponde a la desconexión de una unidad de la central Ralco, cuyo requerimiento mínimo resulta de aproximadamente -60 MVar, los que son aportados mayoritariamente por las centrales Santa María, Ralco y Angostura.

Tabla 4.99. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur subárea de 500 y 220 kV E5 para diversas contingencias

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Elemento	HE Ralco U1		TER Santa Maria U1		Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1		Reactor Alto Jahuel 110 MVar	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE ANGOSTURA U1	-2.1	12%	5.0	5%	6.0	4%	-1.7	3%
HE Angostura U2	-2.1	12%	5.1	5%	6.1	4%	-1.7	3%
HE ANGOSTURA U3	-3.0	5%	2.1	2%	2.6	2%	-0.7	1%
HE ANTUCO U1	1.4	-2%	7.0	7%	4.8	3%	-1.4	3%
HE ANTUCO U2	4.8	-8%	10.6	10%	4.9	3%	-1.4	3%
HE Colbun U1	2.1	3%	1.9	2%	7.5	5%	-4.9	9%
HE COLBUN U2	2.0	3%	1.9	2%	7.4	5%	-4.8	9%
HE EL TORO U1	0.2	0%	4.2	4%	3.4	2%	-1.0	2%
HE EL TORO U2	1.9	-3%	5.8	6%	3.4	2%	-1.0	2%
HE EL TORO U3	-0.8	1%	3.2	3%	3.4	2%	-1.0	2%
HE EL TORO U4	-0.1	0%	3.8	4%	3.4	2%	-1.0	2%
HE MACHICURA U1	-0.5	1%	0.4	0%	1.7	1%	-1.1	2%
HE PANGUE U1	-4.7	8%	5.8	6%	5.2	4%	-1.5	3%
HE PANGUE U2	-1.9	3%	8.6	8%	5.3	4%	-1.5	3%
HE PEHUENCHE U1	0.7	-1%	4.5	4%	7.5	5%	-4.9	9%
HE Ralco U1	1.1	-2%	15.9	15%	10.4	7%	-2.5	4%
HE RALCO U2	-17.7	29%	11.9	11%	8.5	6%	-2.3	4%
HP ABANICO U1	-1.0	2%	0.9	1%	2.3	2%	-0.6	1%
HP CHACAYES U1	-0.3	0%	0.2	0%	0.9	1%	-0.9	2%
HP COYA U5	-0.1	0%	0.0	0%	0.2	0%	-0.2	0%
HP LA MINA U2	-0.1	0%	0.1	0%	0.3	0%	-0.2	0%
HP LLAUQUEREO U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
HP LOMA ALTA U1	-0.3	1%	0.3	0%	1.2	1%	-0.8	1%
HP MAMPIL U1	-0.6	1%	0.6	1%	1.3	1%	-0.4	1%
HP PALMUCHO U1	-1.0	2%	0.5	0%	0.4	0%	-0.1	0%
HP PEUCHEN U1	-0.9	2%	0.8	1%	1.9	1%	-0.6	1%
HP QUILLECO U1	-1.3	2%	1.1	1%	2.6	2%	-0.8	1%
HP RIO COLORADO U1	-0.1	0%	0.1	0%	0.3	0%	-0.2	0%
HP RUCUE U1	-2.4	4%	2.1	2%	5.0	4%	-1.5	3%
HP SAUZAL U2	-0.2	0%	0.1	0%	0.6	0%	-0.6	1%
HP SAUZAL U3	-0.2	0%	0.1	0%	0.6	0%	-0.6	1%
HP SAUZALITO U1	-0.1	0%	0.0	0%	0.2	0%	-0.2	0%
TER Candelaria U1	-0.8	1%	0.7	1%	2.9	2%	-2.8	5%
TER CANDELARIA U2	-0.8	1%	0.7	1%	2.9	2%	-2.8	5%
TER CHOLGUAN U1	-0.5	1%	0.5	0%	1.3	1%	-0.3	1%
TER CMPC PACIFICO U2	-0.5	1%	0.5	0%	1.1	1%	-0.3	1%
TER CMPC PACIFICO U3	-0.7	1%	0.6	1%	1.4	1%	-0.4	1%
TER CMPC SANTA FE U1	-0.4	1%	0.4	0%	0.9	1%	-0.3	0%
TER CMPC SANTA FE U2	-0.8	1%	0.7	1%	1.8	1%	-0.5	1%
TER LAJA (U1-U2)	-0.6	1%	0.5	0%	0.5	0%	-0.4	1%
TER SANTA FE U1	-1.6	3%	1.4	1%	3.3	2%	-1.0	2%
TER Santa Maria U1	-2.7	13%	-5.9	-6%	16.2	11%	-4.7	8%
T_INTERNO	-59.9	100%	104.5	100%	141.7	100%	-55.6	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 para distintas contingencias analizadas.

Tabla 4.100. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
Falla Gen	HE RALCO U1	HE PANGUE U1	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	Reactor Alto Jahuel 110 MVar
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno	-59.9	104.5	141.7	-55.6
Requerimiento Externo	13.3	-3.3	-33.2	34.6
Total	-46.7	101.2	108.5	-21.0

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E5.

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

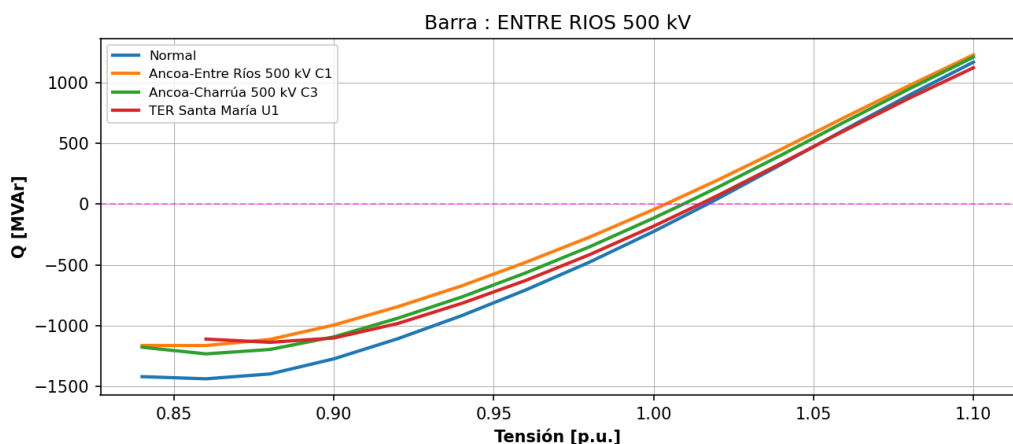


Figura 4.114. Curva QV en S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E5.

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

Tabla 4.101. Descripción resultados Curva Q-V S/E Entre Ríos 500 kV E5 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.017	0.991 - 1.053	< 0.84	-1436.49
Ancoa-Entre Ríos 500 kV C1	1.004	0.971 - 1.073	< 0.84	-1162.79
Ancoa – Charrúa 500 kV C3	1.009	0.971 - 1.073	< 0.84	-1231.45
TER Santa María U1	1.014	0.971 - 1.073	< 0.86	-1136.26

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

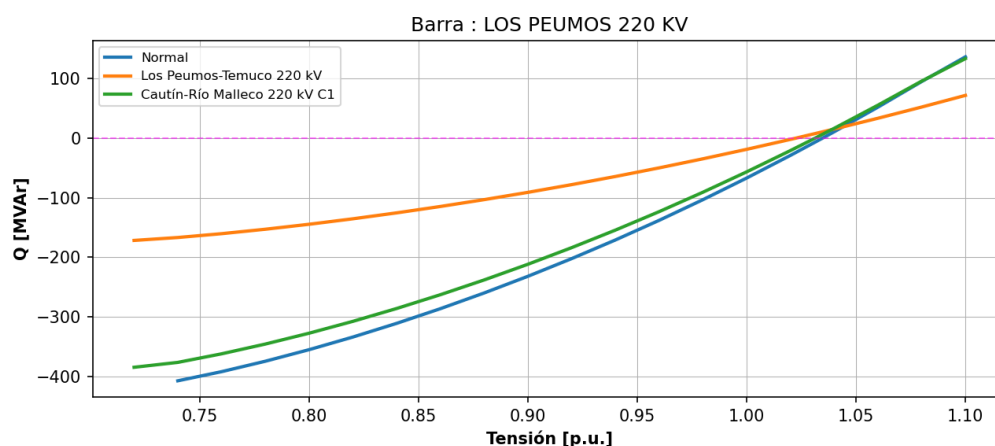


Figura 4.115. Curva QV en S/E Los Peumos 220 kV en escenario E5.

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

Tabla 4.102. Descripción resultados Curva Q-V S/E Los Peumos 220 kV E5 ACT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.035	0.993 – 1.098	< 0.74	-407.58
Los Peumos - Temuco 220 kV	1.022	0.972 – 1.119	< 0.72	-171.80
Cautín - Río Malleco 220 kV C1	1.031	0.972 – 1.119	< 0.72	-384.86

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Los Peumos 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).

a) Descripción del Escenario E6

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

- Central Pehuenche
- Centrales de sector de Charrúa.
- Centrales de Colbún, Machicura y San Clemente.
- 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.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E6

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

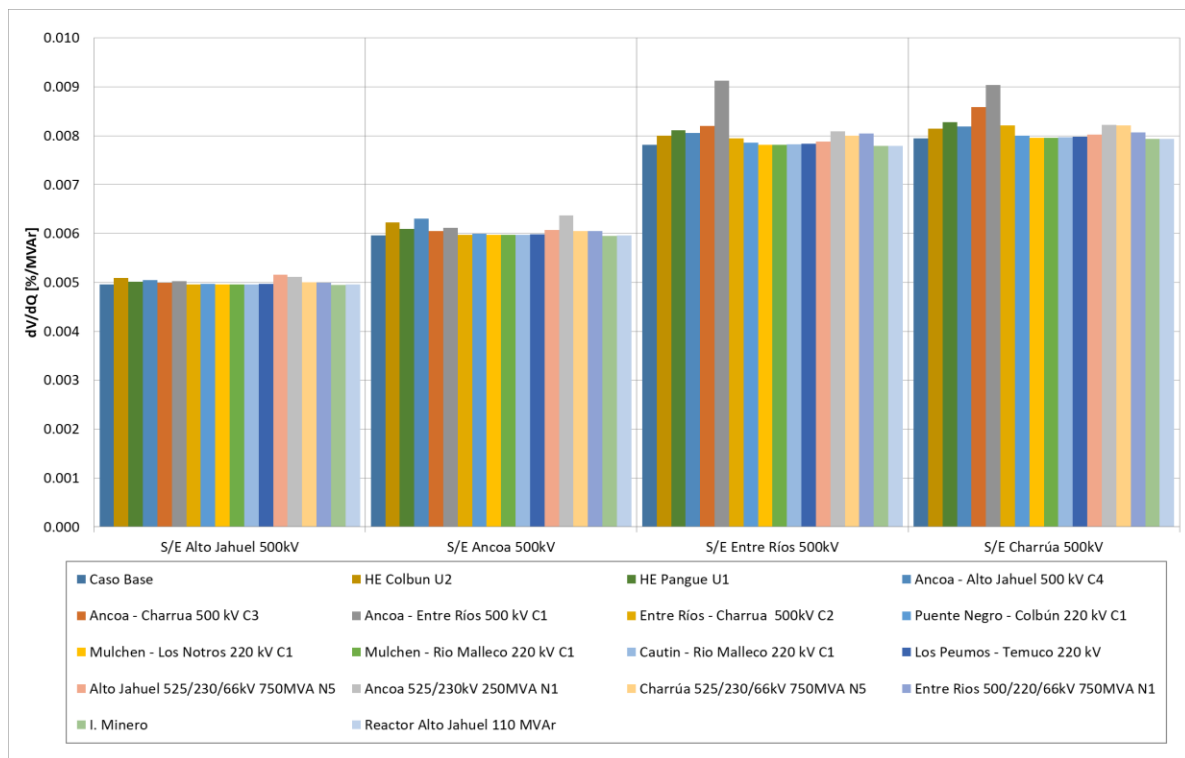


Figura 4.116. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E4 (Sistema de 500 kV).

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 uno de los circuitos de la línea Ancoa – Entre Ríos 2x500 kV fuera de servicio.

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



Figura 4.117. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E4 (Sistema de 500 kV).

Sistema de 220 kV

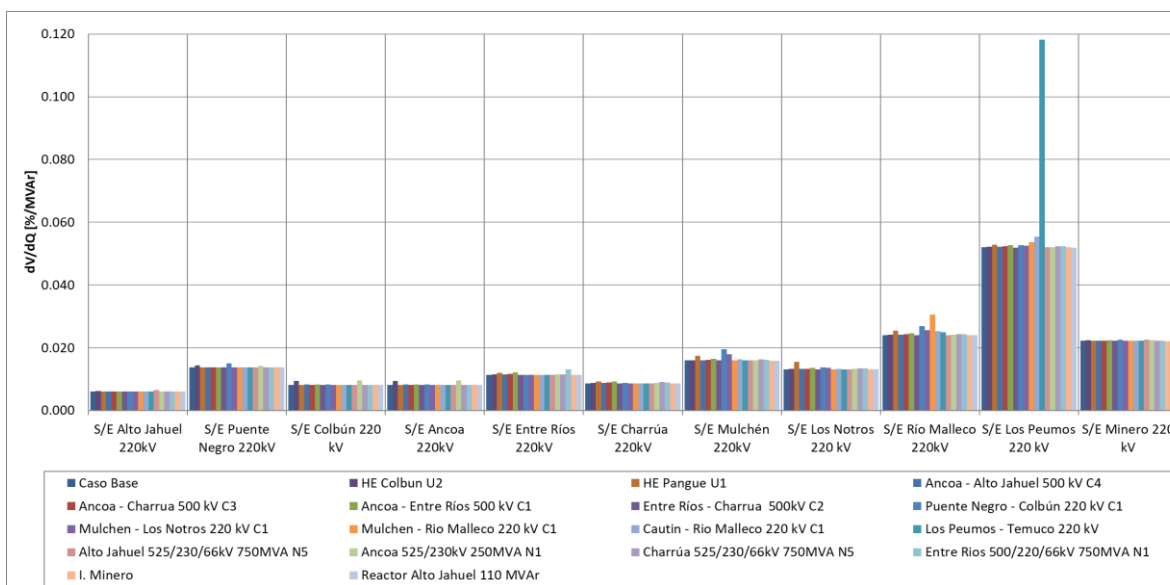


Figura 4.118. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras del ACT Centro-Sur E4 (Sistema de 220 kV).

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 Los Peumos. Donde la condición de operación que genera la mayor sensibilidad dV/dQ , corresponde a la operación con un circuito de la línea Los Peumos – Temuco 220 kV fuera de servicio. Las tensiones del sistema 220 kV pre y post contingencia en [p.u.] se presentan a continuación.

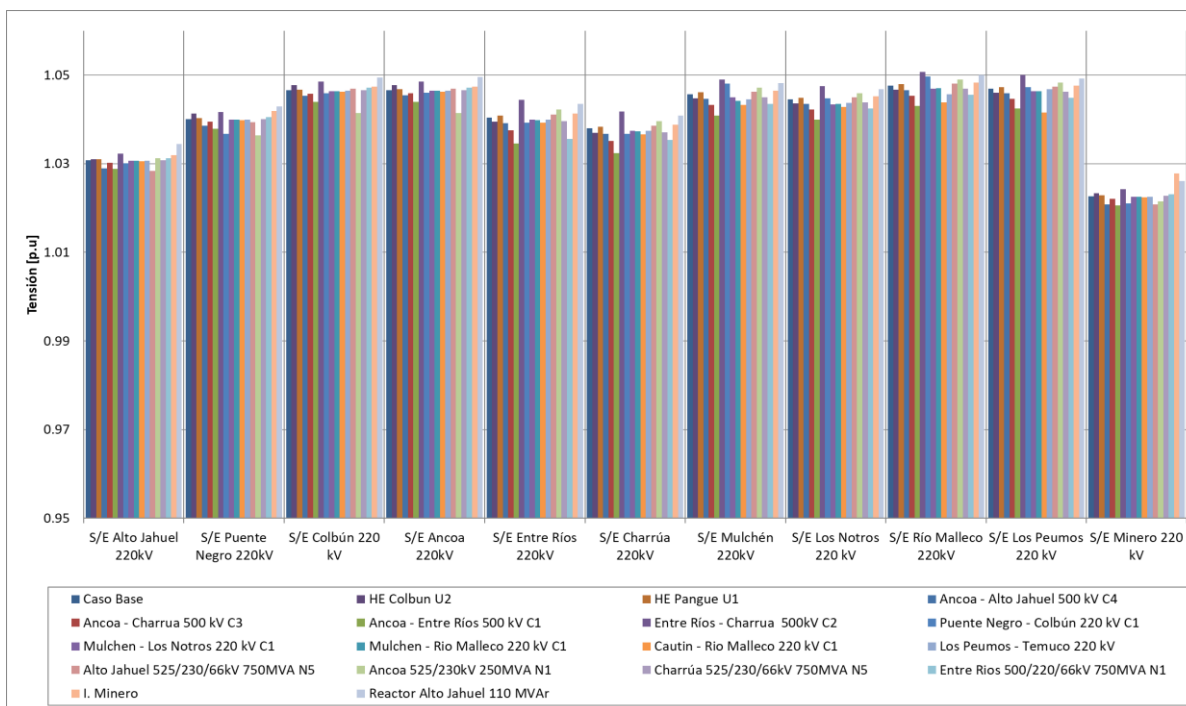


Figura 4.119. Tensión en barras ACT Centro-Sur E4 (Sistema de 220 kV).

c) 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 4.103. Requerimientos internos para diversas contingencias en escenario E6

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas									
Falla Elemento	Ancoa - Charrua 500 kV C3		Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1		Entre Ríos - Charrua 500kV C2		Reactor Alto Jahuel 110 MVar		
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	
HE Angostura U3	1.1	5%	2.2	4%	-1.5	4%	-1.1	3%	
HE Antuco U1	1.8	8%	3.5	7%	-2.4	7%	-1.8	5%	
HE COLBUN U1	1.3	6%	4.6	9%	-3.4	10%	-5.1	15%	
HE Colbun U2	1.3	6%	4.5	9%	-3.4	10%	-5.0	15%	
HE El Toro U1	1.3	6%	2.5	5%	-1.7	5%	-1.3	4%	
HE EL TORO U2	1.2	6%	2.5	5%	-1.7	5%	-1.3	4%	
HE EL TORO U3	1.2	6%	2.5	5%	-1.7	5%	-1.3	4%	
HE EL TORO U4	1.2	6%	2.5	5%	-1.7	5%	-1.3	4%	
HE MACHICURA U1	0.3	1%	1.0	2%	-0.8	2%	-1.1	3%	
HE MACHICURA U2	0.3	1%	1.0	2%	-0.8	2%	-1.1	3%	
HE Pangué U1	2.7	13%	5.4	11%	-3.7	11%	-2.8	8%	
HP ABANICO U1	0.7	3%	1.3	3%	-0.9	3%	-0.7	2%	
HP CHACAYES U1	0.1	1%	0.4	1%	-0.3	1%	-0.7	2%	
HP COYA U5	0.0	0%	0.2	0%	-0.1	0%	-0.2	1%	
HP LA MINA U1	0.1	0%	0.2	0%	-0.2	0%	-0.2	1%	
HP LLAUQUEREO U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP LOMA ALTA U1	0.3	1%	0.9	2%	-0.7	2%	-1.0	3%	
HP MAMPIL U1	0.5	2%	0.9	2%	-0.6	2%	-0.5	1%	
HP PALMUCHO U1	0.3	1%	0.6	1%	-0.4	1%	-0.3	1%	
HP PEUCHEN U1	0.7	3%	1.3	3%	-0.9	3%	-0.7	2%	
HP RIO COLORADO U1	0.1	0%	0.2	0%	-0.2	1%	-0.3	1%	
HP RUCUE U1	1.7	8%	3.4	7%	-2.3	7%	-1.8	5%	
HP SAUZAL U2	0.1	1%	0.5	1%	-0.4	1%	-0.7	2%	
HP SAUZALITO U1	0.0	0%	0.1	0%	-0.1	0%	-0.2	1%	
TER CHOLGUAN U1	0.3	1%	0.6	1%	-0.4	1%	-0.3	1%	
TER CMPC LAJA U2	0.7	3%	1.4	3%	-1.0	3%	-0.7	2%	
TER CMPC PACIFICO U2	0.3	1%	0.6	1%	-0.4	1%	-0.3	1%	
TER CMPC PACIFICO U3	0.4	2%	0.9	2%	-0.6	2%	-0.4	1%	
TER CMPC SANTA FE U1	0.2	1%	0.5	1%	-0.3	1%	-0.2	1%	
TER CMPC SANTA FE U2	0.5	2%	1.0	2%	-0.7	2%	-0.5	2%	
TER SANTA FE U1	1.0	4%	1.9	4%	-1.3	4%	-1.0	3%	
T_INTERNO	21.7	100%	49.0	100%	-34.2	100%	-34.1	100%	

De la tabla anterior se puede observar que para afrontar la salida de servicio de uno de los circuitos Ancoa – Entre Ríos 2x500 kV, en la subárea se requiere de un margen dinámico de inyección de potencia reactiva de 49 MVar, aproximadamente. Adicionalmente, se puede notar que los recursos que mayor participación presentan en la inyección de los excedentes de potencia reactiva son las Centrales Pangué, Antuco, Rucue y Colbún.

Por otra parte, se aprecia que la contingencia más crítica relacionada con la absorción de reactivos corresponde a la condición de operación con uno de los circuitos de la línea Entre Ríos – Charrúa 2x500 kV fuera de servicio, cuyo requerimiento resulta de aproximadamente -34 MVar, los que son aportados mayoritariamente por las centrales Pangué, Colbún y Rucue.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea.

Tabla 4.104. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
Falla Gen	Ancoa - Charrúa 500 kV C3	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	Entre Ríos - Charrúa 500kV C2	Reactor Alto Jahuel 110 MVar
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno	21.7	49.0	-34.2	-34.1
Requerimiento Externo	-1.8	-7.7	5.9	23.6
Total	19.9	41.3	-28.2	-10.5

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E6.

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

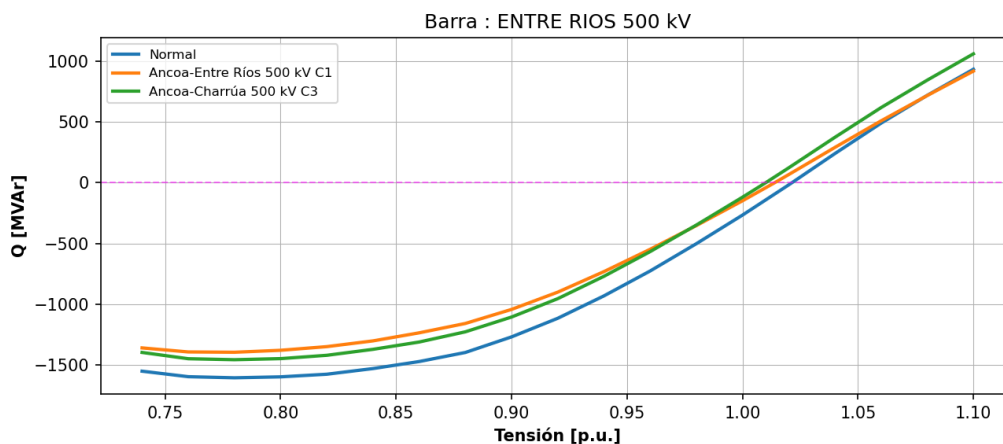


Figura 4.120. Curva QV en S/E Entre Ríos 500 kV en escenario E6.

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

Tabla 4.105. Descripción resultados Curva Q-V S/E Entre Ríos 500 kV E5 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.021	0.991 - 1.053	< 0.74	-1604.59
Ancoa-Entre Ríos 500 kV C1	1.014	0.971 - 1.073	< 0.74	-1394.54
Ancoa - Charrúa 500 kV C3	1.010	0.971 - 1.073	< 0.74	-1455-82

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

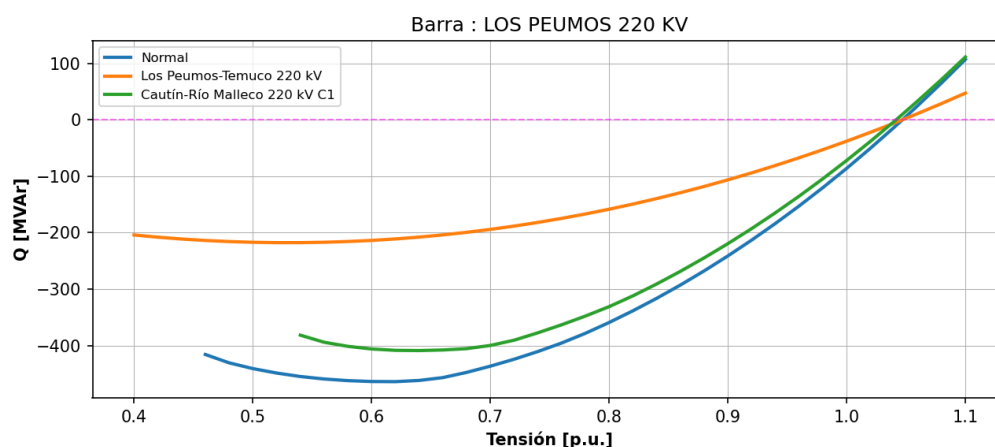


Figura 4.121. Curva QV en S/E Los Peumos 220 kV en escenario E5.

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

Tabla 4.106. Descripción resultados Curva Q-V S/E Los Peumos 220 kV E5 ACT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.047	0.993 – 1.098	< 0.46	-464.09
Los Peumos - Temuco 220 kV	1.047	0.972 - 1.119	< 0.40	-217.70
Cautín - Río Malleco 220 kV C1	1.042	0.972 - 1.119	< 0.54	-409.00

De la tabla y gráfico anterior se puede concluir que la tensión en la barra Los Peumos 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.

4.5.3.4 Verificación de Comportamiento dinámico

Para el escenario en los que se obtuvieron los mayores requerimientos de potencia reactiva de la subárea, que corresponden al E5, se simularon las contingencias que derivaron dichos requerimientos. Con lo anterior, se verificó el comportamiento dinámico de la tensión y frecuencia en las distintas barras de la zona, el margen de seguridad de estabilidad sincrónica en todos los generadores de la zona y el factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cargadas de la zona.

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

Tabla 4.107. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro-Sur, subárea 500/220 kV.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr. Dif. Ang. $\leq 120^\circ$	Comportamiento Tensión			Frecuencia $f \geq 48.3$ Hz
		Línea	Máx.Transf. Post-Cont. [MW]	$\xi (\geq 5\%)$		Vmín. ≥ 0.7	V > 0.8 en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	
Sev 4 Ancoa - Entre Ríos 500 kV C1	E5	Entre Ríos - Ancoa 500 kV C1	-899.1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sev 5 HE Ralco U1	E5	Ancoa - Entre Ríos 500 kV C2	-536	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De la tabla anterior se puede concluir que para las contingencias más crítica de la subárea se cumple con los requerimientos de recuperación dinámica de la tensión y frecuencia. Además, se cumple con el margen de seguridad de estabilidad sincrónica y con el factor de amortiguamiento, medido sobre las transferencias de potencias por las principales líneas de la zona de interés.

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 4.108. 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	E5	E5
Demanda de la zona (MW)	758	758
Generación de la zona (MW)	4239	4239
Contingencia más crítica en la zona	Ancoa -Entre Ríos 500kV C1	HE Ralco U1

Caracterización	Requerimiento dinámico de reactivos (generadores y FACTS) ante contingencias simples	
	Inyección	Absorción
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	142	-60
Distribución	TER Santa María U1: 11% HE Ralco U1: 7% HE Ralco U2: 6% HE Pehuenche U1: 5% Colbún U1: 5% Colbún U2: 5%	HE Ralco U2: 29% TER Santa María U1: 13% HE Angostura U1: 12% HE Angostura U2: 12%

Para la subárea 500/220 kV, el listado de prioridades de uso de los recursos de control de tensión en el escenario más exigente, en términos de los requerimientos de potencia reactiva (Escenarios E5) se puede encontrar en la sección de anexos del informe.

Las siguientes figuras resume las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ determinadas para las principales barras de la subárea de CT en condiciones de Operación Normal, considerando los recursos de control de tensión disponibles.

El análisis de la efectividad de los recursos de CT para el sistema de 500 kV permite concluir que: en la S/E de Alto Jahuel el recurso más efectivo para CT es la central Candelaria y entre las SS/EE Ancoa y Charrúa se destaca la efectividad de las centrales Santa María, Alto Renaico y Renaico. En cuanto a las centrales ERV las más efectivas para el CT de las barras de las SS/EE Entre Ríos y Charrúa resultan ser PE La Flor, PE Negrete, PE Alena y PE Mesamavida.

En el caso del sistema de 220 kV se concluye lo siguiente: entre las SS/EE Alto Jahuel y Maipo los recursos de CT más efectivos son las centrales Candelaria, Chacayes, Sauzal y Sauzalito; entre las SS/EE de Candelaria y Puente Negro los recursos de CT más efectivos son las centrales Candelaria, Colbún Pehuenche; entre las SS/EE Colbún y Ancoa los recursos más efectivos para el CT son las centrales de Colbún, Pehuenche y Machicura; en la barra de la S/E Charrúa se destacan como recursos más efectivos las centrales Santa María, Alto Renaico y Renaico; en la barra de la S/E Los Notros los recursos más efectivos en el CT son las centrales de Angostura y Ralco, mientras que las barras al sur de la S/E Charrúa los recursos con mayor eficiencia para el CT son las centrales Alto Renaico, Renaico y Río Picoiquen.

En cuanto a las centrales ERV se puede apreciar que: entre las SS/EE de Charrúa y Mulchén las que resultan ser más eficaces en el CT son PE Renaico, PE San Gabriel, PE Los Olmos y PE Tolpan Sur; en la SS/EE Malleco los recursos ERV más efectivos en el CT son PE Malleco Norte y PE Malleco Sur; mientras que en la SS/EE Los Peumos los recursos más eficaces son PE La Flor y PE Negrete.

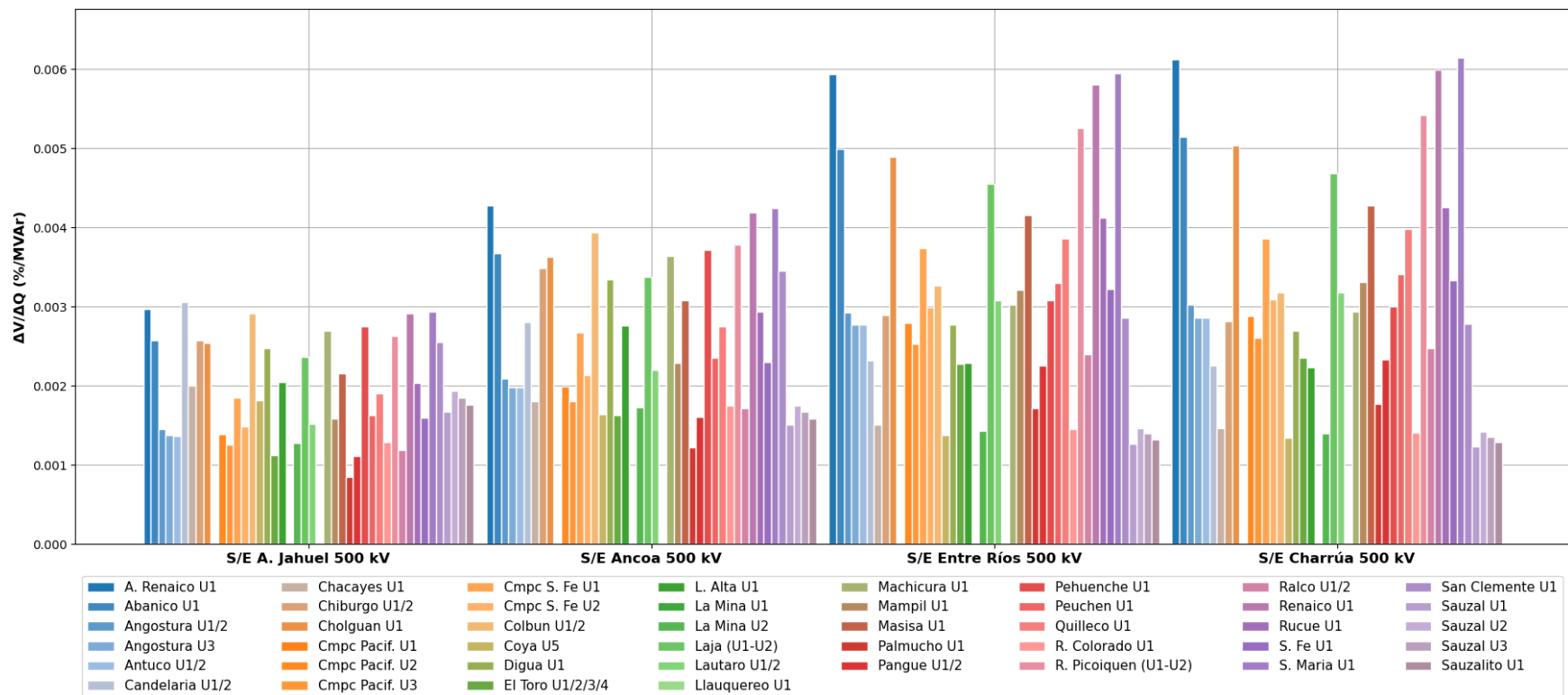


Figura 4.122. Sensibilidad dV/dQ de centrales sincrónicas, en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 500/220 kV, sistema de 500 kV

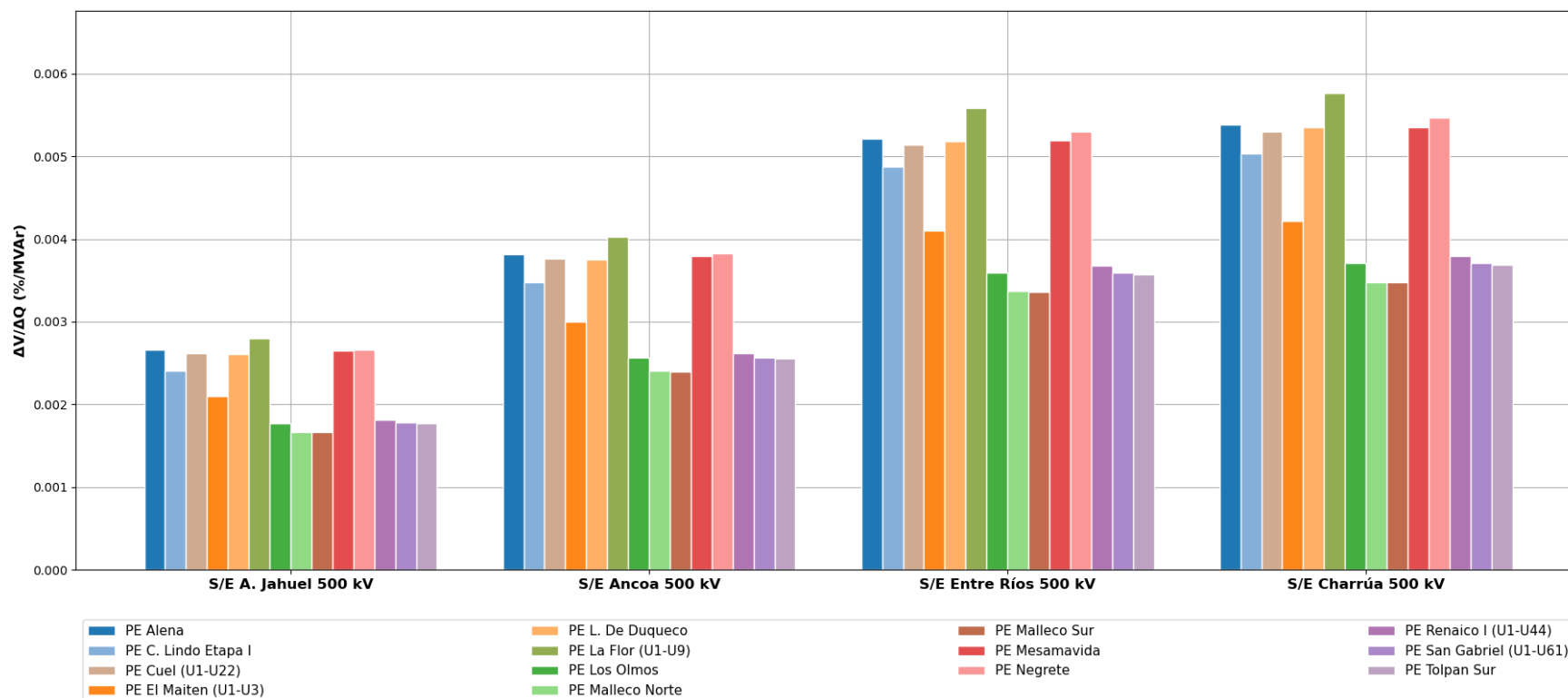


Figura 4.123. Sensibilidad dV/dQ de centrales ERV, en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 500/220 kV, sistema de 500 kV

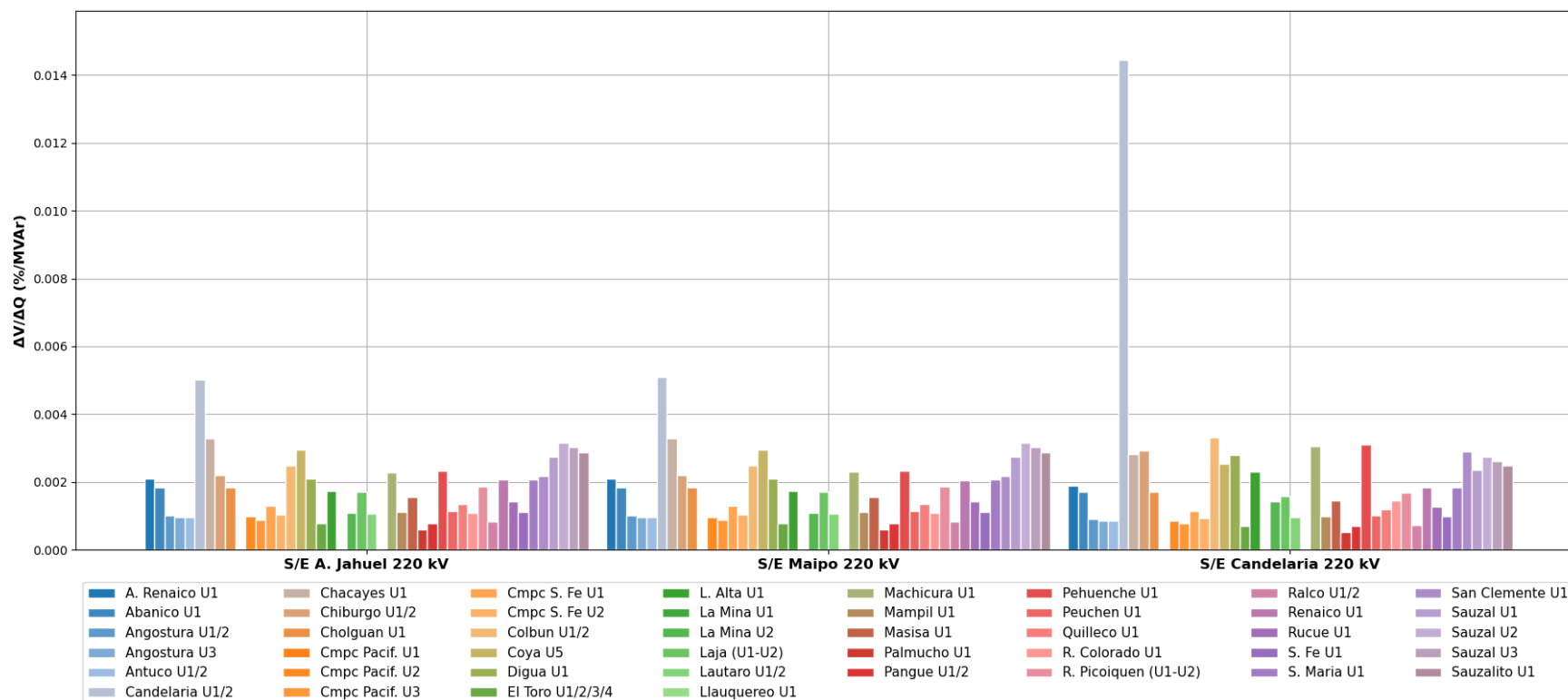


Figura 4.124. Sensibilidad dV/dQ de centrales sincrónicas, en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV

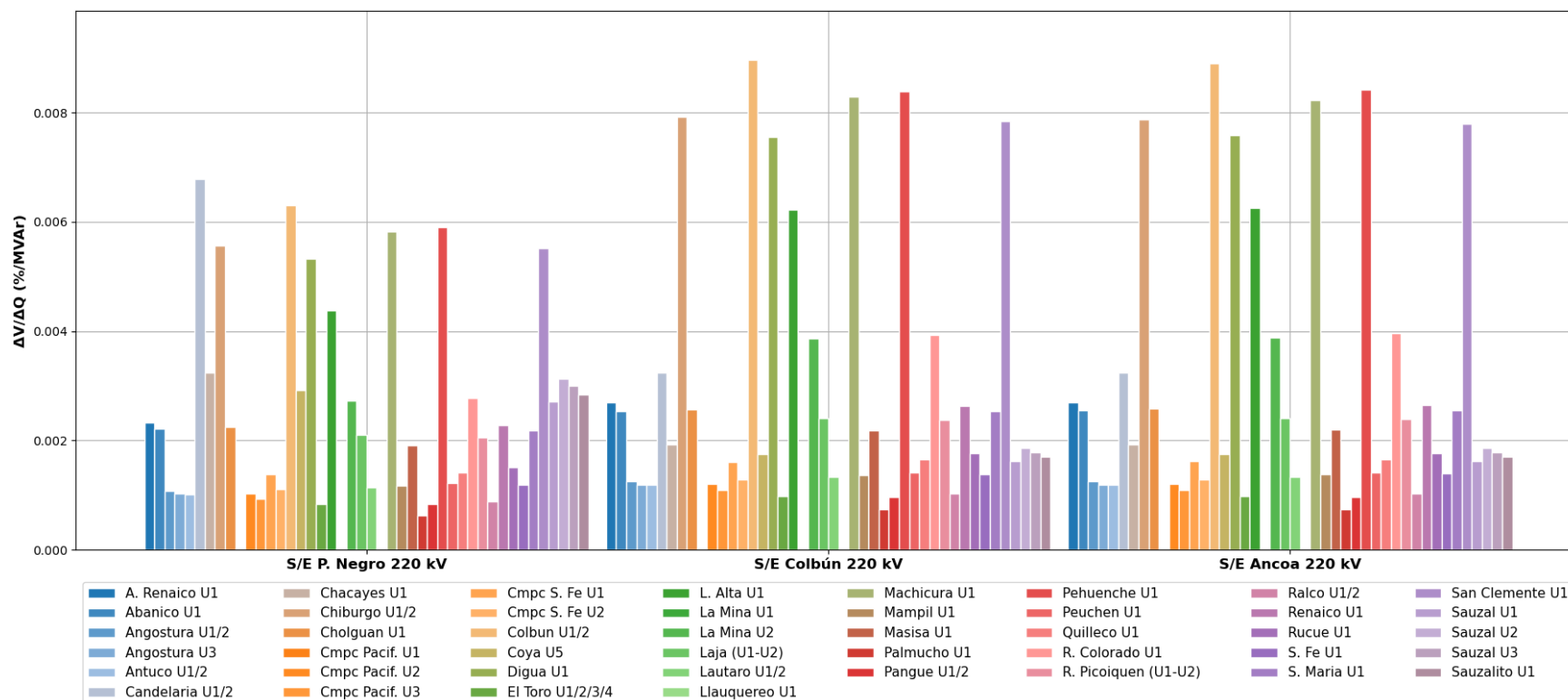


Figura 4.125. Sensibilidad dV/dQ de centrales sincrónicas, en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación 1)

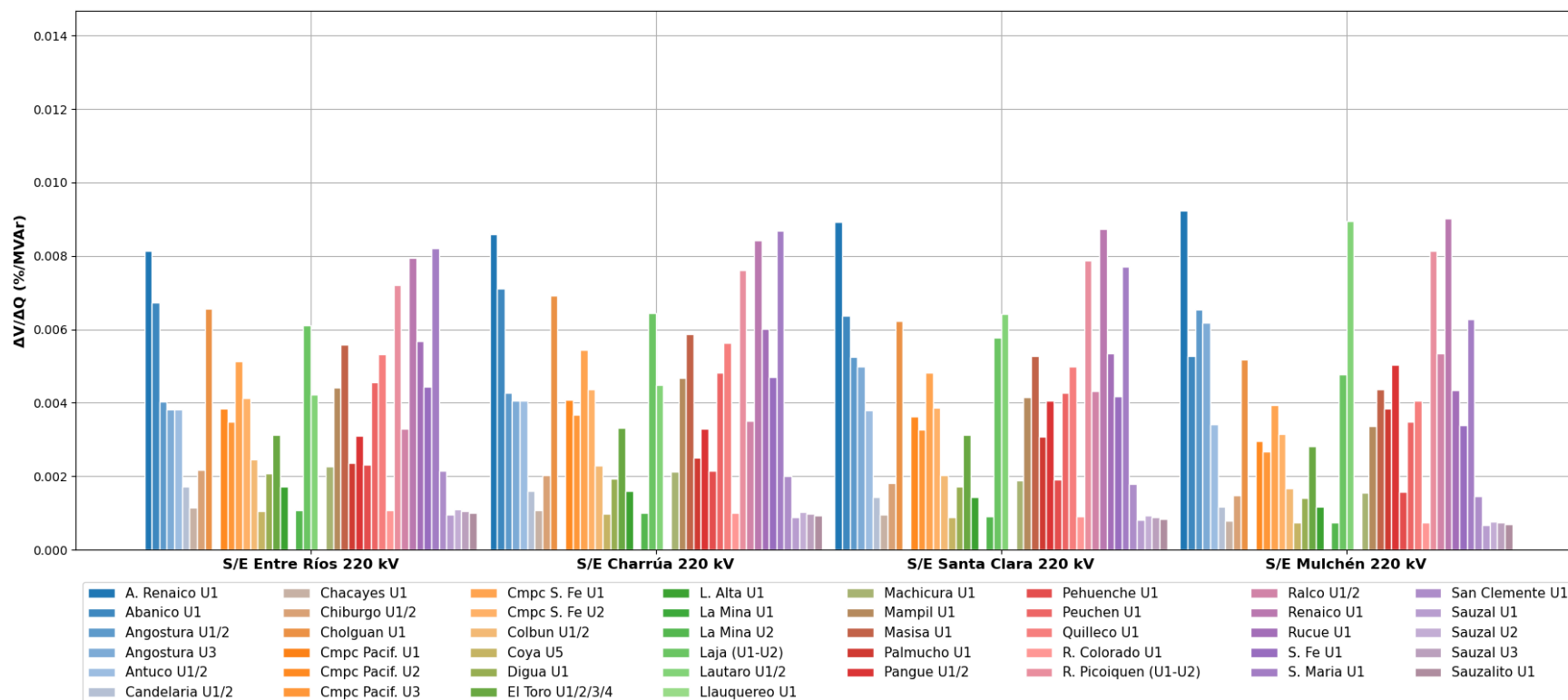


Figura 4.126. Sensibilidad dV/dQ de centrales sincrónicas, en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación 2)

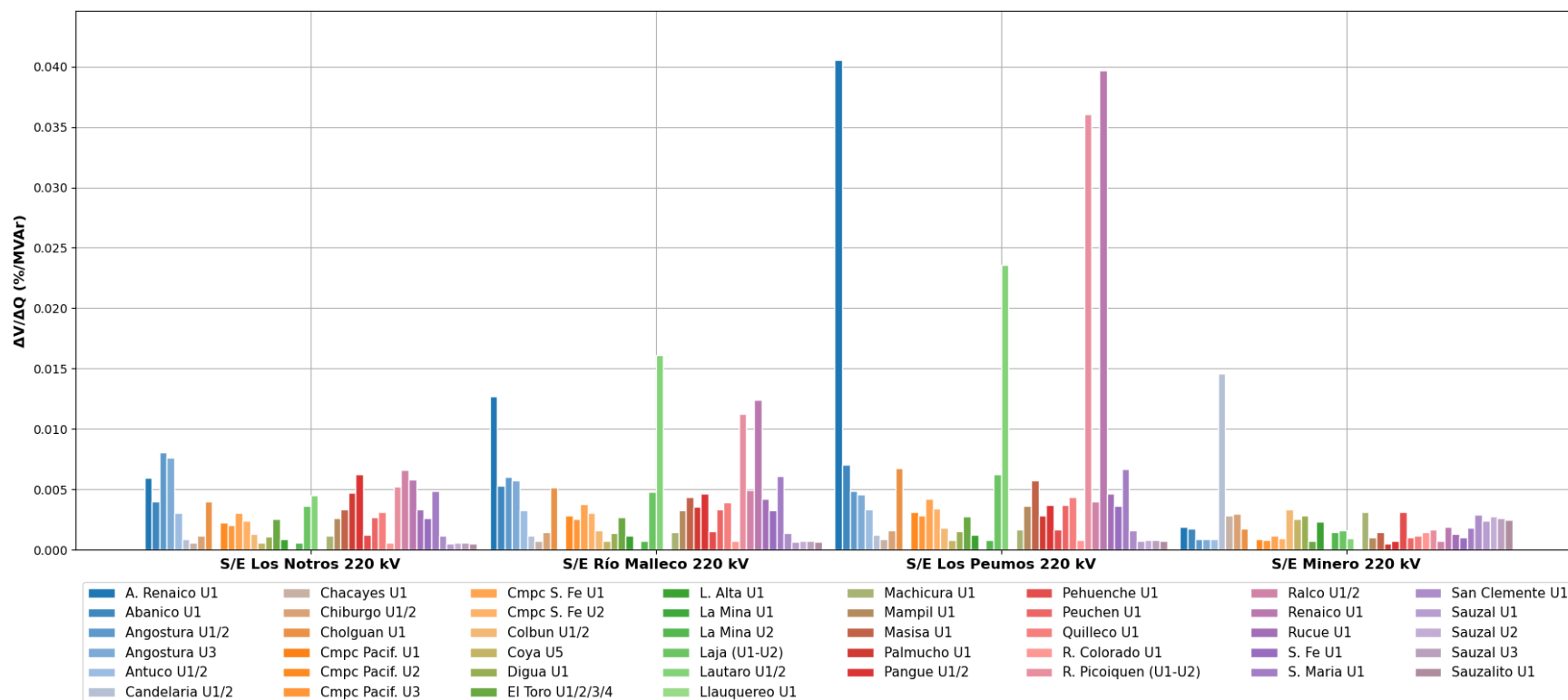


Figura 4.127. Sensibilidad dV/dQ de centrales sincrónicas, en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación 3)

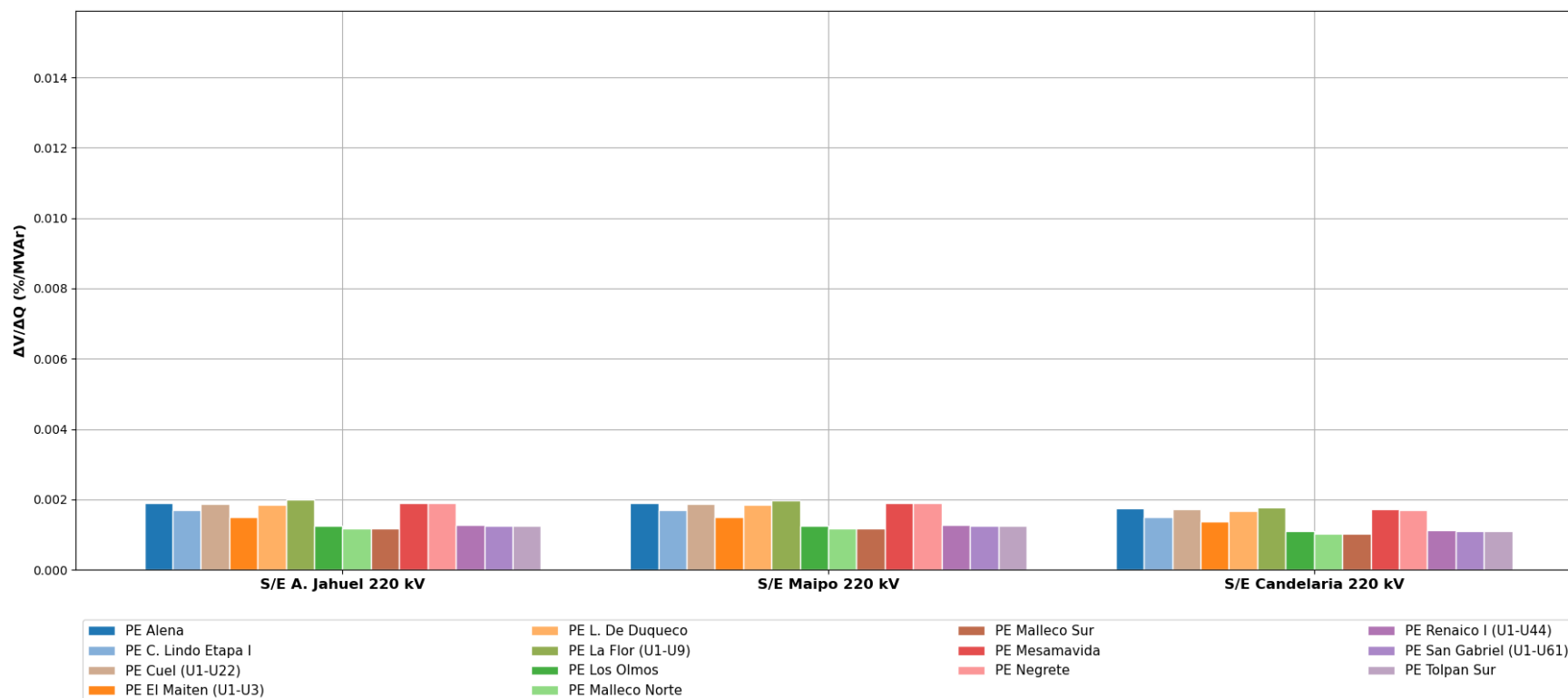


Figura 4.128. Sensibilidad dV/dQ de centrales ERV, en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV

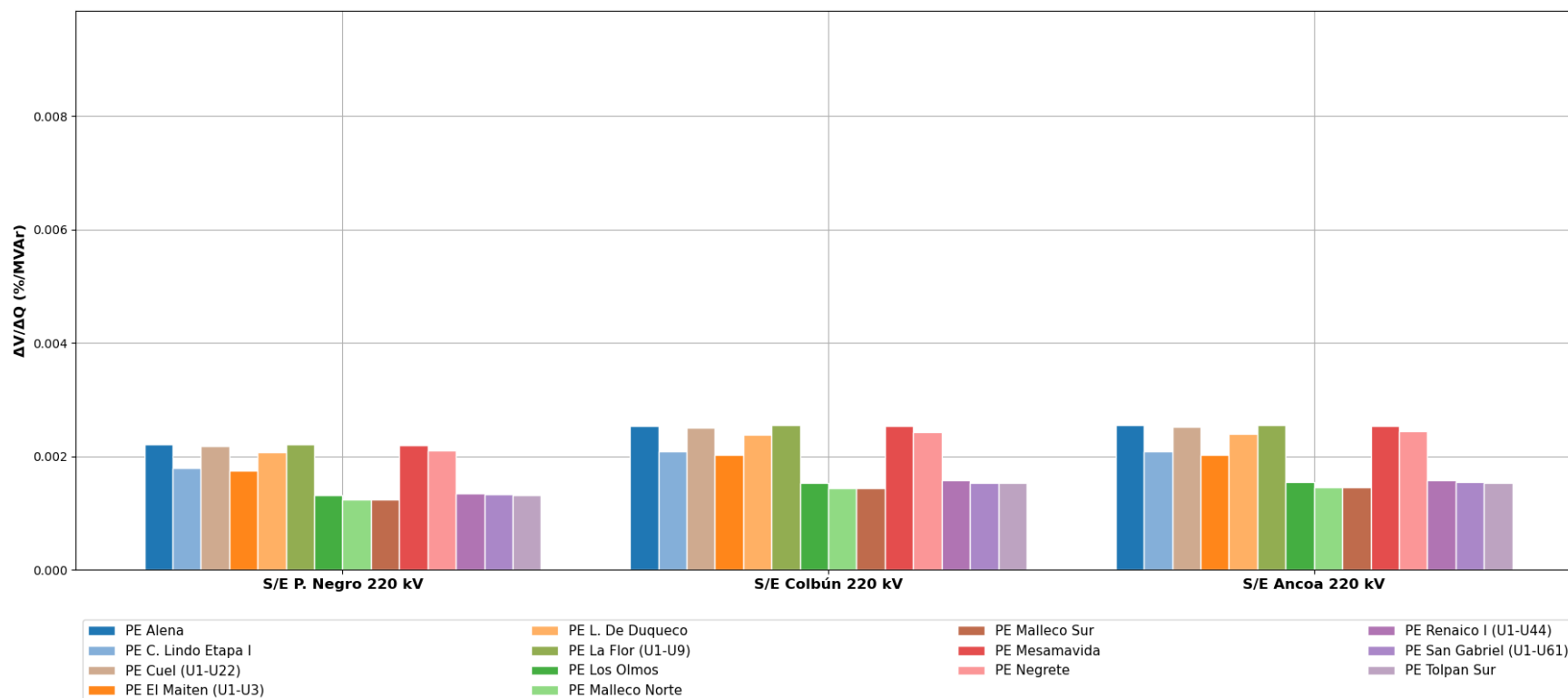


Figura 4.129. Sensibilidad dV/dQ de centrales ERV, en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación 1)

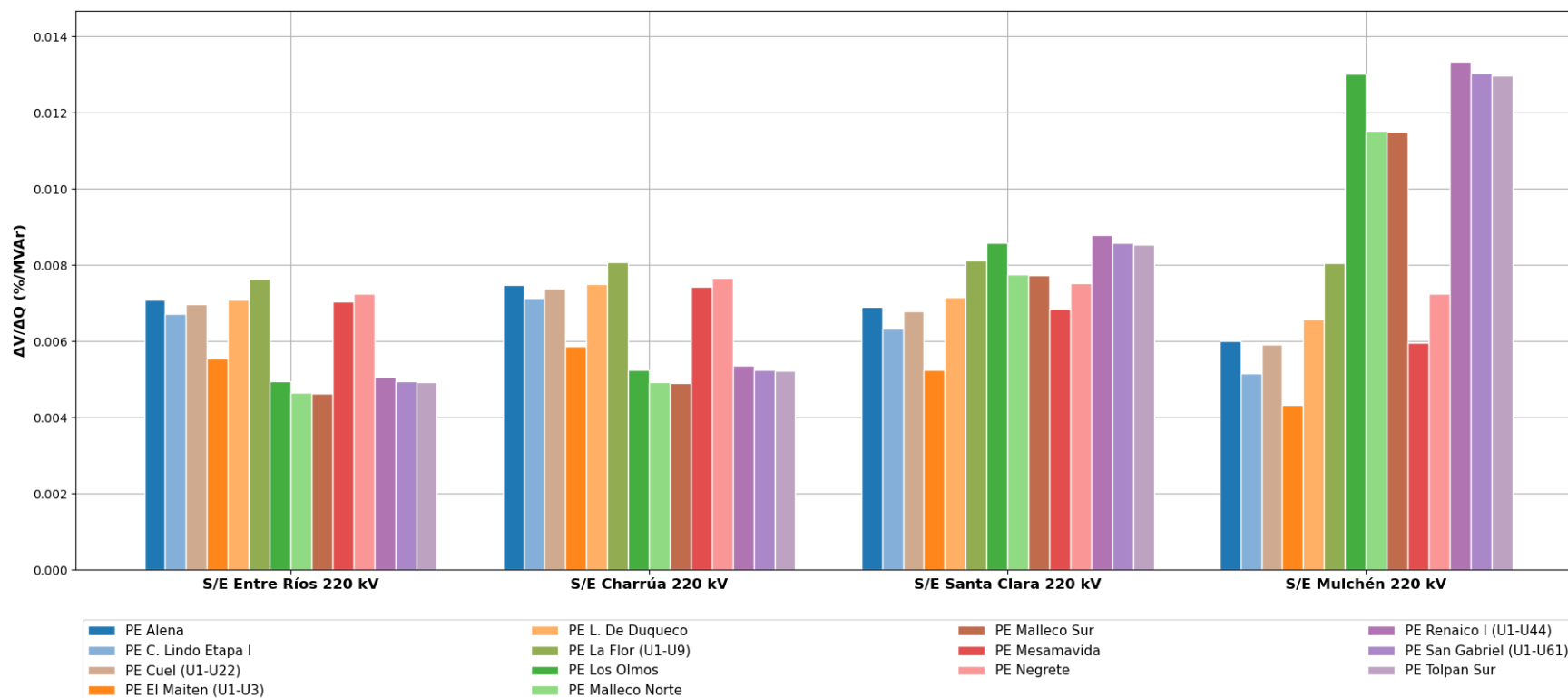


Figura 4.130. Sensibilidad dV/dQ de centrales ERV, en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación 2)

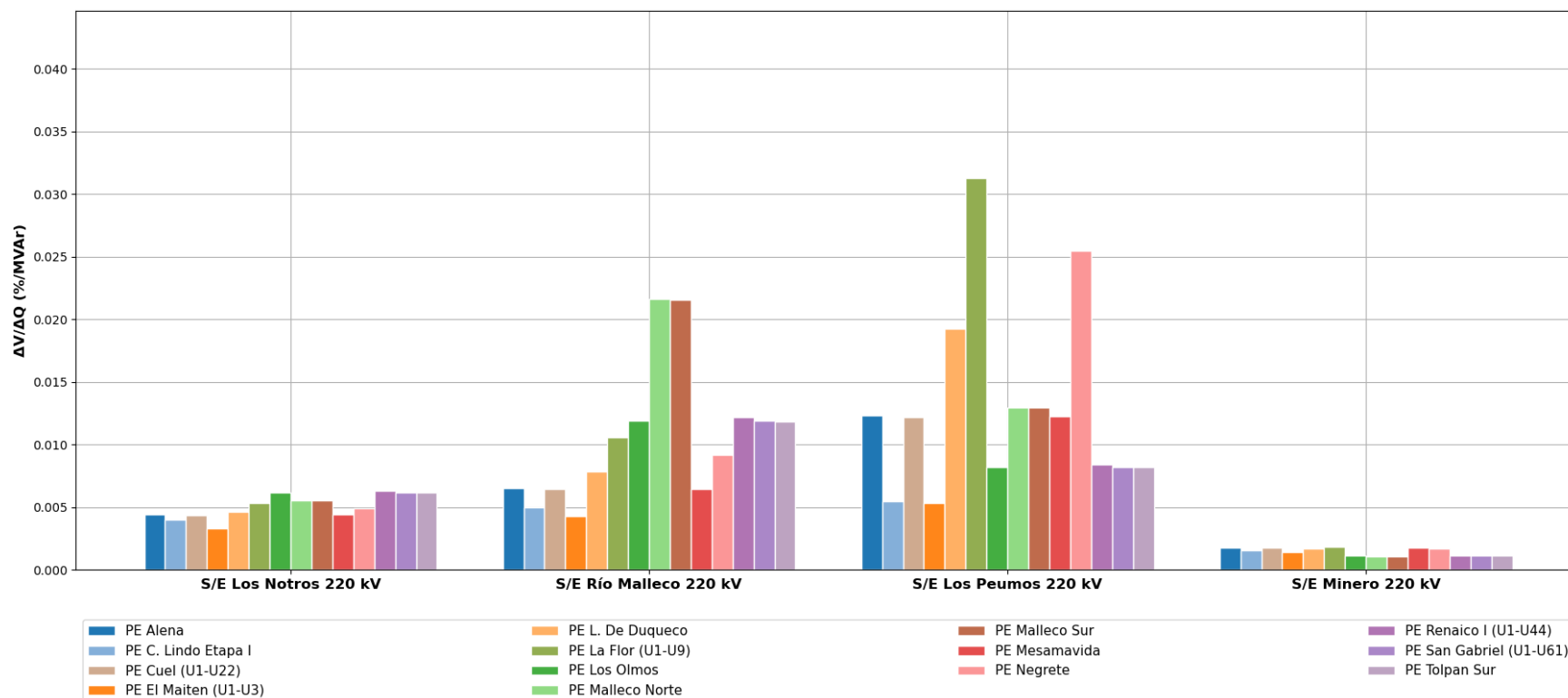


Figura 4.131. Sensibilidad dV/dQ de centrales ERV, en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV (continuación 3)

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.

Con la Entrada en Operación del proyecto NUP 2012, el cual eleva la tensión en la línea de transmisión La Higuera – Tinguiririca, pasando su operación de 154kV a 220kV, permite que las Centrales La Confluencia, La Higuera, San Andrés y El Paso inyecten su potencia al SEN en 220kV. Estas Centrales siguen siendo consideradas como parte de la subárea 154 kV. Por otra parte, con la Entrada en Operación del proyecto NUP 1811, el cual secciona la línea de transmisión La Higuera – Tinguiririca 2x220kV en S/E Puente Negro, genera un nuevo vínculo entre las subáreas de CT “500/220 kV” y “154 kV”, por lo que se considera a la S/E Puente Negro 220kV como uno de los límites de intercambio de Potencia Reactiva entre estas dos subáreas.

Para esta subárea se analizaron dos escenarios de operación de demanda alta (escenario E4 y E5), los cuales poseen distintas magnitudes en los flujos que circulan a través de los transformadores 220/154 kV de las S/E Alto Jahuel, S/E Itahue y S/E Maule, flujos que varían entre los 130 MW y 660 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 213 MW.

4.5.4.1 Análisis de Resultados Escenario E4.

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

a) Descripción del Escenario E4

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

Dentro del escenario, se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

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

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E1

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.

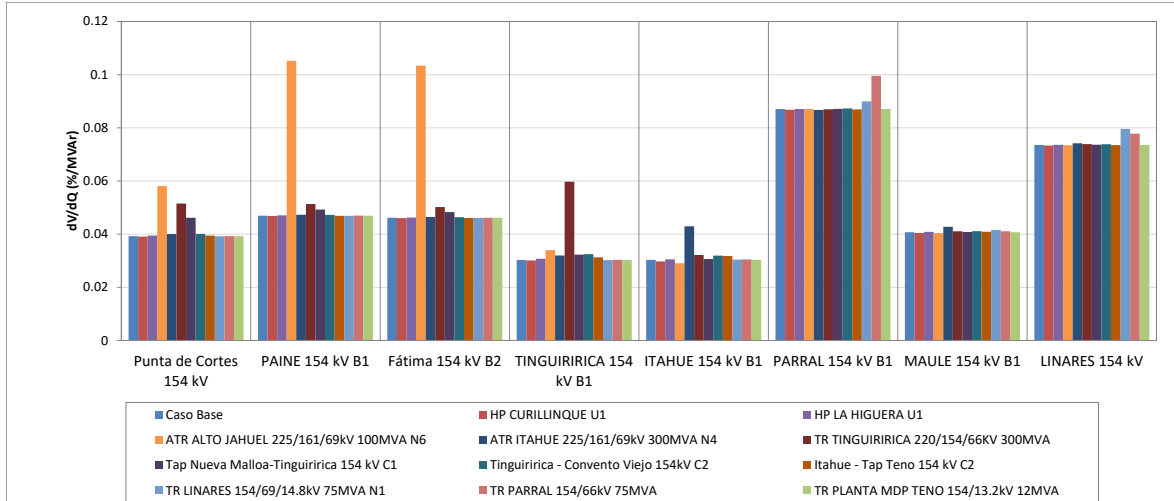


Figura 4.132. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E4 (Subárea 154 kV).

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

Se observa además que, la mayor variación de sensibilidad en estado de post contingencia en comparación con la sensibilidad en estado normal, ocurre en la barra Paine 154 kV, producto de la pérdida del transformador ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100MVA 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 menor sensibilidad de la tensión.

En línea con lo anterior, otra de las barras que presenta una gran variación en la sensibilidad de la tensión para el grupo de contingencias analizadas, es la barra Fátima 154 kV, donde la contingencia que produce la mayor variación en la tensión corresponde a la pérdida del transformador ATR 225/161/69kV 100MVA de la S/E Alto Jahuel.

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

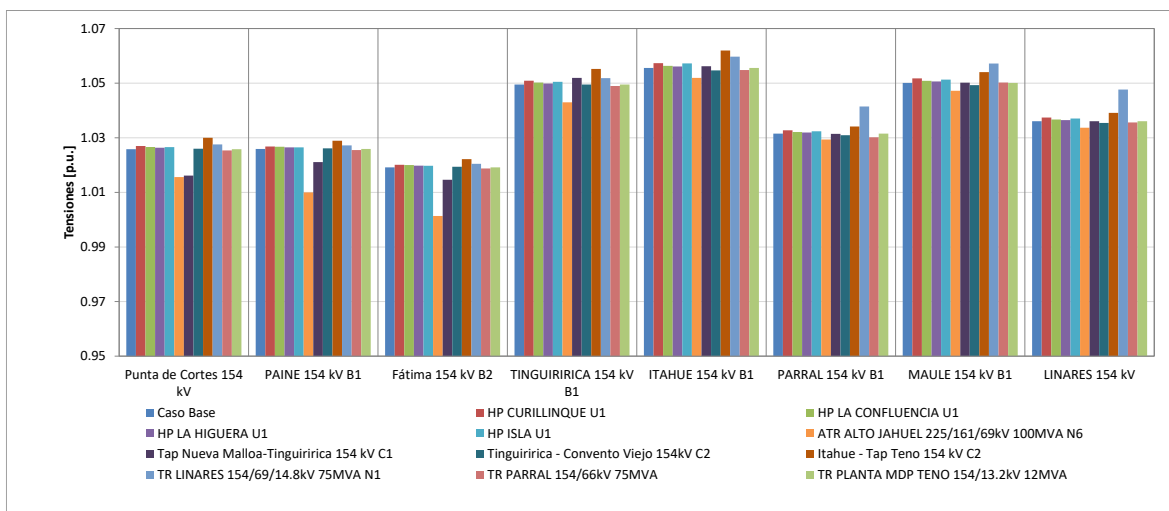


Figura 4.133. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E4 (Subárea 154 kV).

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E1.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por la diferencia entre los montos de generación de potencia reactiva de régimen permanente entre los estados de pre y post contingencia de los diferentes 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 de control de tensión inyecten reactivos, mientras que en color rojo las se destacan 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 ATR Itahue 225/161/69kV 300MVA, requiriendo una reserva dinámica interna de aproximadamente 19 MVar. Bajo estas condiciones la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales Curillínque y Convento Viejo.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas												
Falla Elemento	HP LA CONFLUENCIA U1		HP ISLA U1		ATR ALTO JAHUEL 225/161/69kV 100MVA N6		ATR ITAHUE 225/161/69kV 300MVA N4		Itahue - Tap Teno 154 kV C2		TR LINARES 154/69/14.8kV 75MVA N1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE ANCOA U1	-0.1	2%	-0.1	4%	0.3	3%	0.9	5%	-0.4	3%	26.4	153%
HP CONVENTO VIEJO U2	-0.1	3%	-0.2	7%	1.1	10%	2.2	12%	-1.5	12%	-0.6	-3%
HP CURILLINQUE U1	-0.3	7%	-1.1	31%	1.3	12%	4.6	25%	-2.4	20%	-1.6	-9%
HP EL PASO U1	-0.1	3%	-0.1	1%	0.2	2%	0.1	0%	-0.2	2%	-0.2	-1%
HP EL PASO U2	-0.1	3%	-0.1	1%	0.2	2%	0.1	0%	-0.2	2%	-0.2	-1%
HP EL PASO U3	-0.1	3%	-0.1	1%	0.2	2%	0.1	0%	-0.2	2%	-0.1	-1%
HP LA CONFLUENCIA U1			-0.2	6%	0.9	8%	0.4	2%	-0.9	8%	-0.7	-4%
HP LA CONFLUENCIA U2	-0.6	13%	-0.2	6%	0.9	8%	0.4	2%	-0.9	8%	-0.7	-4%
HP LA HIGUERA U1	-1.1	24%	-0.3	8%	1.2	11%	0.5	3%	-1.2	10%	-0.9	-5%
HP LA HIGUERA U2	-1.1	24%	-0.3	8%	1.2	11%	0.5	3%	-1.2	10%	-0.9	-5%
HP LIRCAY U1	-0.1	2%	-0.1	4%	0.3	3%	1.2	6%	-0.5	4%	-0.5	-3%
HP MARIPOSAS U1	0.0	1%	-0.1	2%	0.2	1%	0.5	3%	-0.2	2%	-0.2	-1%
HP PROVIDENCIA U1	-0.1	1%	-0.1	3%	0.2	2%	0.8	4%	-0.3	3%	-0.3	-2%
HP SAN ANDRES U1	-0.1	3%	-0.1	1%	0.2	2%	0.1	0%	-0.2	2%	-0.2	-1%
HP SAN ANDRES U2	-0.1	3%	-0.1	1%	0.2	2%	0.1	0%	-0.2	2%	-0.2	-1%
HP SAN IGNACIO U1	-0.1	3%	-0.2	6%	0.5	5%	1.8	9%	-0.8	6%	-0.7	-4%
TER ENERGIA PACIFICO U1	-0.1	2%	-0.1	1%	1.3	12%	0.3	2%	-0.3	2%	-0.1	-1%
TER NUEVA ALDEA III U1	0.0	1%	-0.1	2%	0.2	2%	0.3	1%	-0.2	2%	-0.8	-5%
TER VIÑALES U1	-0.1	2%	-0.1	4%	0.3	3%	-0.1	-1%	-0.4	3%	-0.5	-3%
T INTERNO	-4.4	100%	-3.6	100%	11.2	100%	18.6	100%	-12.4	100%	17.2	100%

Tabla 4.109. Requerimientos internos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur Subárea 154 kV E4 para diversas contingencias

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 ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100MVA y ATR Itahue 220/154/69kV 300MVA se requiere un gran aporte de recursos externos a la subárea.

Tabla 4.110. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E4

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas						
Gen Falla	HP LA CONFLUE NCIA U1	HP ISLA U1	ATR ALTO JAHUEL	ATR ITAHUE 225/161/	Itahue - Tap Teno 154 kV	TR LINARES 154/69/1
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO	-4.4	-3.6	11.2	18.6	-12.4	17.2
154-500/220	1.9	-1.4	13.9	19.0	-10.1	-2.3
TOTAL	-2.5	-5.0	25.1	37.5	-22.5	14.9

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

Para las barras más sensibles al grupo completo de contingencias analizadas 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.

- S/E Paine 154 kV

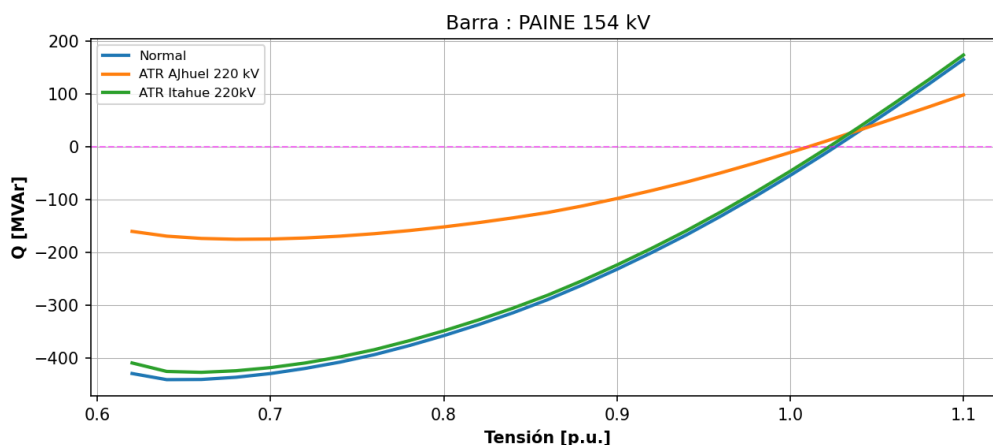


Figura 4.134. Curva QV en S/E Paine 154 kV en escenario E4.

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

Tabla 4.111. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paine 154 kV Área CT Centro-Sur

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
01_Normal	1.025	0.93 - 1.07	0.64	-440.3
02_ATR AJahuel 220 kV	1.009	0.90 - 1.10	0.68	-174.5
03_ATR Itahue 220kV	1.022	0.90 - 1.10	0.66	-426.4

De la tabla y gráfico anterior se puede observar que la tensión en la barra Paine 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.

4.5.4.2 Análisis de Resultados Escenario E5

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

a) Descripción del Escenario E5

Se consideran conectados los siguientes elementos de compensación de reactivos:

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

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

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E5

Los gráficos siguientes muestran la sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva (dV/dQ) en [%/MVar], para las distintas barras de la subárea 154 kV, en condiciones de operación normal y en los escenarios post contingencias.

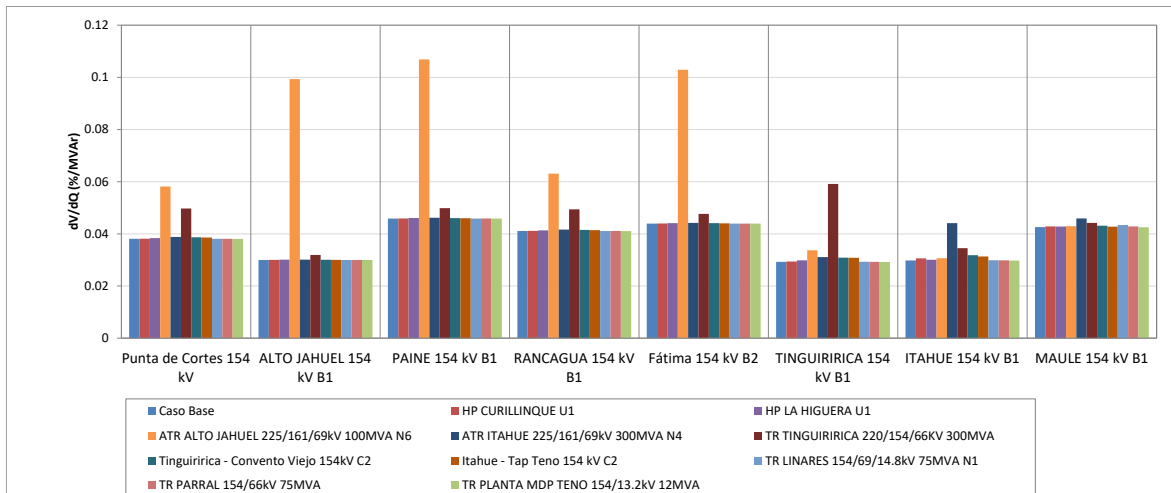


Figura 4.135. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E5 (Subárea 154 kV).

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 Paine 154 kV.

De igual manera que en el escenario E4, se puede observar que la mayor variación de sensibilidad en estado de post contingencia en comparación con estado normal ocurre en la barra Paine 154 kV, lo anterior producto de la pérdida del transformador ATR 225/161/69kV 100 MVA de la propia subestación.

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

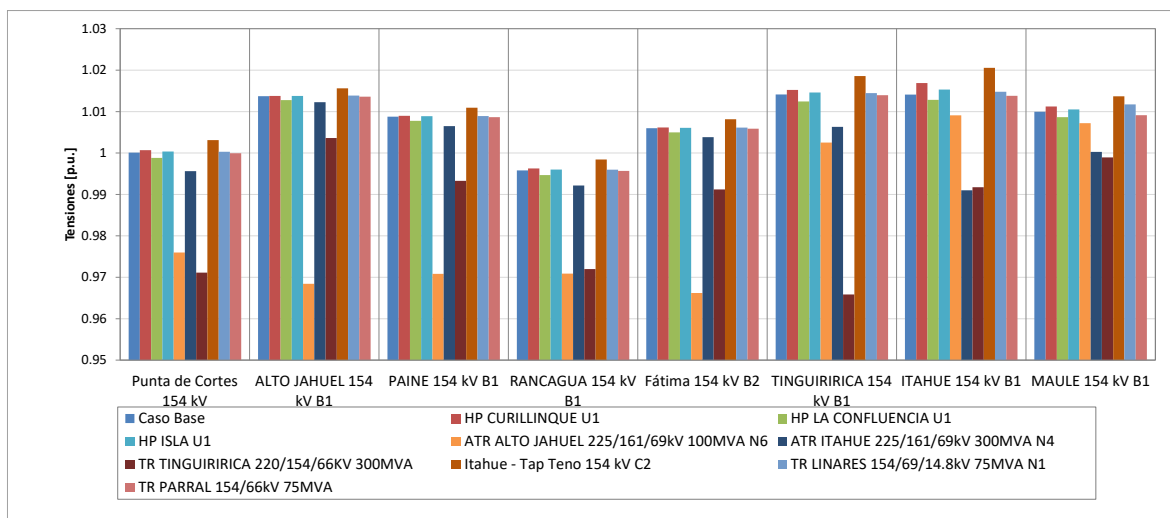


Figura 4.136. Tensión en barras área de CT Centro-Sur E5 (Subárea 154 kV).

c) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica Escenario E5.

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó por 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 ATR Itahue 225/161/69kV 300MVA, donde se requiere de una reserva dinámica de reactivos de aproximadamente 25 MVar. Bajo estas condiciones la mayor parte de los recursos de potencia reactiva son aportados por las centrales Curillínque, Cipreses e Isla.

Tabla 4.112. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur 154 kV E5 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas													
Falla Elemento	HP LA CONFLUENCIA U1		HP LA HIGUERA U1		ATR ALTO JAHUEL 225/161/69kV 100MVA N6		ATR ITAHUE 225/161/69kV 300MVA N4		Itahue - Tap Teno 154 kV C2		TR PARRAL 154/66kV 75MVA		
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	
HE ANCOA U1	0.2	3%	0.2	4%	0.3	2%	1.2	5%	-0.6	6%	3.2	50%	
HE CIPRESES U1	0.1	2%	0.1	2%	0.5	3%	2.1	8%	-0.6	6%	0.0	0%	
HE CIPRESES U3	0.2	2%	0.2	3%	0.6	5%	2.9	12%	-0.8	8%	0.0	1%	
HP CURILLINQUE U1	0.3	4%	0.3	5%	1.1	8%	5.2	21%	-1.4	14%	0.1	1%	
HP EL PASO U1	0.8	11%	0.5	8%	0.4	3%	0.3	1%	-0.3	3%	0.0	0%	
HP EL PASO U2	0.8	11%	0.5	8%	0.4	3%	0.3	1%	-0.3	3%	0.0	0%	
HP ISLA U1	0.2	2%	0.2	3%	0.6	4%	2.9	12%	-0.8	8%	0.0	1%	
HP ISLA U2	0.2	2%	0.2	3%	0.6	4%	2.9	11%	-0.8	8%	0.0	1%	
HP LA CONFLUENCIA U1			2.0	35%	1.9	13%	1.3	5%	-1.2	12%	0.1	1%	
HP LA HIGUERA U1	2.6	35%			2.3	16%	1.6	7%	-1.5	14%	0.1	2%	
HP OJOS DE AGUA U1	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	-1%	-0.4	-2%	0.1	-1%	0.0	0%	
HP SAN ANDRES U1	0.8	11%	0.5	8%	0.4	3%	0.3	1%	-0.3	3%	0.0	0%	
HP SAN ANDRES U2	0.8	10%	0.5	8%	0.4	3%	0.3	1%	-0.3	3%	0.0	0%	
HP SAN IGNACIO U1	0.2	3%	0.2	3%	0.5	4%	2.1	8%	-0.6	6%	0.1	2%	
TER ENERGIA PACIFICO U1	0.1	1%	0.1	2%	3.4	24%	0.2	1%	-0.2	2%	0.0	0%	
TER NUEVA ALDEA III U1	0.1	2%	0.1	2%	0.1	0%	0.3	1%	-0.2	2%	1.2	18%	
TER NUEVA ALDEA U1	0.1	2%	0.1	3%	0.1	1%	0.3	1%	-0.3	3%	1.4	21%	
TER VIÑALES U1	0.1	1%	0.1	2%	0.3	2%	1.1	5%	-0.3	3%	0.1	1%	
T INTERNO	7.5	100%	5.7	100%	14.0	100%	24.9	100%	-10.4	100%	6.4	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 de Itahue y ATR Alto Jahuel 225/161/69kV, requieren un gran aporte de recursos externos a la subárea.

Tabla 4.113. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas							
Gen	Falla	HP LA CONFLUENCIA U1	HP LA HIGUERA U1	ATR ALTO JAHUEL 225/161/69kV	ATR ITAHUE 225/161/69kV V 300MVA	Itahue - Tap Teno 154 kV C2	TR PARRAL 154/66kV 75MVA
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		7.5	5.7	14.0	24.9	-10.4	6.4
154-500/220		-1.6	-1.4	21.8	15.3	-6.0	0.1
TOTAL		6.0	4.2	35.8	40.1	-16.4	6.5

d) Determinación de la curva Q-V en la Barra más Débil Escenario E5.

Para las barras más sensible al grupo completo de contingencias analizadas 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 Paine 154 kV

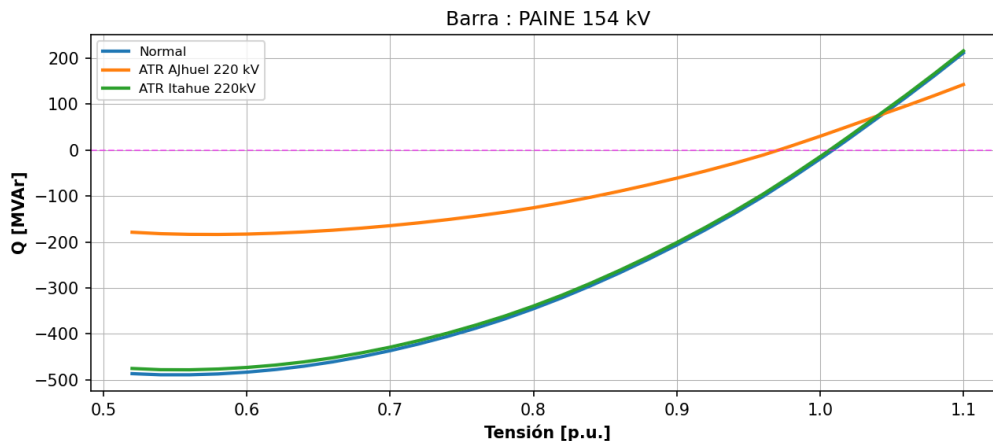


Figura 4.137. Curva QV en S/E Paine 154 kV en escenario E5.

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

Tabla 4.114. Descripción resultados Curva Q-V S/E Paine 154 kV E5 Área CT Centro-Sur.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
01_Normal	1.008	0.93 - 1.07	0.56	-489.2
02_ATR Ajhuel 220 kV	0.970	0.90 - 1.10	0.58	-183.6
03_ATR Itahue 220kV	1.006	0.90 - 1.10	0.56	-478.4

De la tabla y gráfico anterior se puede observar que la tensión en la barra Paine 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Sin embargo, se puede observar que ante la contingencia del transformador ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100MVA, el margen de reactivos se reduce significativamente en comparación con los demás casos analizados.

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).

a) Descripción del Escenario E6

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
 - La Confluencia

- San Andrés
- El Paso
- Centrales del sector Cipreses.
 - Curillinque
 - Cipreses
 - Isla

El 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 5.2 MVar.

b) Sensibilidad de Flujo de Potencia Escenario E6

El siguiente gráfico muestra 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.

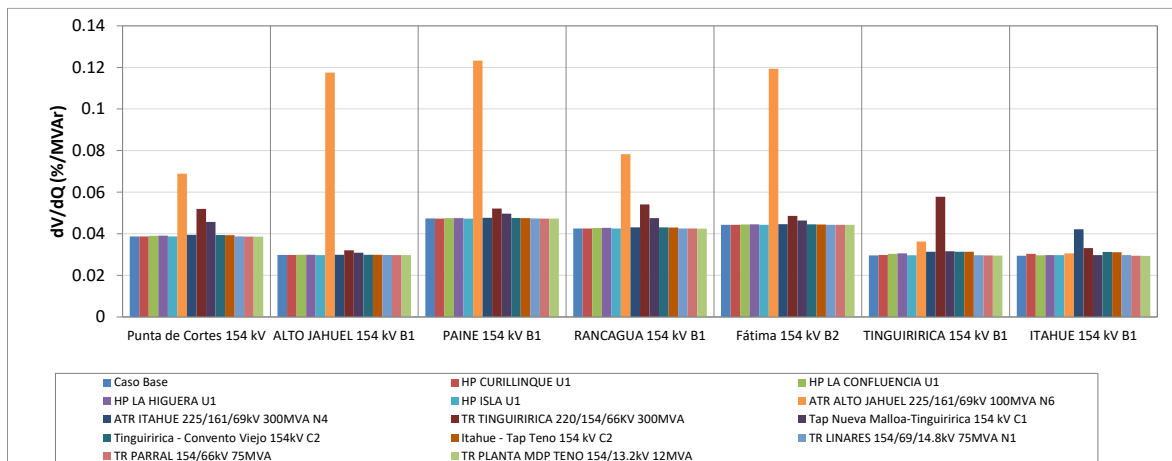


Figura 4.138. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras ACT Centro-Sur E6 (Subárea 154 kV).

c) Tensiones Escenario E6

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

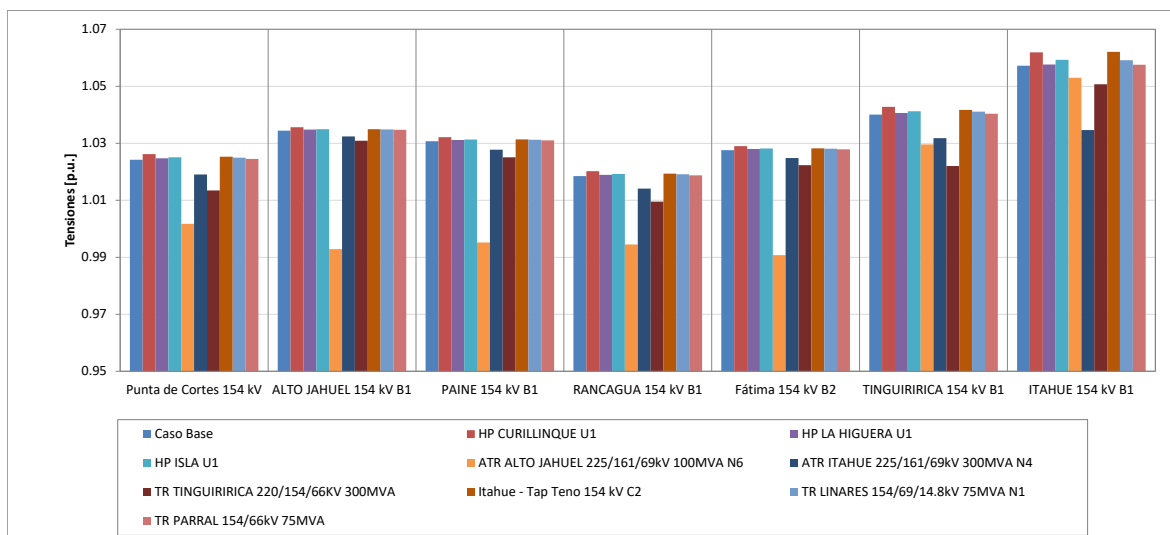


Figura 4.139. Tensión en barras ACT Centro-Sur E6 (Subárea 154 kV).

d) 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 4.115. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Centro-Sur 154 kV E6 para diversas contingencias.

Falla Elemento	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas													
	HP CURILLINQUE U1		HP ISLA U1		ATR ALTO JAHUEL 225/161/69kV 100MVA N6		ATR ITAHUE 225/161/69kV 300MVA N4		TR TINGUIRIRICA 220/154/66kV 300MVA		Itahue - Tap Teno 154 kV C2		TR LINARES 154/69/14.8kV 75MVA N1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE ANCOA U1	-0.5	9%	-0.2	8%	0.3	3%	1.4	6%	0.4	-8%	-0.2	4%	7.3	163%
HE CIPRESES U1	-0.4	8%	-0.2	6%	0.4	3%	2.1	9%	0.6	-14%	-0.5	8%	-0.2	-4%
HE CIPRESES U3	-0.5	9%	-0.2	7%	0.5	4%	2.4	11%	0.7	-17%	-0.5	10%	-0.2	-5%
HP CURILLINQUE U1			-0.6	21%	1.0	8%	5.2	23%	1.5	-35%	-1.1	20%	-0.4	-10%
HP EL PASO U1	-0.2	3%	-0.1	3%	0.5	5%	0.2	1%	0.0	23%	-0.1	2%	-0.1	-2%
HP ISLA U1	-0.6	10%			0.5	4%	2.9	12%	0.8	-19%	-0.6	11%	-0.2	-6%
HP ISLA U2	-0.6	10%	-0.2	8%	0.5	4%	2.9	12%	0.8	-19%	-0.6	11%	-0.2	-6%
HP LA CONFLUENCIA U1	-0.8	14%	-0.3	13%	2.2	18%	0.7	3%	-3.9	92%	-0.5	9%	-0.4	-8%
HP LA HIGUERA U1	-1.0	17%	-0.4	15%	2.7	22%	0.8	4%	-4.7	112%	-0.6	11%	-0.5	-10%
HP SAN ANDRES U1	-0.2	3%	-0.1	3%	0.5	5%	0.2	1%	0.0	23%	-0.1	2%	-0.1	-2%
HP SAN IGNACIO U1	-0.8	14%	-0.3	12%	0.5	4%	2.5	11%	0.7	-16%	-0.4	8%	-0.4	-9%
TER ENERGIA PACIFICO U1	-0.2	3%	-0.1	3%	2.2	19%	0.4	2%	0.8	-20%	-0.1	2%	-0.1	-1%
TER NUEVA ALDEA III U1	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	0%
T_INTERNO	-5.7	100%	-2.7	100%	11.9	100%	23.1	100%	-4.2	100%	-5.5	100%	4.5	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 4.116. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Gen	Falla	HP CURILLIN QUE U1	HP ISLA U1	ATR ALTO JAHUEL	ATR ITAHUE 225/161/	TR TINGUIRI RICA	Itahue - Tap Teno 154 kV	TR LINARES 154/69/1
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		-5.7	-2.7	11.9	23.1	-4.2	-5.5	4.5
154-500/220		-4.3	-1.9	18.8	19.6	-28.5	-2.4	-1.3
TOTAL		-10.0	-4.6	30.8	42.8	-32.7	-7.9	3.2

4.5.4.4 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para el escenario E6 en el que se obtuvieron los mayores requerimientos tanto de inyección como de absorción de potencia reactiva de la subárea, se simuló la aplicación de la contingencia que derivó dichos requerimientos. 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 4.117. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro-Sur, subárea de 154 kV.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \geq 5\%$?		$\angle \text{Dif. Ang.} \leq 120^\circ$?	$\angle V_{\min.} > 0.7$ p.u.?	$\angle V_{\min.} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?
Desconexión ATR Alto Jahuel 225/161/69kV 100MVA	E2	Puente Negro - Tinguiririca 220kV C2	178.7	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Falla 2F-T Punta de Cortés - Tinguiririca 154kV C1	E2	Tinguiririca - Tap Malloa 154kV C2	145.7	✓	✓	✓	✓	✓	✓

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

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

4.5.4.5 Prioridades de uso de recursos de Control de Tensión

En la 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 (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 permite afrontar dicha contingencia con un adecuado control de tensión.

Tabla 4.118. 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	E4	E5
Demanda de la zona (MW)	1155	1047
Generación de la zona (MW)	795	498
Contingencia más crítica en la zona	ATR Itahue 225/161/69kV 100MVA	Itahue – Tap Teno 154kV C1
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	25	-12
Distribución	HP La Higuera U1 19% HE Convento Viejo U1 14% HP La Confluencia U1 16%	HP La Higuera U1 25% HE Convento Viejo U1 20% HP La Confluencia U1 14%

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.

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 Ancoa, Convento Viejo, San Ignacio, Pacífico, Licanten y Lircay.

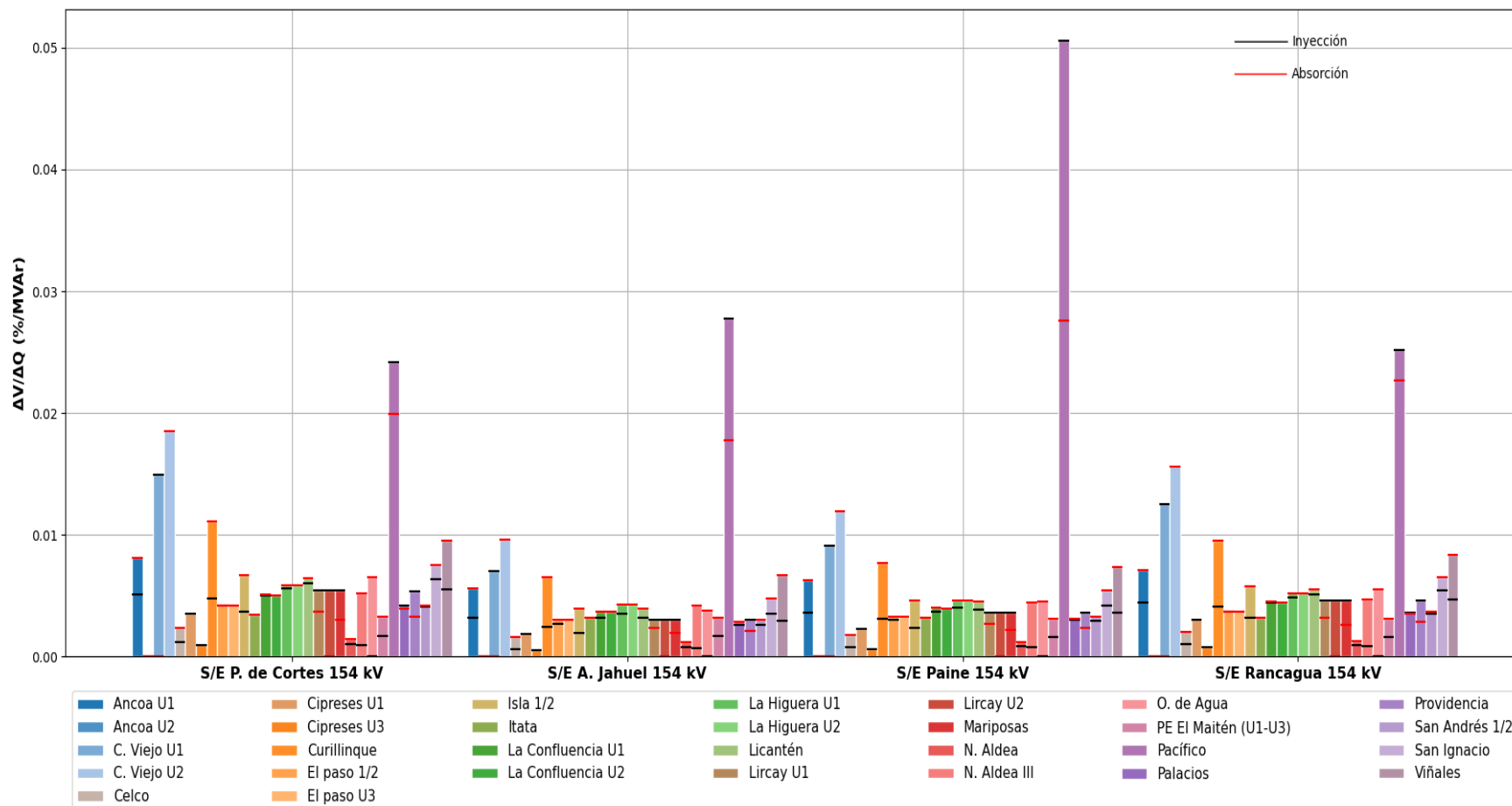


Figura 4.140. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 154 kV.

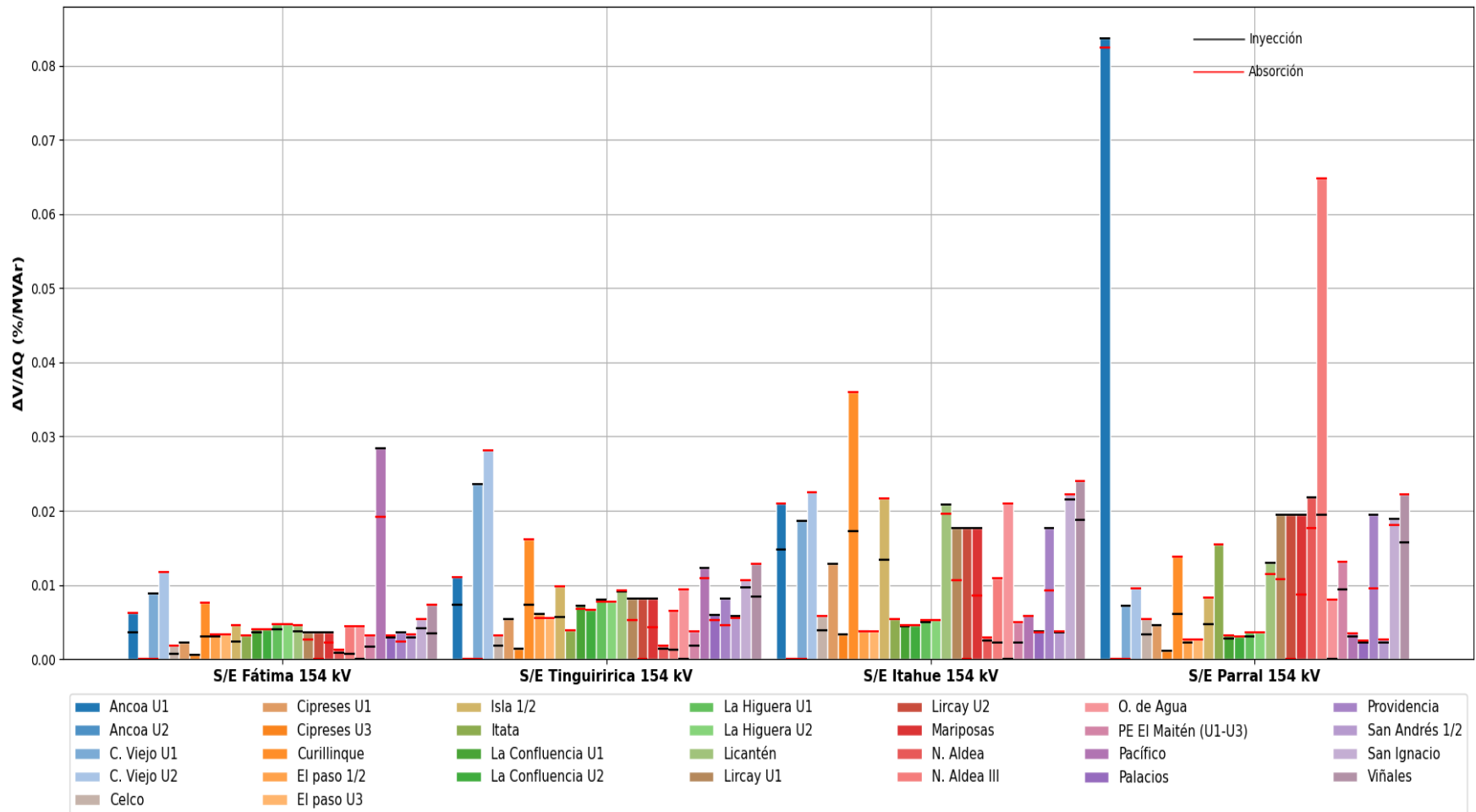


Figura 4.141. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 154 kV.

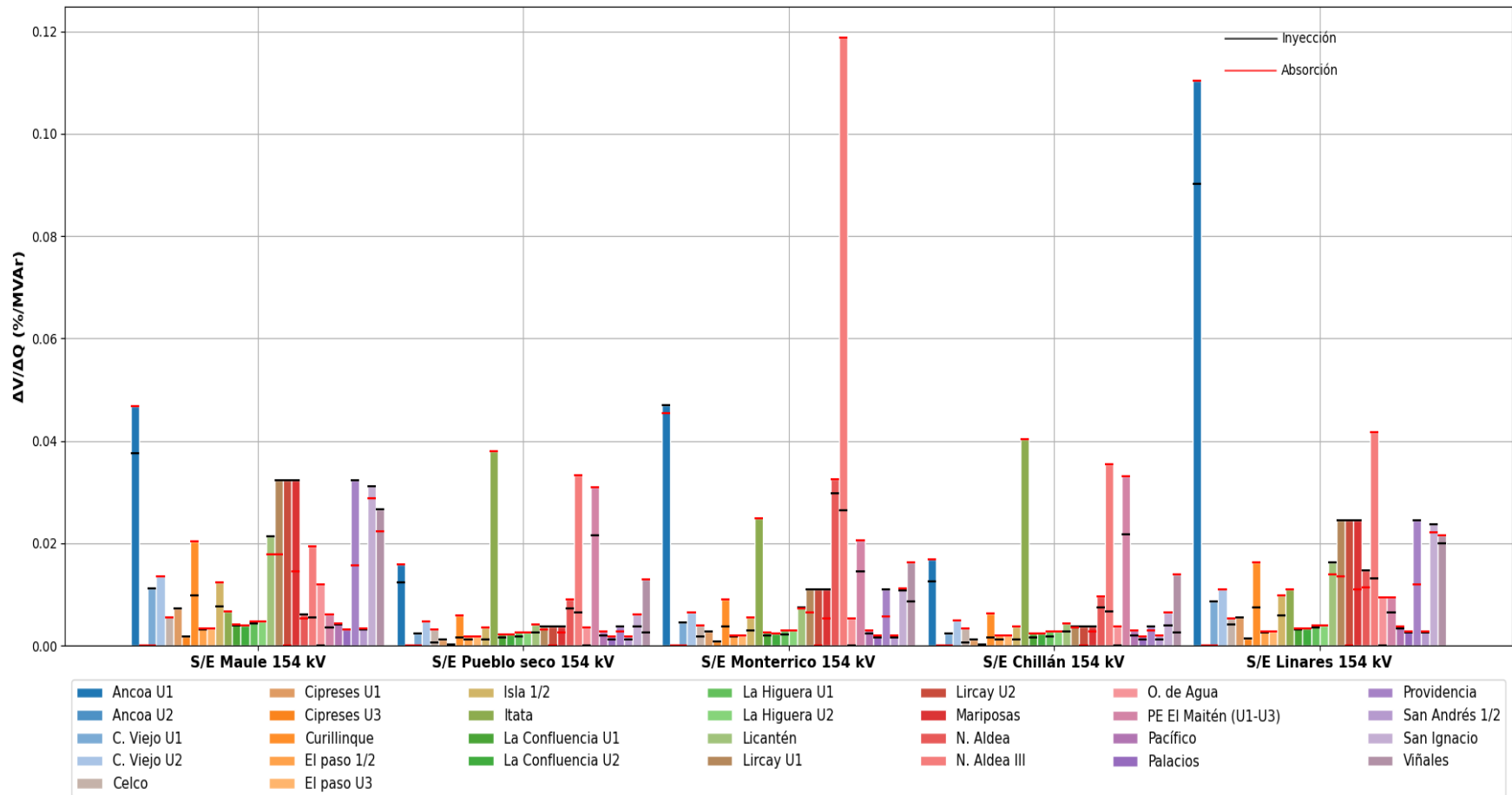


Figura 4.142. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 154 kV.

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 bajo estudio corresponden a las centrales generadoras de las centrales térmicas MAPA, Coronel, Arauco, Horcones, Escuadrón, Newen y Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower), mientras que el resto del soporte reactivo proviene desde S/E Charrúa.

4.5.5.2 Análisis de Resultados Escenario E2

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:

- TER Arauco U1
- TER Escuadrón U1
- TER Petropower U1
- BC Concepción 14.8kV 2x5 [MVar]
- BC Concepción 13.2kV 1x20 [MVar]
- BC San Vicente 154kV 1x40 [MVar]
- BC San Vicente 13.2kV 1x8.33 [MVar]
- CCEE Moly-Cop 1x4 MVar
- BC Petropower 20kV 3x8.33 [MVar]
- BC Perales 15kV 2x2.5 [MVar]
- BC Ejercito 15kV 1x2.5 [MVar]
- BC Latorre 15kV 1x2.5 [MVar]
- BC Tumbes 15kV 1x2.5 [MVar]
- BC Escuadron 15kV 1x2.5 [MVar]
- BC Escuadron 15kV 1x1.25 [MVar]

El detalle de los despachos de las centrales 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.

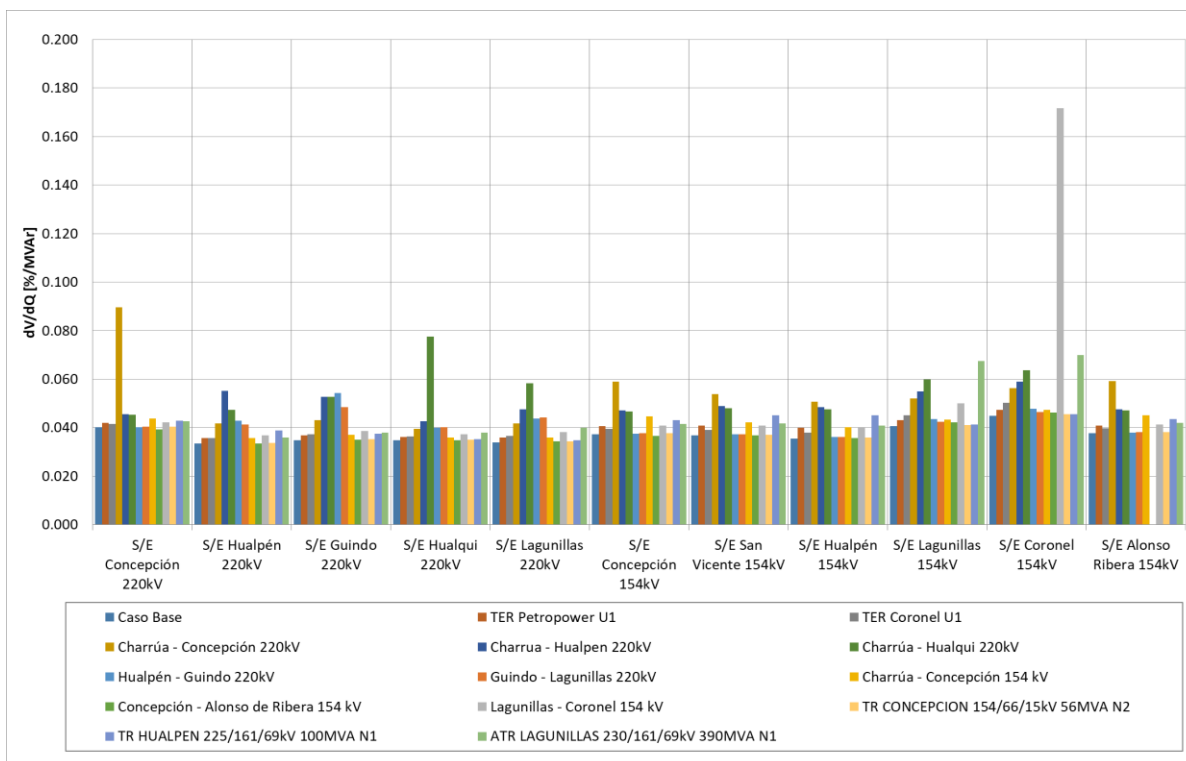


Figura 4.143. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E2.

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. Para la barra Concepción 220 kV la contingencia más crítica es la falla de la línea Charrúa – Concepción 220kV con la que se produce la pérdida de recursos externos provenientes de la subárea 500/220, mientras que para la barra de Coronel 154 kV la contingencia más crítica es la falla en la línea Lagunillas – Coronel 154kV.

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

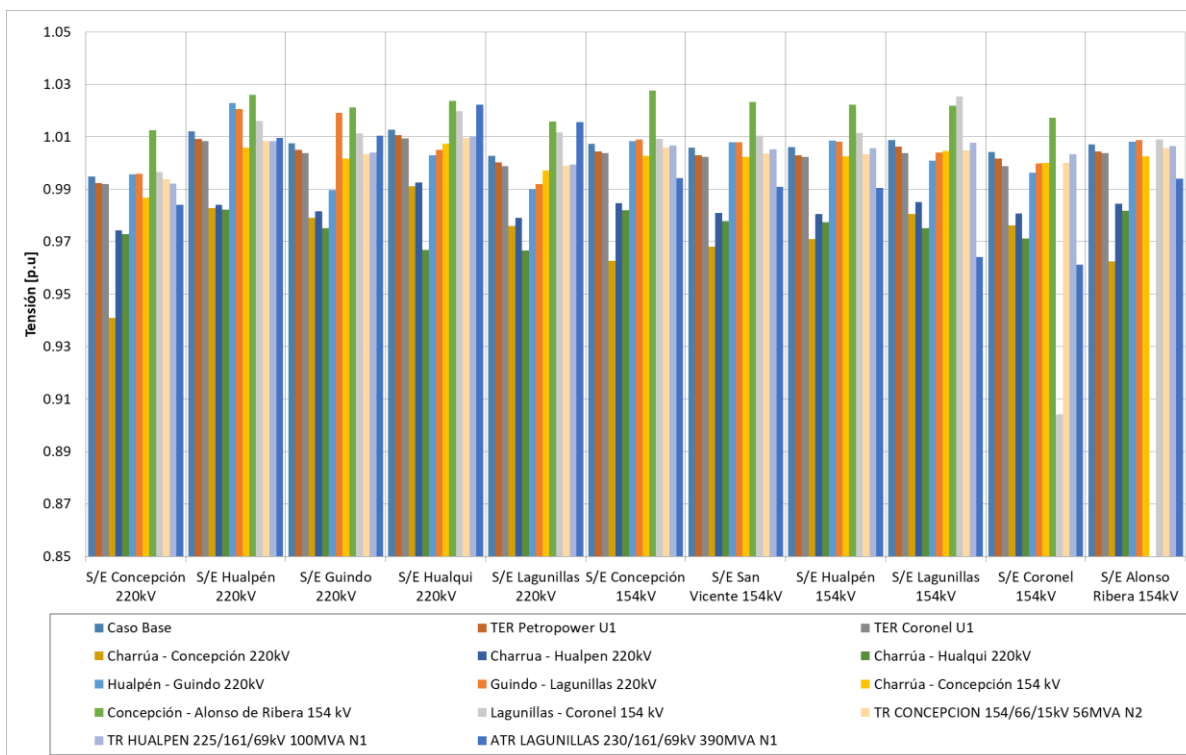


Figura 4.144. Tensión en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E2.

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 4.119. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Concepción, escenario E2 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Elemento	Charrúa - Concepción 220kV		Charrúa - Hualqui 220kV		Concepción - Alonso de Ribera 154 kV		Lagunillas - Coronel 154 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
TER ARAUCO U1	5.1	19%	6.1	22%	-2.4	18%	20.2	44%
TER Coronel U1	7.9	30%	9.2	34%	-3.7	28%	29.8	65%
TER ESCUADRON U1	3.7	14%	3.7	14%	-2.3	18%	-2.3	-5%
TER Petropower U1	10.1	38%	8.2	30%	-4.7	36%	-1.5	-3%
T_INTERNO	26.9	100%	27.2	100%	-13.1	100%	46.1	100%

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de absorción de potencia reactiva es la desconexión de la línea Concepción – Alonso de Ribera 154 kV, evento

ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de aproximadamente -13.1 MVar, los que son aportados por las 4 centrales despachadas en la subárea de Concepción (centrales de Petropower, Coronel, Arauco y Escuadron).

Por otra parte, la contingencia que implica el mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva corresponde a la falla en la línea Lagunillas – Coronel 154 kV, imponiendo un requerimiento de 46.1 MVar, aportados principalmente por las centrales Arauco y Coronel

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 soporte externo importante de potencia reactiva, principalmente desde la subárea 500/220 kV para la falla en la línea Concepción – Alonso de Ribera 154 kV.

Tabla 4.120. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
Gen	Falla	Charrúa - Concepción 220kV	Charrúa - Hualqui 220kV	Concepción - Alonso de Ribera 154 kV
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno		26.9	27.2	-13.1
Requerimiento Externo		-2.4	-9.5	-21.2
Total		24.5	17.7	-34.2

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

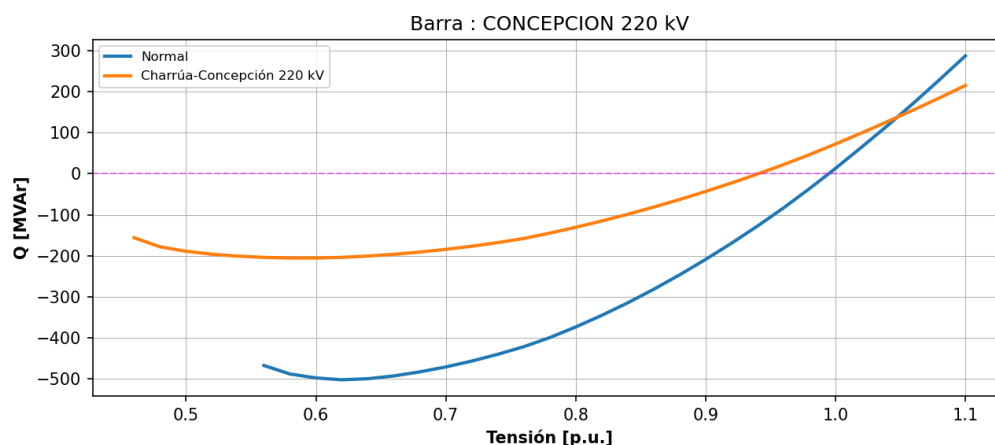


Figura 4.145. Curvas Q-V en S/E Concepción 220kV, escenario E2.

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

Tabla 4.121. Descripción resultados Curva Q-V S/E Concepción 220kV, escenario E2.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	0.99	0.976 - 1.079	< 0.56	-501.84
Charrúa - Concepción 220kV	0.94	0.955 - 1.099	< 0.46	-205.44

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

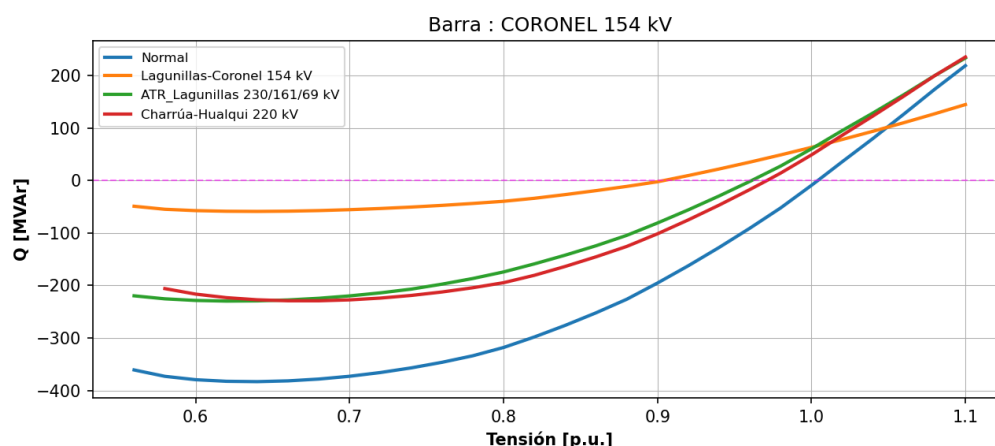


Figura 4.146. Curvas Q-V en S/E Coronel 154kV, escenario E2.

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

Tabla 4.122. Descripción resultados Curva Q-V S/E Coronel 154kV, escenario E2.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.00	0.93 – 1.07	< 0.56	-383.03
Lagunillas – Coronel 154kV	0.90	0.90 – 1.10	< 0.56	-58.89
ATR Lagunillas 230/161/69 kV	0.96	0.90 – 1.10	< 0.56	-229.66
Charrúa – Hualqui 220kV	0.97	0.90 – 1.10	< 0.58	-229.10

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. Sin embargo, se aprecia que ante la contingencia de la línea Lagunillas – Coronel 154kV el margen de

reactivos se ve reducido significativamente en comparación con las restantes contingencias analizadas.

4.5.5.3 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:

- TER Arauco U1
- TER Escuadrón U1
- TER Mapa TG7
- TER Mapa TG8
- TER Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower)
- BC Concepción 13.2kV 1x20 [MVar]
- BC Concepción 14.8kV 2x5 [MVar]
- BC San Vicente 154kV 1x40 [MVar]
- BC Petropower 20kV 3x8.33 [MVar]
- BC Coronel 66kV 1x10 [MVar]
- BC Escuadrón 15kV 1x2.5 [MVar]
- BC Escuadrón 15kV 1x1.25 [MVar]
- BC Perales 15kV 2x2.5 [MVar]
- BC Latorre 15kV 1x2.5 [MVar]
- BC Tumbes 15kV 1x2.5 [MVar]

El detalle de los despachos de las centrales 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.

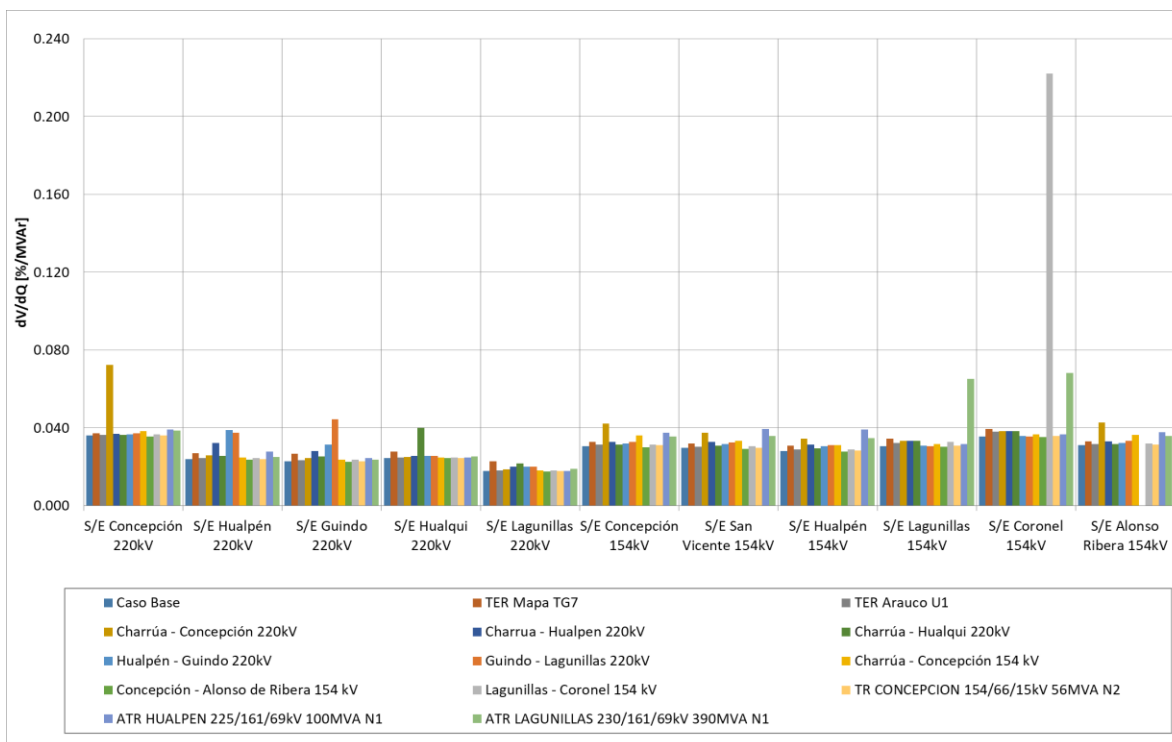


Figura 4.147. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E3.

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 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 falla de la línea Lagunillas – Coronel 154kV respectivamente. Las tensiones del sistema Concepción pre y post contingencia en p.u. base 220kV y 154kV se presentan a continuación:

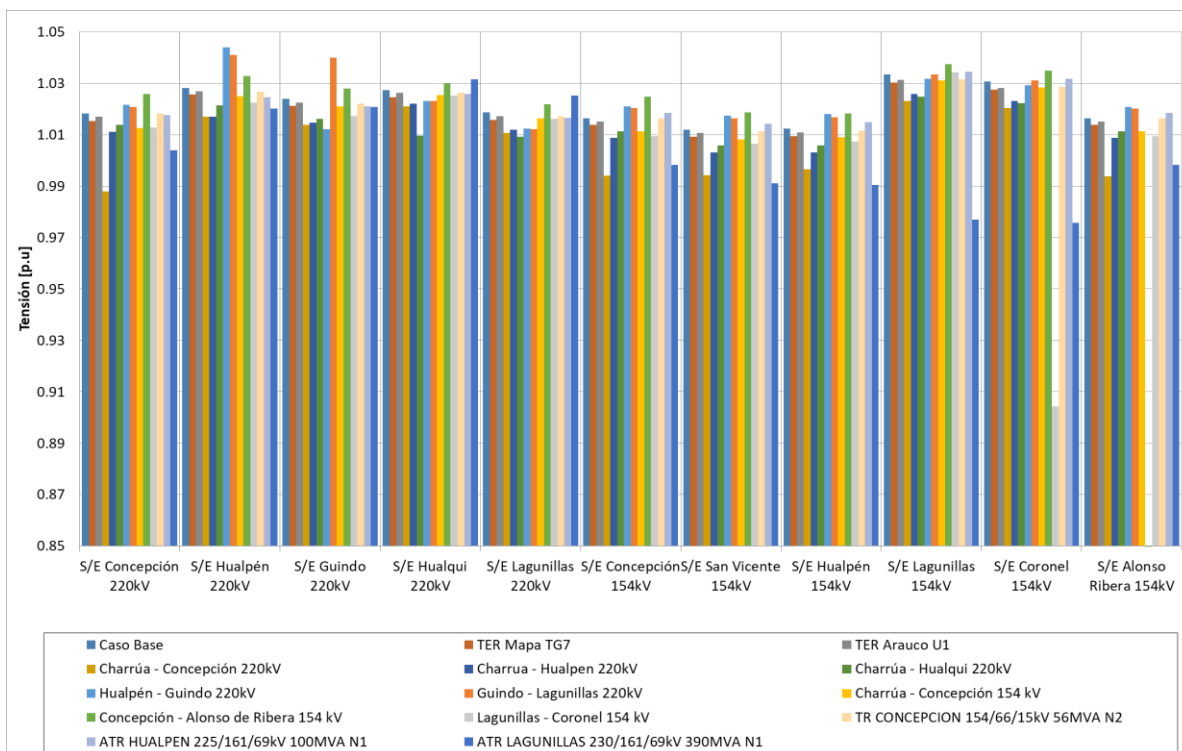


Figura 4.148. Tensión en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E3.

b) Determinación de Reserva de Potencia Reactiva

La reserva mínima de potencia reactiva para afrontar las diversas contingencias estudiadas se determinó 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 las siguientes tablas, se destaca en color azul las contingencias en donde se requiere que los recursos inyecten reactivos, mientras que en color rojo las contingencias que requieren que los recursos presentes en el ACT absorban reactivos.

Tabla 4.123. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Concepción, escenario E3 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Elemento	Charrúa - Concepción 220kV		Charrúa - Hualqui 220kV		Concepción - Alonso de Ribera 154 kV		Lagunillas - Coronel 154 kV	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
TER Arauco U1	1.8	6%	1.5	5%	-0.7	6%	22.2	73%
TER ESCUADRON U1	2.5	8%	1.7	5%	-1.0	8%	0.2	1%
TER Mapa TG7	10.1	33%	11.8	39%	-4.2	34%	3.0	10%
TER MAPA TG8	11.8	38%	13.8	45%	-4.9	39%	3.5	12%
TER PETROPOWER U1	4.7	15%	1.9	6%	-1.8	14%	1.5	5%
T_INTERNO	30.9	100%	30.6	100%	-12.5	100%	30.4	100%

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia que implica mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva es la desconexión de la línea Charrúa – Concepción 220kV C1, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de 30.9 MVar, los cuales son suministrados principalmente de las centrales de la central Mapa.

Por otra parte, la contingencia que implica el mayor requerimiento de absorción de potencia reactiva corresponde a la falla en la línea Concepción – Alonso de Ribera 154 kV, imponiendo un requerimiento de -12.5 MVar, aportados principalmente por las centrales de la central MAPA.

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.

Tabla 4.124. Requerimientos internos y aportes externos para Diversas Contingencias en escenario E3.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
Gen \ Falla	Charrúa - Concepción 220kV	Charrúa - Hualqui 220kV	Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	Lagunillas - Coronel 154 kV
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno	30.9	30.6	-12.5	30.4
Requerimiento Externo	-19.2	-30.7	-2.3	13.7
Total	11.7	-0.1	-14.8	44.2

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

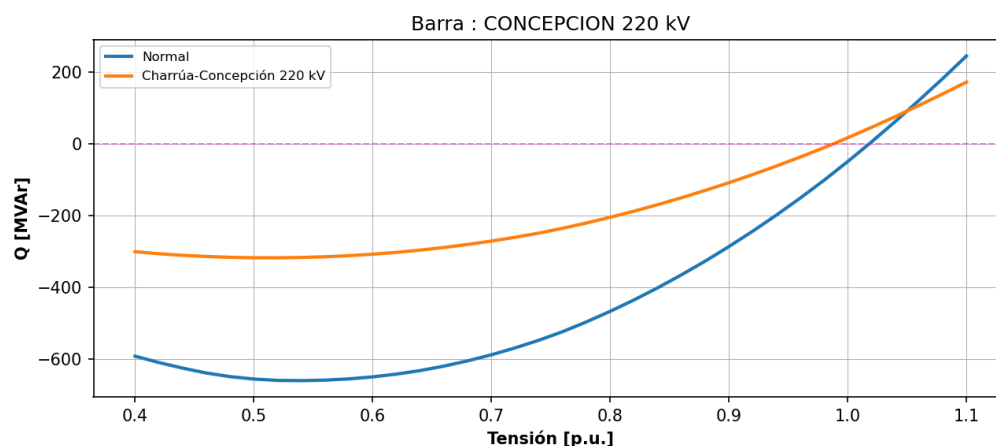


Figura 4.149. Curvas Q-V en S/E Concepción 220 kV, escenario E3.

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

Tabla 4.125. Descripción resultados Curva Q-V S/E Concepción 220 kV subárea Concepción, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.02	0.976 - 1.079	< 0.40	-660.99
Charrúa - Concepción 220kV C1	0.99	0.955 - 1.099	< 0.40	-318.12

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

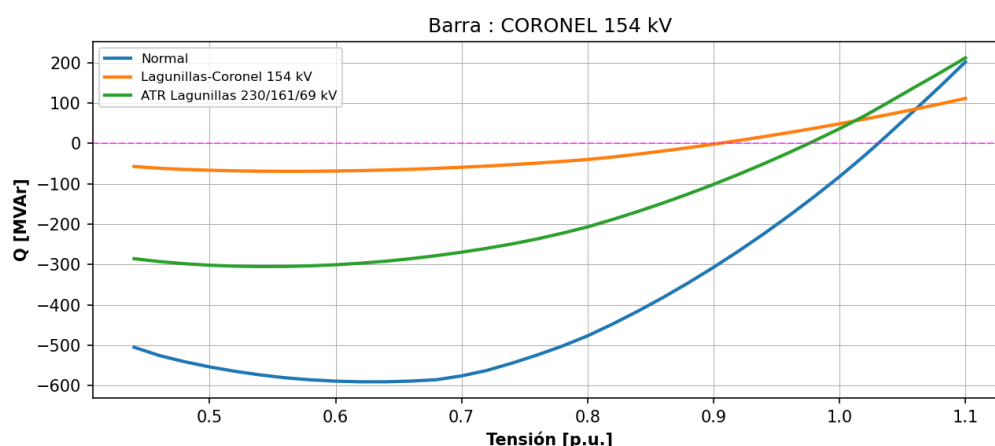


Figura 4.150. Curvas Q-V en S/E Coronel 154 kV, escenario E3.

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

Tabla 4.126. Descripción resultados Curva Q-V S/E Coronel 154 kV subárea Concepción, escenario E3.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.03	0.93 - 1.07	< 0.44	-590.73
Lagunillas – Coronel 154kV C1	0.90	0.90 - 1.10	< 0.44	-69.04
ATR Lagunillas 230/161/69kV	0.98	0.90 - 1.10	< 0.44	-305.15

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. Sin embargo, ante la contingencia de la línea Lagunillas – Coronel 154 kV, el límite de reactivos se reduce de manera significativa en comparación con el resto de las contingencias analizadas.

4.5.5.4 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:

- TER Arauco U1
- TER Escuadrón U1
- TER Mapa TG7
- TER Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower)
- BC Petropower 20kV 3x8.33 [MVar]

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 condiciones post contingencia.

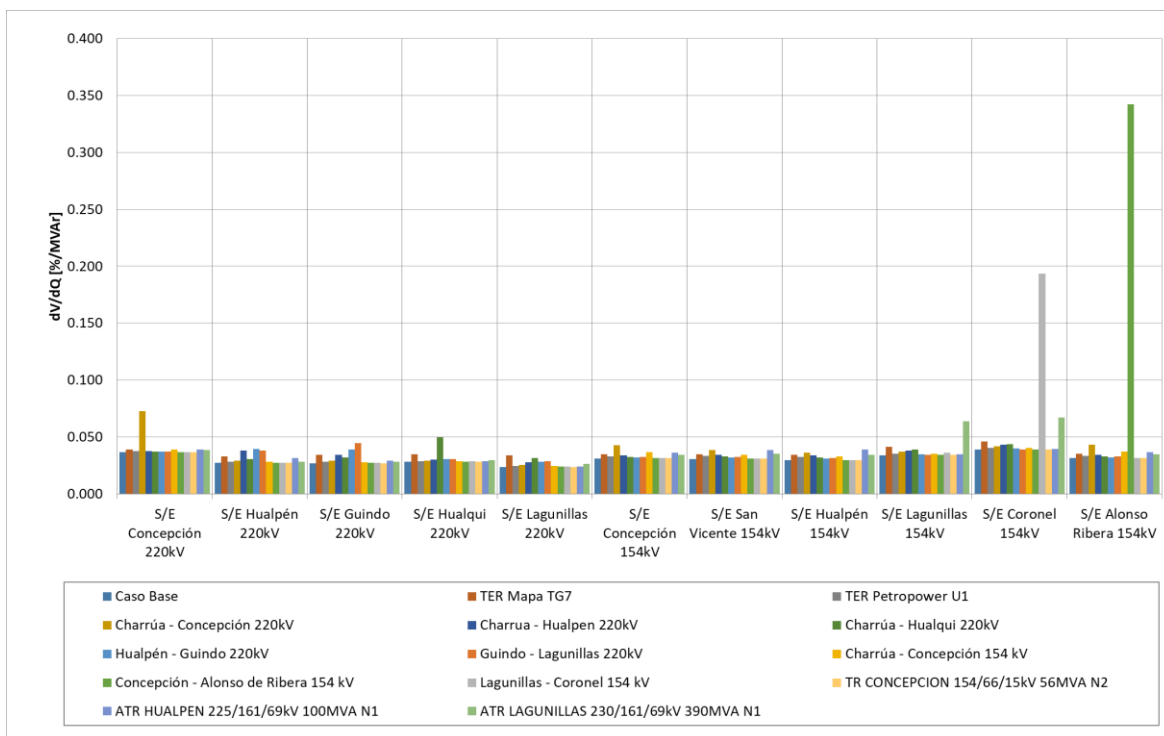


Figura 4.151. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV y 154kV subárea Concepción E6.

En el gráfico anterior se observa que, en operación normal y post contingencia, las barras más sensibles ante variaciones de la potencia reactiva son las barras Coronel 154 kV y Alonso de Ribera

154 kV, donde las contingencias que generan la mayor sensibilidad en estas barras son la falla de la línea Lagunillas – Coronel 154kV y Concepción – Alonso de Ribera 154 kV, respectivamente.

b) Tensiones Escenario E6

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

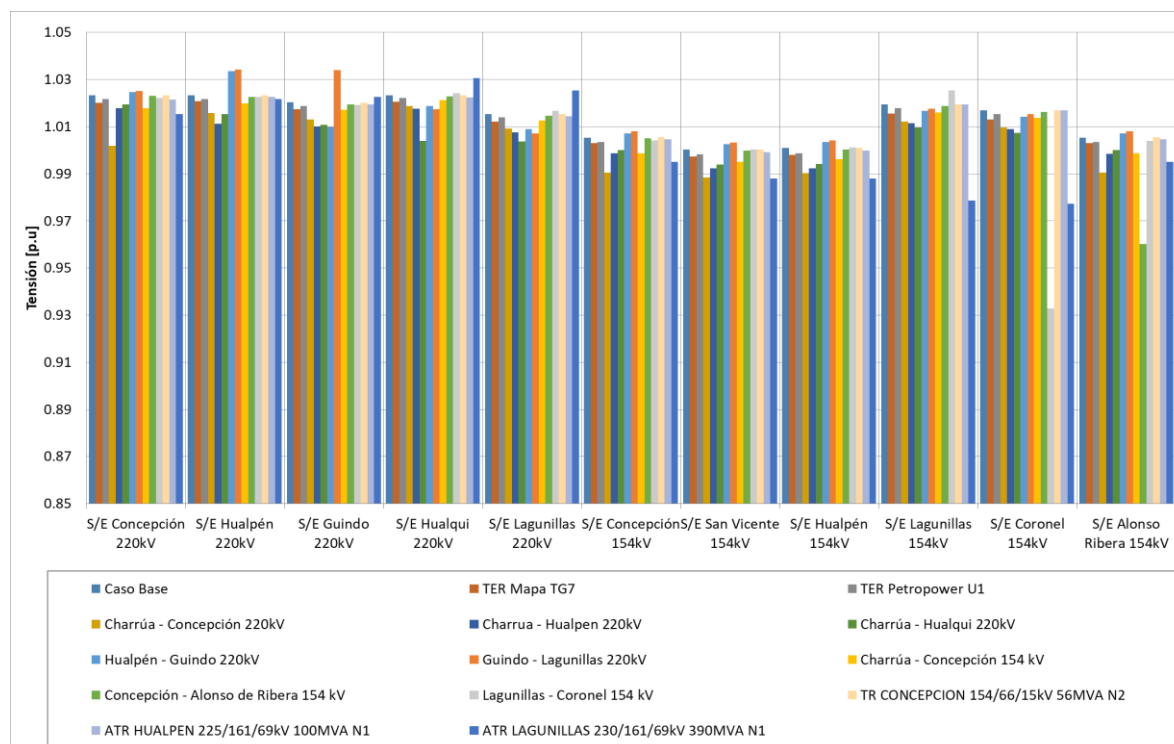


Figura 4.152. Tensión en barras ACT Centro-Sur subárea Concepción E6.

c) 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 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 4.127. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en la subárea Concepción, escenario E6 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas								
Falla Elemento	Charrúa - Concepción 220kV		Charrua - Hualpen 220kV		Charrúa - Hualqui 220kV		Petroquímicas - Hualpen 154 kV C1	
	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
TER ARAUCO U1	0.9	7%	0.9	6%	1.1	6%	0.0	4%
TER ESCUADRON U1	1.7	13%	1.7	12%	1.8	9%	0.0	11%
TER Mapa TG7	7.7	58%	9.6	66%	14.6	75%	-0.1	61%
TER Petropower U1	2.9	22%	2.3	16%	1.8	9%	0.0	23%
T_INTERNO	13.1	100%	14.5	100%	19.4	100%	-0.1	100%

La siguiente tabla presenta un resumen de los aportes entregados por los recursos internos y externos de la subárea.

Tabla 4.128. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas				
Falla Gen	Charrúa - Concepción 220kV	Charrua - Hualpen 220kV	Charrúa - Hualqui 220kV	Petroquímicas - Hualpen 154 kV C1
	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
Requerimiento Interno	13.1	14.5	19.4	-0.1
Requerimiento Externo	-10.1	-13.1	-20.0	1.1
Total	3.0	1.4	-0.6	0.9

d) 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 Coronel 154 kV

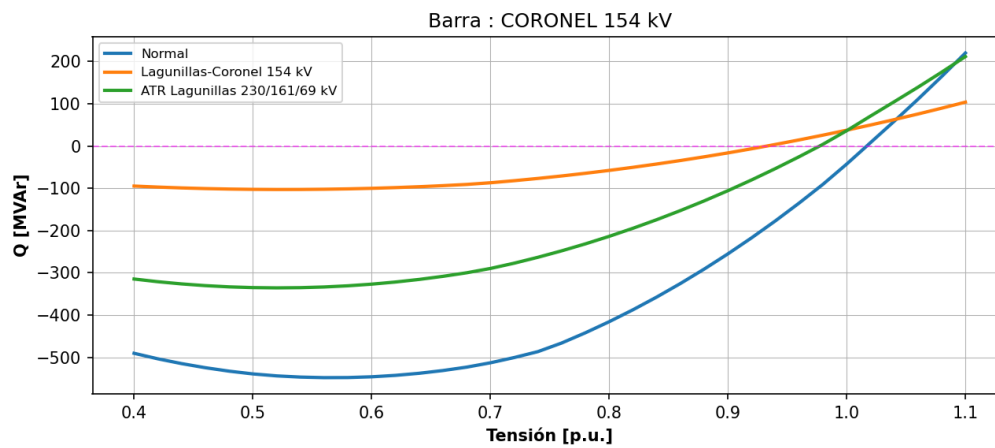


Figura 4.153. Curvas Q-V en S/E Coronel 154 kV, escenario E6.

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

Tabla 4.129. Descripción resultados Curva Q-V S/E Coronel 154 kV subárea Concepción, escenario E6.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.02	0.93 - 1.07	< 0.40	-547.77
Lagunillas – Coronel 154kV C1	0.93	0.90 - 1.10	< 0.40	-102.85
ATR Lagunillas 230/161/69kV	0.98	0.90 - 1.10	< 0.40	-335.49

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. Sin embargo, ante la contingencia de la línea Lagunillas – Coronel 154 kV, el límite de reactivos se reduce de manera significativa en comparación con el resto de las contingencias analizadas.

- S/E Alonso de Ribera 154 kV

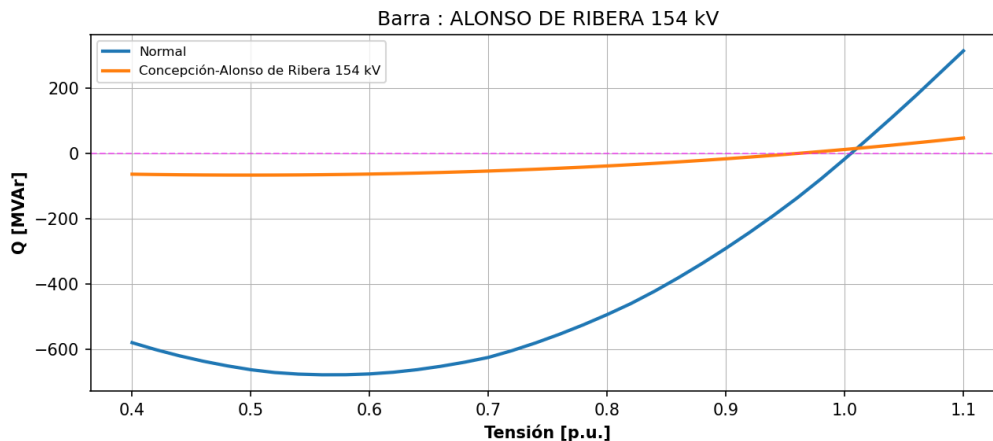


Figura 4.154. Curvas Q-V en S/E Alonso de Ribera 154 kV, escenario E6.

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

Tabla 4.130. Descripción resultados Curva Q-V S/E Alonso de Ribera 154 kV subárea Concepción, escenario E6.

Escenario	Vop Régimen Permanente [p.u]	Rango Aceptable [p.u]	V Colapso [p.u]	Margen [MVar]
Caso Base	1.01	0.93 - 1.07	< 0.40	-678.62
Concepción – Alonso de Ribera 154 kV	0.96	0.90 - 1.10	< 0.40	--66.38

De la tabla y gráfico anterior, se puede observar que las tensiones en la barra Alonso de Ribera 154 kV, tanto en operación normal como en estado de alerta, permanecen dentro de los límites aceptables. Además, se aprecia que cuenta con suficiente margen de reactivos por lo que no existe riesgo que se presenten problemas de estabilidad de tensión. Sin embargo, se hace notar que el margen de reactivos en la condición de contingencia de la línea Concepción – Alonso de Ribera 154 kV, se ve reducido en comparación con la condición normal de operación.

4.5.5.5 Verificación del Comportamiento Dinámico

Para el escenario E2 en el cual se obtuvieron los mayores requerimientos inyección y absorción de potencia reactiva de la subárea, se simuló la aplicación de las contingencias que derivó dichos requerimientos. 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 4.131. Resumen verificación comportamiento dinámico ACT Centro-Sur, subárea Concepción.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx.Transf.	$\xi (\geq 5\%)$		$V_{mín.} \geq 0.7$	$V > 0.8$ en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	
			Post-Cont. [MW]						
Sev 4 Concepción-Alonso de Ribera 154 kV	E2	Lagunillas - Quiñenco 154 kV	177.2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sev 4 Lagunillas-Coronel 154 kV	E2	Charrúa - Hualpén 220 kV	161.2	✓	✓	✓	✓	✓	✓

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 4.132. Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para la subárea de Concepción 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)	661	661
Generación de la zona (MW)	50	221
Contingencia más crítica en la zona	Lagunillas – Coronel 154 kV (*)	Concepción - Alonso de Ribera 154kV
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	47	-14
Distribución	TER Arauco U1: 44% TER Coronel U1: 65%	TER Petropower: 35% TER Coronel U1: 27% TER Escuadron U1 : 20% TER Arauco U1 : 18%

(*) la contingencia en la línea Lagunillas - Coronel 154 kV provoca sobrecargas en las líneas de Los Guindos - Loma Colorada 2x66kV y transformador Los Guindos 220/66 kV

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, en el escenario más exigente en términos de requerimientos de potencia reactiva (Escenario E2) la central Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower) resulta ser el recurso más efectivo para controlar tensión en el sistema de transmisión comprendido entre las SS/EE de Concepción y Hualpén; entre las SS/EE Hualqui y Lagunillas los recursos más efectivos son las centrales de Escuadrón y Coronel; mientras que en S/E Coronel los recursos de CT más efectivos en el CT son las centrales de Coronel y Arauco.

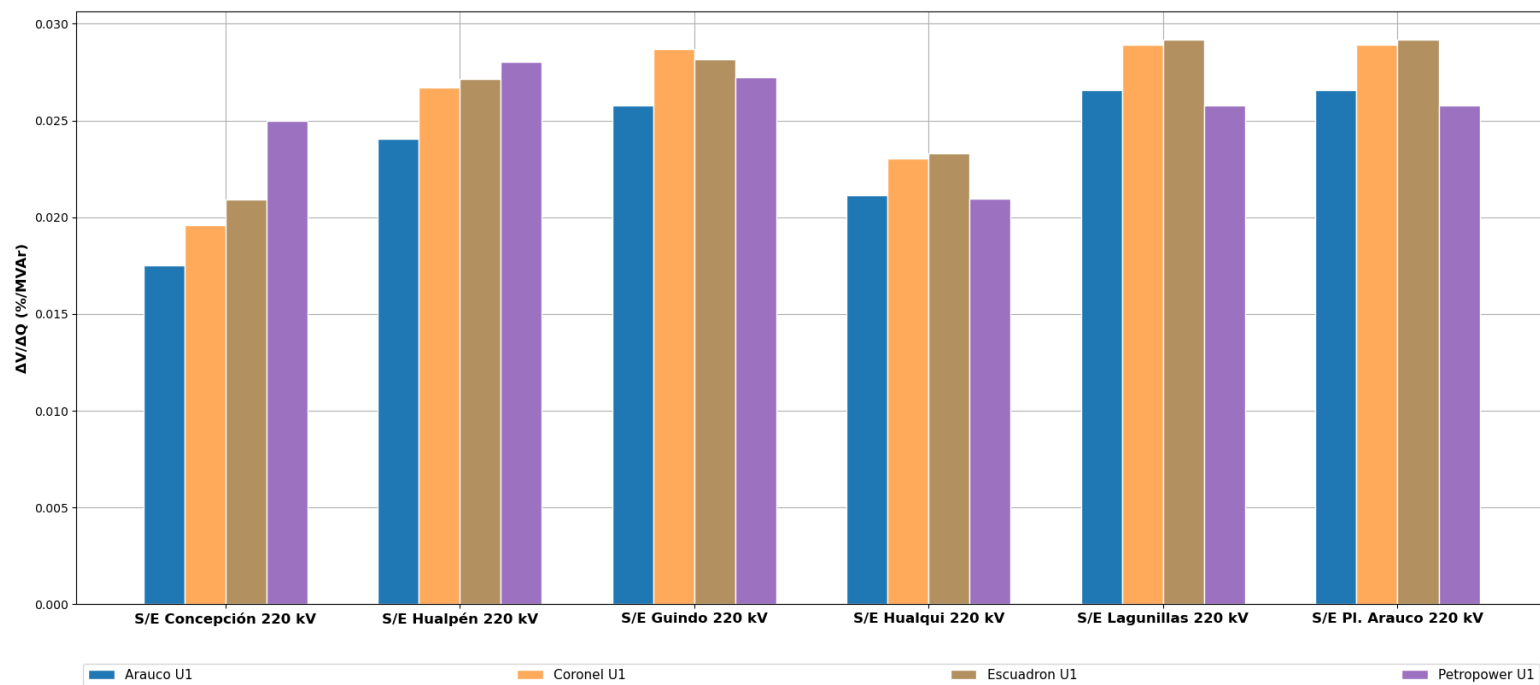


Figura 4.155. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – Concepción – 1.

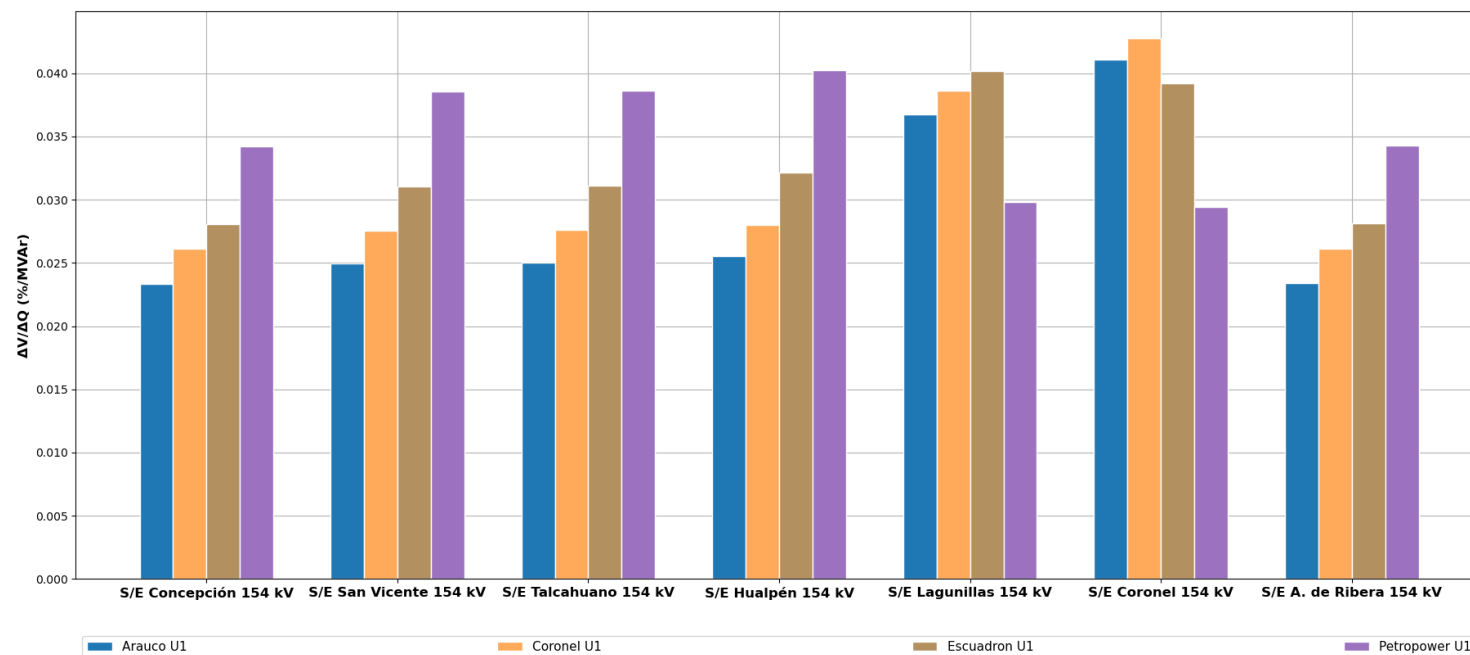


Figura 4.156. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – Concepción – 2.

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 4.133. Escenarios de operación para el análisis ACT 5.

Escenario	Consumo ACT (MW)	Generación ACT (MW)	Generación ERV ACT (MW)
E2	747.2	459.3	144.4
E5	844.1	516.0	183.8
E6	319.5	286.6	81.0

Para los tres escenarios analizados se consideraron en servicio las siguientes obras de transmisión relevantes del ACT, de acuerdo con las fechas estimadas de puesta en servicio indicadas en el Punto 3.3.2:

- Nueva línea Tineo (Nueva Puerto Montt) – Nueva Ancud 2x220 kV, 2x1100MVA, el cual incluye un reactor en S/E Nueva Ancud 220kV de 50MVAR.
- Nueva Línea Chiloé – Gamboa 2x220 kV, 2x230MVA.
- Reactor Nueva Pichirropulli 220 kV, 50MVAR.

En esta ACT se presentan elevados niveles de tensión producto de la potencia reactiva inyectada principalmente por las líneas del sistema de transmisión de 220 kV de la misma ACT, y de la ACT Centro – Sur en sus instalaciones adyacentes entre las SS/EE Cautín y Charrúa.

Debido a esta condición, la compensación de potencia reactiva es solventada parcialmente por los parques eólicos que se encuentran en las cercanías de las SS/EE Mulchén y Río Malleco, con lo cual es posible alcanzar tensiones adecuadas en la S/E Cautín, la cual corresponde al límite del ACT Sur con el ACT adyacente.

Además, de manera excepcional, en el escenario E6 (Demanda baja) se consideró la operación del sistema de transmisión con un circuito fuera de servicio en las líneas Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV y Tineo - Nueva Ancud 220 kV, disponiendo así de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT de la ACT.

4.6.2 Contingencias Simuladas

Para los escenarios analizados se consideraron las siguientes contingencias:

- Desconexión una unidad de la Central Canutillar
- Desconexión Central Rucatayo U1
- Desconexión Central Valdivia U1
- Desconexión CER Puerto Montt
- Desconexión Reactor Nueva Pichirropulli 220 kV 50 MVA

- Desconexión Reactor Nueva Ancud 220 kV 50 MVA
- Falla Línea Río Toltén — Nueva Metrenco 220 kV C1 (HP Carilafquen – HP Malalcahuello)
- Falla Línea Nueva Pichirropulli – Rahue 220 kV C2 (HP Rucatayo)
- Falla Línea Rahue – Frutillar Norte 220 kV C2 (HP Rucatayo)
- Falla Línea Frutillar Norte – Tineo 220 kV C1 (PE Aurora)
- Falla Línea Tineo - Puerto Montt 220 kV C1
- Falla Línea Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV C1
- Falla Línea Tineo – Nueva Ancud 220 kV C1
- Falla Línea Melipulli – Pargua 220 kV
- Falla Línea Chiloé – Gamboa 220 kV
- Desconexión Transformador Lastarria 220/66/13.2 kV 75 MVA
- Desconexión Transformador Antillanca 220/110 kV 60 MVA
- Desconexión Transformador Llanquihue 220/66/23 kV 90 MVA
- Desconexión Transformador Pargua 230/110/15 kV 60 MVA

4.6.3 Análisis de resultados Escenario 2 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 Rucatayo U1
- Central Valdivia U1
- Central Carilafquen (U1 – U2)
- Central Malalcahuello (U1 – U2)
- Central Pilmaiquen U1
- Central Pilmaiquen U2
- Central Pullinque U1
- Central Cumbres U1
- Central Capullo U1
- Central Pulelfu U1
- Central Lican (U1 – U2)
- Central Trincao (U1 – U10)
- Central Calle Calle (U1 – U7)
- Central Trapen (U1 – U50) N1 y U2
- Central Mocho U1
- Central Correntoso U1
- Central Palmar U1
- CER Puerto Montt

- 1x50 MVar Reactor 220 kV en barra de la S/E Nueva Pichirropulli.
- 1x50 MVar Reactor 220 kV en barra de la S/E Nueva Ancud.

El detalle de despacho de centrales 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, S/E Chiloé 220kV y S/E Gamboa 220 kV. 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.

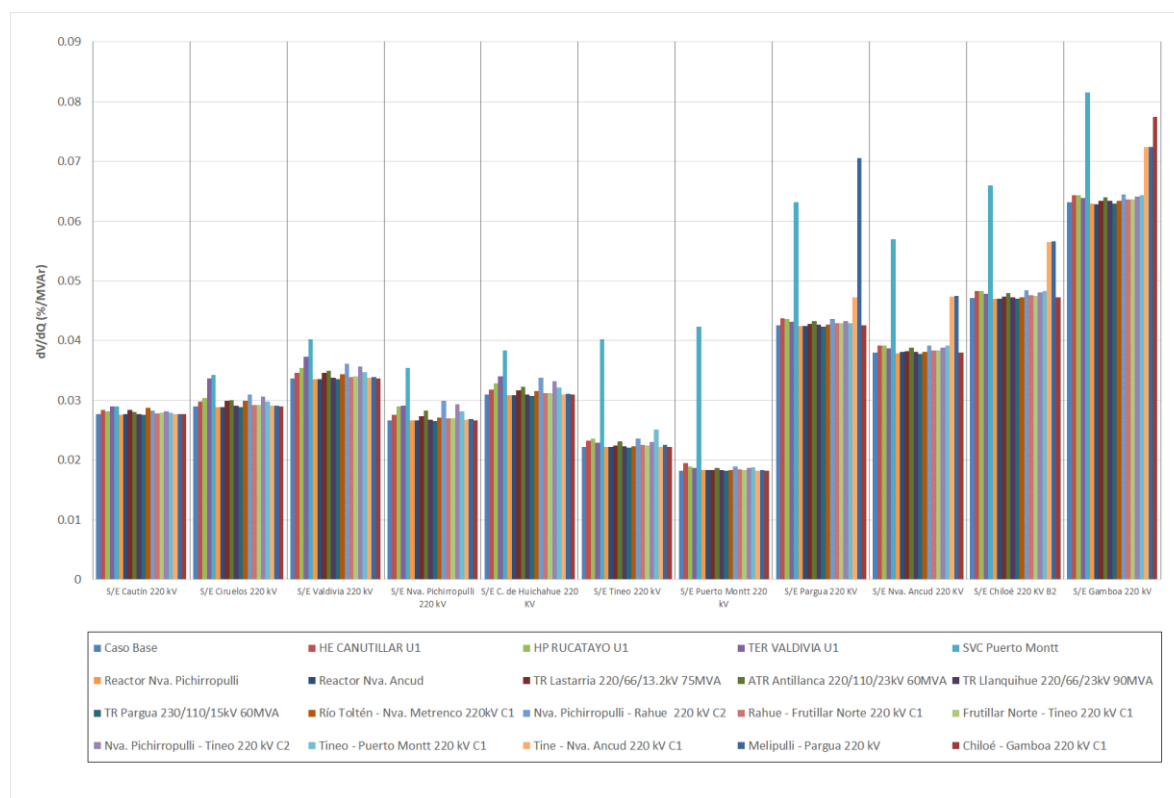


Figura 4.157. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV área de CT Sur E2.

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

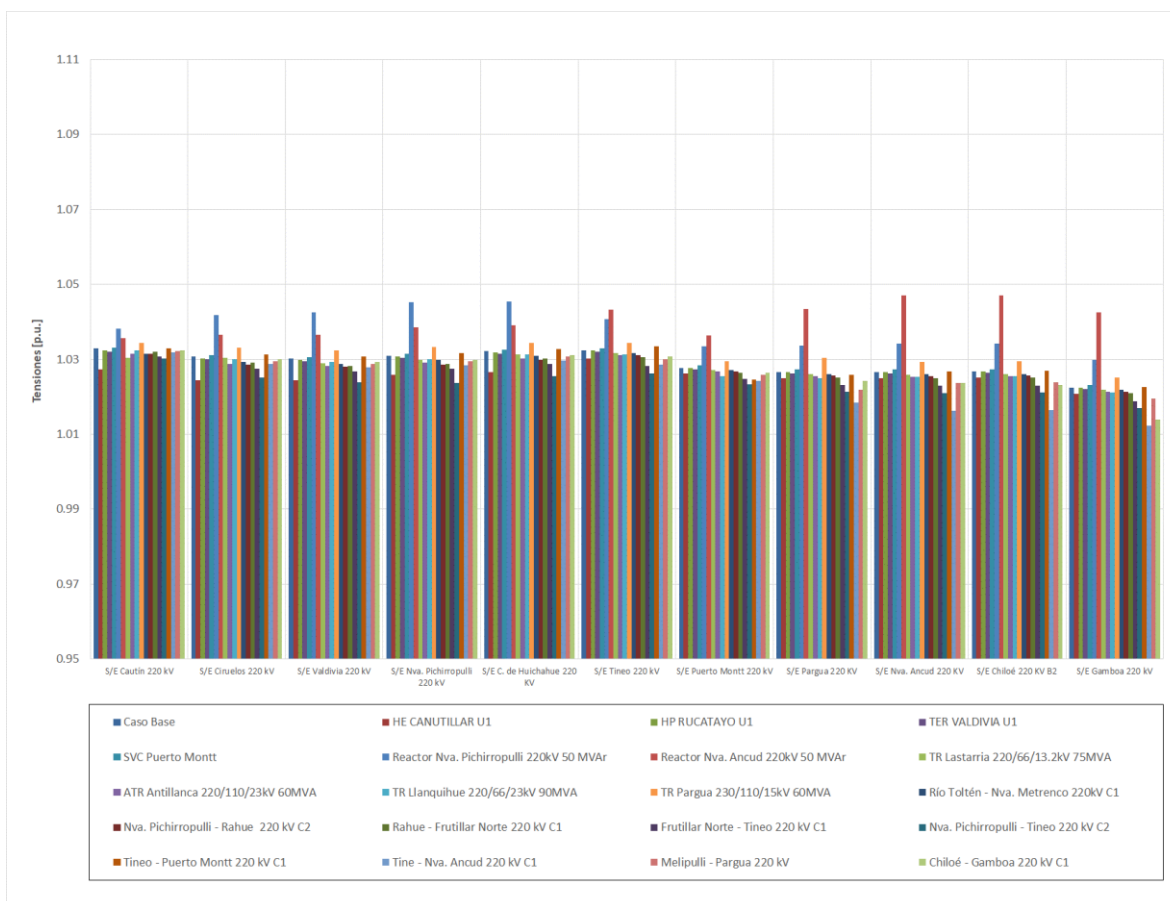


Figura 4.158. Tensión en barras de 220kV área de CT Sur E2.

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 4.134. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Sur, escenario E2 para diversas contingencias.

Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																											
Elemento	Falla	HE CANUTILLAR U1		HP RUCATAYO U1		TER VALDIVIA U1		SVC Puerto Montt		Reactor Nva. Pichirropulli 220 kV		Reactor Nva. Ancud 220kV		TR Lastarria 220/66/13.2kV 75MVA		ATR Antillanca 220/110/23kV 60MVA		TR Llanquihue 220/66/23kV 90MVA		TR Pargua 230/110/15kV 60MVA		Río Toltén - Nva. Metreco 220kV C1		Nva. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2		Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1		Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1		Nva. Pichirropulli - Tineo 220 kV C2		Tineo - Puerto Montt 220 kV C1		Tineo - Nva. Ancud 220 kV C1		Melipulli - Pargua 220 kV		Chilod - Gamboa 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	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]		
HE CANUTILLAR U1																																											
HE CANUTILLAR U2		0.6	4%	0.0	1%	0.1	6%	-0.1	21%	-2.2	6%	-3.1	7%	0.2	2%	0.4	5%	0.9	9%	-0.7	7%	0.2	9%	0.3	3%	0.5	5%	1.2	7%	1.8	6%	1.3	11%	1.4	7%	0.7	7%	0.5	7%	0.5	7%		
HP CAPULLO U1		0.3	0%	0.0	0%	0.1	6%	-0.2	24%	-2.2	6%	-3.1	7%	0.2	2%	0.4	5%	0.9	9%	-0.7	7%	0.2	9%	0.3	3%	0.5	5%	1.2	7%	1.8	6%	1.3	11%	1.4	7%	0.7	7%	0.5	7%	0.5	7%		
HP CARILAFQUEU (U1-U2)		0.3	2%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	6%	-0.3	1%	-0.2	1%	-0.2	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	-0.1	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.2	1%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP CORRENTOSO U1		0.2	2%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	6%	0.2	1%	-0.4	1%	0.0	0%	-0.6	-8%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.2	2%	0.2	1%	0.3	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%
HP CUMBRES U1		0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	6%	0.1	1%	-0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%		
HP LICAN (U1-U2)		0.3	2%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	6%	0.1	3%	-0.2	2%	0.0	1%	1.3	27	31%	0.1	1%	0.2	2%	0.2	2%	0.3	3%	0.3	3%	0.5	2%	-0.1	-1%	0.2	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	
HP MALCACHUELLO (U1-U2)		0.2	1%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	0%	-0.2	0%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.2	-5%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%		
HP MOCHO U1		0.2	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.2	2%	-0.6	1%	-0.4	1%	0.0	0%	-0.1	-1%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.2	2%	0.2	1%	0.3	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%
HP PALMAR U1		0.2	2%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	6%	-0.2	1%	-0.2	1%	0.0	0%	-0.8	-8%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%
HP PILMAQUEU U1		0.2	2%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	2%	-0.4	1%	-0.4	1%	0.0	0%	0.1	2%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.2	1%	0.3	1%	0.3	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%
HP PILMAQUEU U2		0.2	2%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	2%	-0.6	1%	-0.4	1%	0.0	0%	0.1	2%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.2	1%	0.3	1%	0.3	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%
HP PULUFU U1		0.1	1%	0.0	0%	0.0	1%	0.1	6%	-0.3	1%	-0.2	0%	0.0	0%	-0.3	-4%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.2	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%		
HP PULLINQUE U1		0.1	0%	0.0	0%	0.0	1%	0.1	6%	-0.1	1%	-0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%		
HP RUCATAYO U1		1.8	13%	0.1	1%	1.5%	6%	0.2	12%	-0.7	4%	-1.1	12%	-3.1	7%	0.4	4%	1.0	15%	0.4	4%	-1.0	8%	4	11%	4.5	42%	1.4	16%	1.4	8%	2.9	10%	-0.4	-3%	1.3	7%	0.8	8%	0.5	7%		
TER CALLE CALLE (U1-U7)		0.7	5%	0.0	1%	1.1%	6%	0.0	0%	-3	1%	-3	1%	0.0	2%	1.0	9%	0.2	3%	0.1	1%	-0.3	2%	0.2	9%	0.3	2%	0.2	2%	0.4	2%	0.7	3%	-0.1	-1%	0.3	1%	0.2	2%	0.1	1%		
TER TRAPEN (U1-U59, N1)		0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	5%	-0.6	1%	-0.6	2%	0.0	0%	0.1	1%	0.2	2%	-0.2	2%	0.0	1%	0.1	1%	0.3	2%	0.4	1%	0.3	3%	0.3	2%	0.2	2%	0.2	2%	0.2	2%	0.2	2%		
TER TRAPEN (U1-U59, N2)		0.1	1%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	5%	-0.6	1%	-0.6	2%	0.0	0%	0.1	1%	0.2	2%	-0.2	2%	0.0	1%	0.1	1%	0.3	2%	0.4	1%	0.3	3%	0.3	2%	0.2	2%	0.2	2%	0.2	2%	0.2	2%		
TER TRINCAO (U1-U10)		0.2	1%	0.0	0%	0.0	2%	-0.1	4%	-0.7	2%	-3.0	4%	0.1	1%	0.1	2%	0.1	1%	-0.3	2%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	2%	0.4	2%	0.5	2%	0.0	1%	1.0	5%	0.3	3%	0.8	11%	0.8	11%		
TER VALDIVIA U1		3.0	22%	0.2	51%	3.3%	12%	-0.8	11%	-5.3	12%	-2.1	6%	0.2	2%	0.9	13%	0.3	3%	-0.9	9%	0.7	10%	1.0	10%	3.8	9%	1.5	9%	2.6	9%	-0.2	-2%	1.0	5%	0.6	6%	0.4	5%				
SVC Puerto Montt		4	15%	0.4	10%	0.5	8%	0.8	8%	-1.9	10%	-3.8	10%	-5.7	10%	-2.9	10%	1.0	10%	0.3	3%	0.2	10%	1.4	10%	2.0	10%	3.7	9%	1.9	10%	3.3	8%	1.6	10%	3.5	10%	3.5	10%	3.4	10%		
T_INTERNO		1.8	10%	0.4	10%	1.8	102%	-1.6	10%	-4.7	102%	-2.6	10%	1.0	10%	0.2	10%	1.4	10%	1.4	10%	3.6	10%	9.1	102%	9.1	102%	17.5	102%	19.5	102%	11.6	102%	19.5	102%	19.5	102%	19.5	102%	19.5	102%		

Tabla 4.135. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E2.

Gen	Falla	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																											
		HE CANUTILLAR U1	HP RUCATAYO U1	TER VALDIVIA U1	SVC Puerto Montt	Reactor Nva. Pichirpupulli	Reactor Nva. Ancud	TR Lastarria 220/66/13.2kV 75MVA	ATR Antillanca 220/110/23kV 60MVA	TR Llanquihue 220/66/23kV 90MVA	TR Pargua 230/110/15kV 60MVA	Rio Toltén - Nva. Metreco 220kV C1	Nva. Pichirpupulli - Rahue 220 kV C2	Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1	Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	Nva. Pichirpupulli - Tineo 220 kV C2	Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	Tineo - Nva. Ancud 220 kV C1	Melipulli - Pargua 220 kV	Chilod - Gamboa 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	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar									
T_INTERNO		13.8	0.4	1.8	-1.6	-43.7	-49.5	10.6	7.1	10.4	-1.4	3.6	10.6	9.1	17.5	28.5	11.6	18.9	9.9	7.5									
S-CS		-10.6	-2.4	-2.7	-0.4	-13.3	-7.1	-4.8	-1.9	-0.3	-0.4	-0.7	-0.4	2.0	-0.8	6.7	-1.3	2.5	1.4	1.0									
TOTAL		3.2	-1.9	-1.0	-2.1	-57.3	-56.7	15.4	5.2	10.7	-8.9	2.9	10.2	11.1	16.7	35.2	10.3	21.3	11.3	8.5									

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia más crítica para requerimientos de inyección corresponde a la falla de la línea Nueva Pichirropulli – Tineo, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de 28.5 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt en un 48%, Central Rucatayo en 10%, Central Valdivia en 9%, Central Canutillar U1 y U2 en 6% cada una, mientras que el aporte externo proveniente desde el ACT Centro Sur es de 6.7 MVar.

Asimismo, se aprecia que la única contingencia con requerimientos de absorción corresponde a la desconexión del reactor Nueva Ancud 220 kV 50 MVA ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de tan solo -43.7 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt en un 55%.

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

Para las barras Pargua 220kV, Nueva Ancud 220kV, Chiloé 220kV y Gamboa 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.

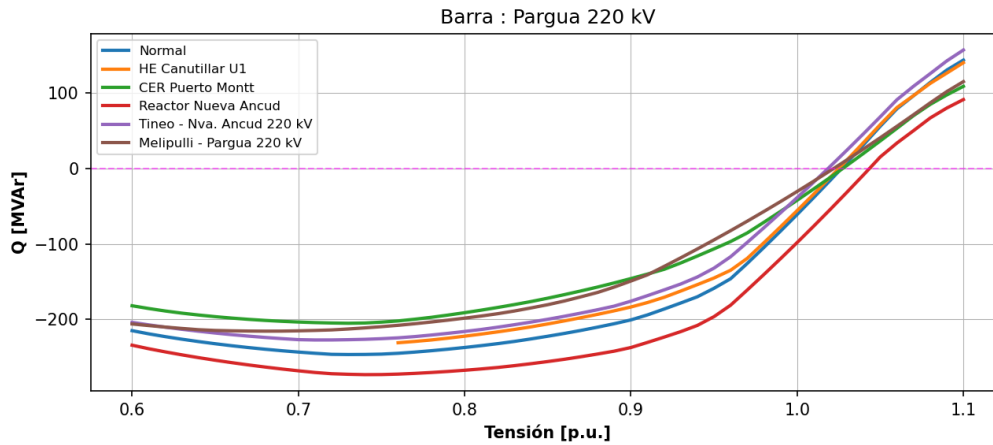


Figura 4.159. Curvas Q-V en S/E Pargua 220kV, escenario E2.

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

Tabla 4.136. Descripción resultados Curva Q-V S/E Pargua 220kV área CT Sur, escenario E2.

Escenario	V_{op} Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V. Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.027	0.993 - 1.098	0.73	-246.73
HE Canutillar U1	1.025	0.972 - 1.119	0.76	-231.10
CER Puerto Montt	1.027	0.972 - 1.119	0.73	-205.23
Reactor Nueva Ancud 220 kV	1.043	0.972 - 1.119	0.74	-273.43
Tineo - Nva. Ancud 220 kV	1.018	0.972 - 1.119	0.71	-227.41
Melipulli - Pargua 220 kV	1.022	0.972 - 1.119	0.68	-215.72

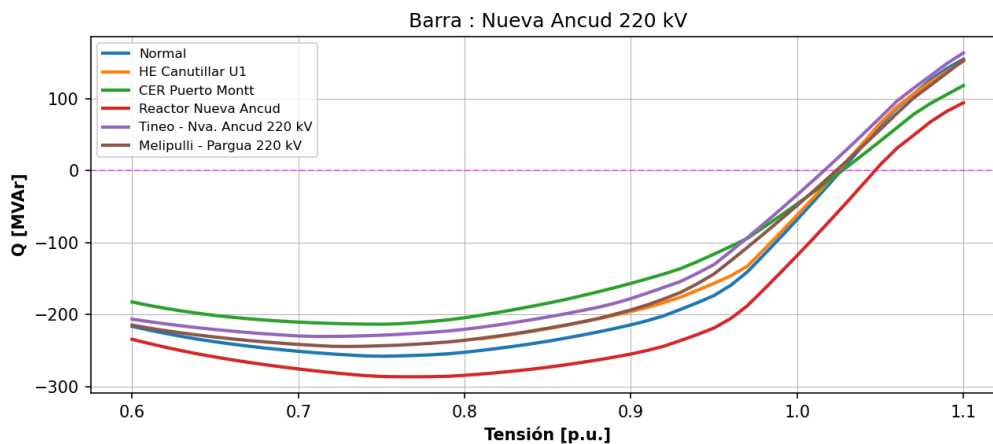


Figura 4.160. Curvas Q-V en S/E Nueva Ancud 220kV, escenario E2.

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

Tabla 4.137. Descripción resultados Curva Q-V S/E Nueva Ancud 220kV área CT Sur, escenario E2.

Escenario	V_{op} Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V. Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.027	0.993 - 1.098	0.75	-258.08
HE Canutillar U1	1.025	0.972 - 1.119	0.81	-233.87
CER Puerto Montt	1.027	0.972 - 1.119	0.75	-213.56
Reactor Nueva Ancud 220 kV	1.047	0.972 - 1.119	0.77	-286.64
Tineo - Nva. Ancud 220 kV	1.016	0.972 - 1.119	0.71	-230.60
Melipulli - Pargua 220 kV	1.024	0.972 - 1.119	0.73	-244.51

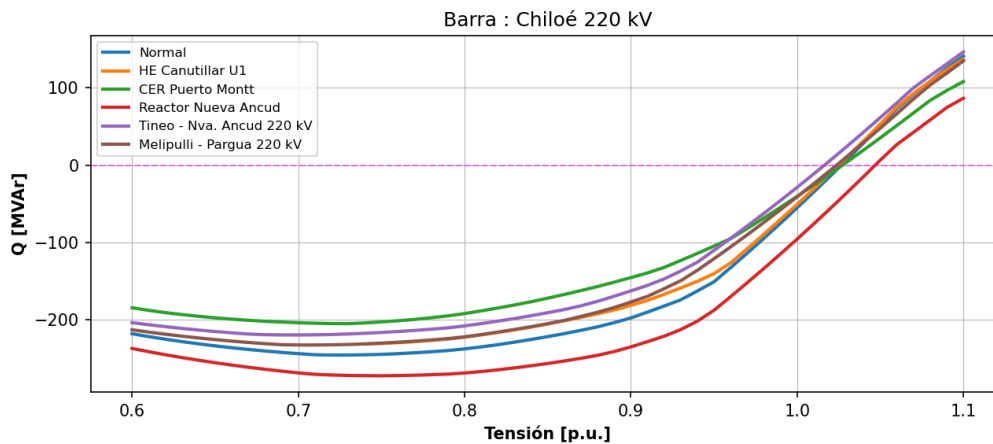


Figura 4.161. Curvas Q-V en S/E Chiloé 220kV, escenario E2.

Tabla 4.138. Descripción resultados Curva Q-V S/E Chiloé 220kV área CT Sur, escenario E2.

Escenario	V_{op} Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V. Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.027	0.993 - 1.098	0.72	-245.28
HE Canutillar U1	1.025	0.972 - 1.119	0.74	-231.16
CER Puerto Montt	1.027	0.972 - 1.119	0.73	-204.75
Reactor Nueva Ancud 220 kV	1.047	0.972 - 1.119	0.75	-272.06
Tineo - Nva. Ancud 220 kV	1.016	0.972 - 1.119	0.70	-219.32
Melipulli - Pargua 220 kV	1.024	0.972 - 1.119	0.71	-232.29

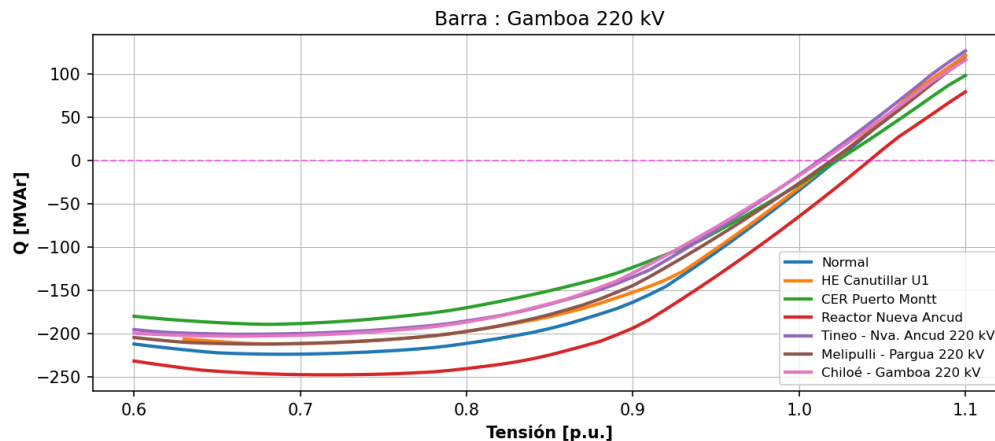


Figura 4.162. Curvas Q-V en S/E Gamboa 220kV, escenario E2.

Tabla 4.139. Descripción resultados Curva Q-V S/E Gamboa 220kV área CT Sur, escenario E2.

Escenario	V_{op} Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V. Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.022	0.993 - 1.098	0.69	-224.27
HE Canutillar U1	1.021	0.972 – 1.119	0.68	-212.33
CER Puerto Montt	1.023	0.972 – 1.119	0.68	-189.71
Reactor Nueva Ancud 220 kV	1.042	0.972 – 1.119	0.72	-247.99
Tineo – Nva. Ancud 220 kV	1.012	0.972 – 1.119	0.67	-201.14
Melipulli – Pargua 220 kV	1.020	0.972 – 1.119	0.68	-212.44
Chiloé – Gamboa 220 kV	1.014	0.972 – 1.119	0.66	-203.33

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, S/E Chiloé 220kV y Gamboa 220 kV 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 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 Canutillar U1
- Central Canutillar U2
- Central Rucatayo U1
- Central Valdivia U1

- Central Carilafquen (U1 – U2)
 - Central Malalcahuello (U1 – U2)
 - Central Pilmaiquen U1
 - Central Pilmaiquen U2
 - Central Pullingue U1
 - Central Cumbres U1
 - Central Capullo U1
 - Central Pulelfu U1
 - Central Lican (U1 – U2)
 - Central Trincao (U1 – U10)
 - Central Calle Calle (U1 – U7)
 - Central Trapen (U1 – U50) N1 y U2
 - Central Mocho U1
 - Central Correntoso U1
 - Central Palmar U1
 - CER Puerto Montt
-
- 1x50 MVar Reactor 220 kV en barra de la S/E Nueva Pichirropulli.
 - 1x50 MVar Reactor 220 kV en barra de la S/E Nueva Ancud.

El detalle de despacho de centrales 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, S/E Chiloé 220kV y S/E Gamboa 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.

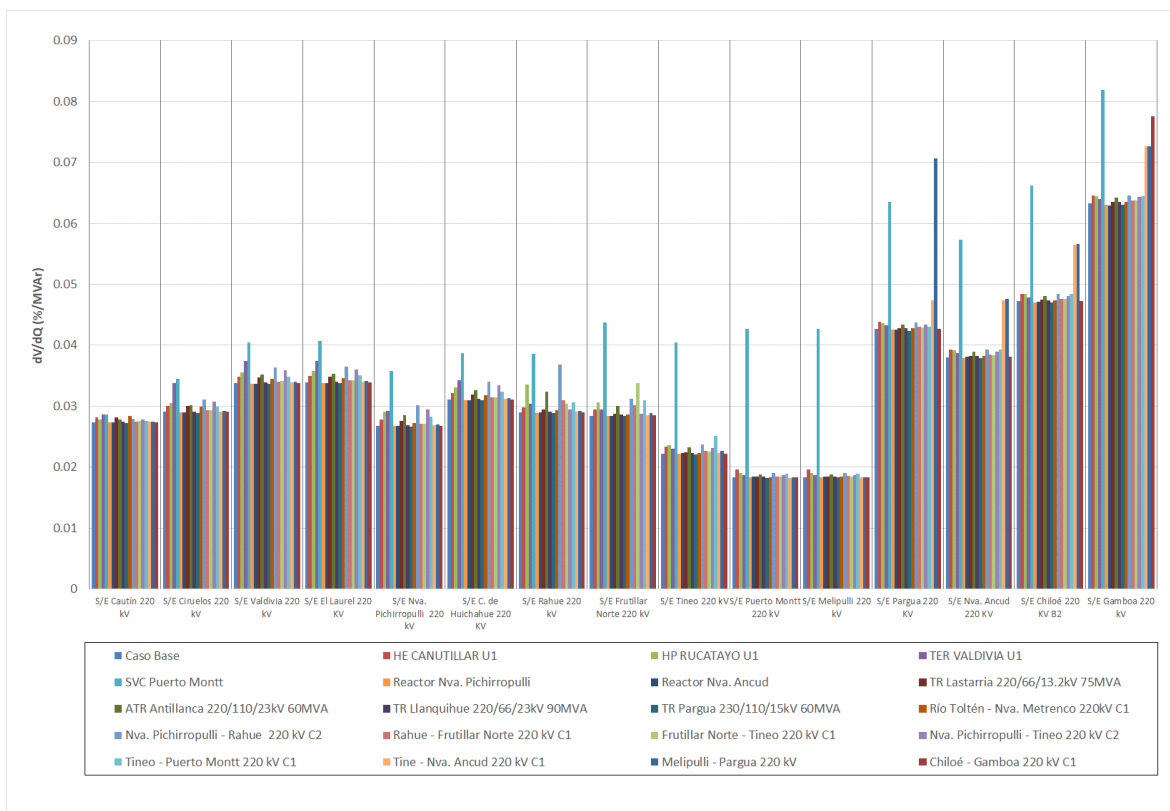


Figura 4.163. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV área de CT Sur E5.

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

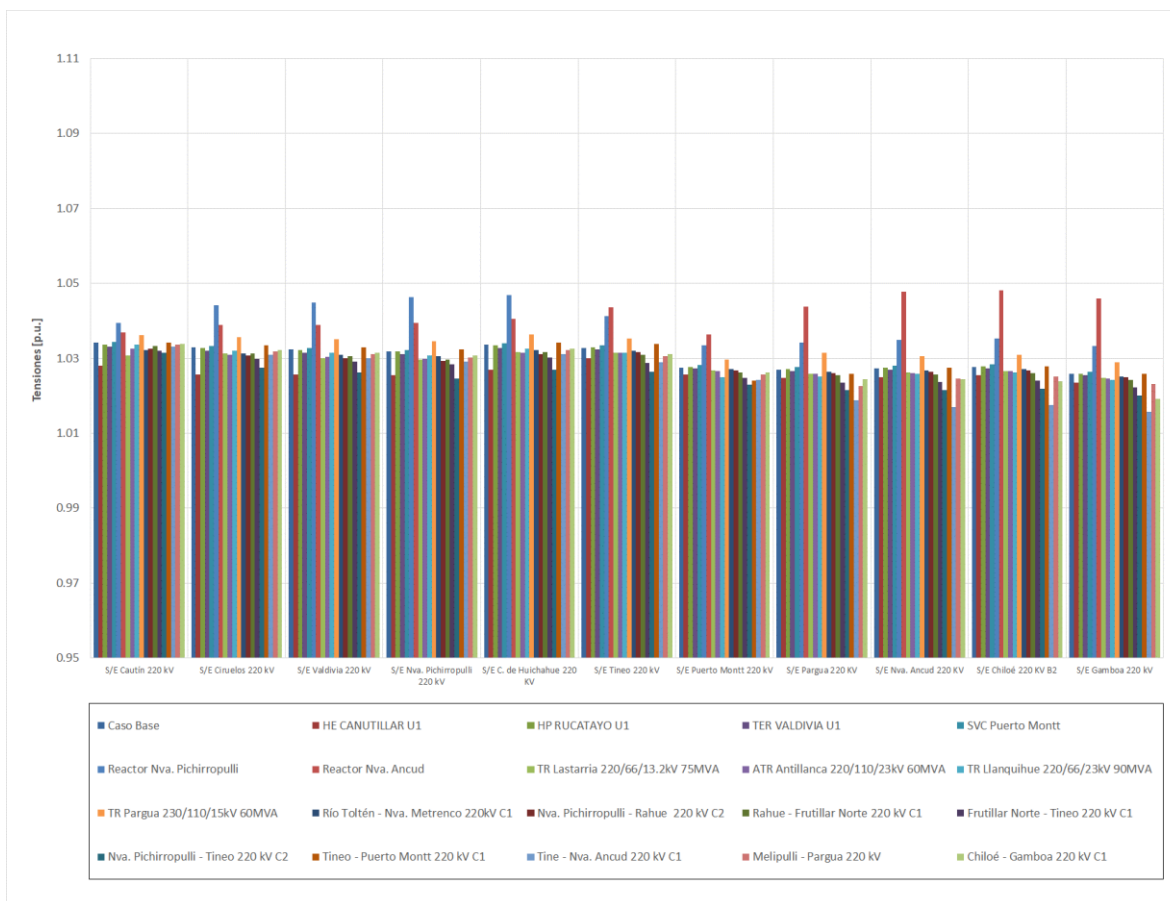


Figura 4.164. Tensión en barras de 220kV área de CT Sur E5.

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

Elemento	Falla	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																						
		HE CANUTILLAR U1		HP RUCATAYO U1		TER VALDIVIA U1		SVC Puerto Montt		Reactor Nva. Pichirropulli		Reactor Nva. Ancud		TR Lastarria 220/66/13.2kV 75MVA		ATR Antilanca 220/110/23kV 60MVA		TR Llanquihue 220/66/23kV 90MVA		TR Pargua 230/110/15kV 60MVA		Río Toltén - Nva. Metreco 220kV C1		Nva. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2		Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1		Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1		Nva. Pichirropulli - Tineo 220 kV C2		Tineo - Puerto Montt 220 kV C1		Tineo - Nva. Ancud 220 kV C1		Melipulli - Pargua 220 kV		Chiloé - Gamboa 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	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar
HE CANUTILLAR U1																																								
HE CANUTILLAR U2		1.0	5%	0.0	17%	0.1	6%	-0.3	20%	-2.8	6%	-3.8	7%	0.4	3%	0.4	5%	1.1	9%	-0.1	7%	0.2	7%	0.3	3%	0.5	6%	1.2	7%	1.9	6%	1.5	11%	1.4	7%	0.7	7%	0.5	7%	
HP CAPULLO U1		0.1	1%	0.0	3%	0.0	1%	0.0	1%	-0.1	1%	-0.2	0%	0.0	0%	-0.3	3%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP CARILAFQUEN (U1-U2)		0.3	2%	0.0	10%	0.1	2%	0.0	1%	-0.3	1%	-0.2	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	0%	-0.1	1%	-0.7	22%	0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.2	1%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP CORRENTOSO U1		0.2	1%	0.0	6%	0.0	1%	0.0	2%	-0.6	1%	-0.4	1%	0.1	1%	-0.5	7%	0.1	0%	-0.1	1%	0.0	2%	0.1	1%	0.1	2%	0.2	1%	0.3	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	
HP CUMBRES U1		0.1	1%	0.0	4%	0.0	1%	0.0	1%	-0.3	1%	-0.2	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.2	1%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP LUCAN (U1-U2)		0.4	2%	0.0	9%	0.0	2%	0.0	2%	-0.9	2%	-0.6	1%	0.1	1%	2.2	84%	0.1	1%	-0.2	1%	0.1	2%	0.1	1%	0.2	2%	0.2	1%	0.3	2%	-0.1	0%	0.2	1%	0.1	1%	0.1	1%	
HP MALALCAHUELLO (U1-U2)		0.2	1%	0.0	5%	0.0	1%	0.0	0%	-0.2	0%	-0.1	0%	0.1	1%	0.0	1%	0.0	0%	-0.1	0%	-0.5	18%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP MOCHO U1		0.2	1%	0.0	6%	0.0	1%	0.0	2%	-0.9	1%	-0.4	1%	0.1	0%	0.0	0%	0.1	0%	-0.1	1%	0.0	1%	0.1	1%	0.1	2%	0.1	1%	0.3	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	
HP Nalcas G1		0.2	1%	0.0	4%	0.0	1%	0.0	1%	-0.4	1%	-0.3	1%	0.1	0%	-0.1	5%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	1%	0.1	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.2	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	1%	
HP PALMAR U1		0.2	1%	0.0	6%	0.0	1%	0.0	2%	-0.6	1%	-0.4	1%	0.1	1%	-0.5	7%	0.1	0%	-0.1	1%	0.0	2%	0.1	1%	0.1	2%	0.2	1%	0.3	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	
HP PILMAQUEN U1		0.3	2%	0.0	11%	0.0	1%	0.0	1%	-0.6	1%	-0.4	1%	0.1	0%	0.1	2%	0.1	0%	-0.1	1%	0.0	2%	0.1	1%	0.1	2%	0.2	1%	0.3	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	
HP PILMAQUEN U2		0.3	2%	0.0	11%	0.0	1%	0.0	1%	-0.6	1%	-0.4	1%	0.1	0%	0.1	2%	0.1	0%	-0.1	1%	0.0	2%	0.1	1%	0.1	2%	0.2	1%	0.3	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	
HP PULLEFU U1		0.1	1%	0.0	3%	0.0	1%	0.0	1%	-0.3	1%	-0.2	0%	0.0	0%	-0.1	3%	0.0	0%	-0.1	0%	0.0	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.1	0%	0.2	1%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	
HP PULLINQUE U1		1.0	5%	0.0	20%	0.2	7%	0.1	3%	-1.1	3%	-0.7	1%	6.5	47%	0.3	3%	0.1	1%	-0.1	3%	0.3	10%	0.3	2%	0.2	2%	0.4	2%	0.6	2%	0.0	0%	0.2	1%	0.1	1%	0.1	1%	
HP RUCATAYO U1		2.2	12%	0.3	12%	-0.2	16%	-1.2	12%	-3.8	7%	0.8	6%	1.1	15%	0.5	4%	-1.1	8%	0.4	14%	5.3	48%	1.3	14%	1.3	8%	2.9	10%	-0.3	3%	1.3	7%	0.7	7%	0.5	7%			
TER CALLE CALLE (U1-U7)		0.9	5%	0.0	12%	0.1	6%	0.0	3%	-1.1	3%	-0.8	2%	1.0	7%	0.2	3%	0.1	1%	-0.1	3%	0.2	6%	0.3	2%	0.2	2%	0.4	2%	0.7	2%	-0.1	0%	0.3	1%	0.2	2%	0.1	2%	
TER TRAPEN (U1-U58)_N1		0.2	1%	0.0	4%	0.0	1%	-0.1	5%	-0.6	1%	-0.8	2%	0.1	1%	0.1	1%	0.2	2%	-0.2	2%	0.0	2%	0.1	1%	0.1	1%	0.3	2%	0.4	1%	0.3	2%	0.3	2%	0.2	2%	0.1	2%	
TER TRAPEN (U1-U58)_N2		0.2	1%	0.0	4%	0.0	1%	-0.1	5%	-0.6	1%	-0.8	2%	0.1	1%	0.1	1%	0.2	2%	-0.2	2%	0.0	2%	0.1	1%	0.1	1%	0.3	2%	0.4	1%	0.3	2%	0.3	2%	0.2	2%	0.1	2%	
TER TRINCAO (U1-U10)		0.2	1%	0.0	5%	0.0	2%	-0.1	4%	-0.8	2%	-2.1	4%	0.1	1%	0.1	2%	0.2	1%	-0.2	2%	0.1	2%	0.1	1%	0.2	2%	0.4	2%	0.6	2%	0.0	0%	1.1	5%	0.3	3%	0.7	9%	
TER VALDIVIA U1		3.5	19%	0.2	65%	0.0	4%	-1.0	11%	-1.2	12%	-2.8	5%	0.8	6%	0.5	13%	0.4	3%	-1.1	9%	0.8	25%	1.1	10%	0.8	15%	8%	2.6	9%	-0.2	1%	1.0	5%	0.6	6%	0.4	5%		
SVC Puerto Montt		6.0	15%	-0.1	26%	0.0	4%	-1.0	4%	-1.0	4%	-2.0	55%	1.7	20%	2.8	80%	8.0	64%	-3.0	49%	1.8	51%	2.4	21%	3.9	43%	8.9	52%	14.2	48%	11.7	81%	10.8	85%	5.6	55%	4.0	52%	
T_INTERNO		17.8	100%	-0.2	100%	2.2	100%	-1.4	100%	-44.4	100%	-50.2	100%	13.7	100%	7.3	100%	12.4	100%	-13.5	100%	3.1	100%	11.1	100%	9.3	100%	17.3	100%	29.5	100%	13.7	100%	19.5	100%	10.1	100%	7.7	100%	

Tabla 4.141. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E5.

Falla Gen		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																			
		HE CANUTILLAR U1	HP RUCATAYO U1	TER VALDIVIA U1	SVC Puerto Montt	Reactor Nva. Pichirpulli	Reactor Nva. Ancud	TR Lastarria 220/66/13.2kV 75MVA	ATR Antilanca 220/110/23kV 60MVA	TR Llanquihue 220/66/23kV 90MVA	TR Pargua 230/110/15kV 60MVA	Río Toltén - Nva. Metreco 220kV C1	Nva. Pichirpulli- Rahue 220 kV C2	Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1	Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	Nva. Pichirpulli- Tineo 220 kV C2	Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	Tine - Nva. Ancud 220 kV C1	Melipulli - Pargua 220 kv	Chiloé - Gamboa 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	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar
T_INTERNO		17.8	-0.2	2.2	-1.4	-44.4	-50.2	13.7	7.3	12.4	-13.5	3.1	11.1	9.3	17.3	29.5	13.7	19.3	10.1	7.7	
S_CS		-11.2	-2.5	-3.6	-0.4	-13.8	-7.3	-6.5	-2.0	0.3	0.0	-0.5	2.0	-0.7	6.7	-1.4	2.5	1.5	1.0		
TOTAL		6.6	-2.8	-1.5	-1.9	-58.2	-57.4	20.2	5.3	12.8	-10.5	3.1	10.6	11.3	16.7	36.2	12.3	21.8	11.5	8.7	

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia más crítica para requerimientos de inyección corresponde a la falla de la línea Nueva Pichirropulli – Tineo, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de 29.5 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt en un 48%, Central Rucatayo en 10%, Central Valdivia en 9%, Central Canutillar U1 y U2 en 6% cada una, mientras que el aporte externo proveniente desde el ACT Centro Sur es de 6.7 MVar.

Asimismo, se aprecia que la única contingencia con requerimientos de absorción corresponde a la desconexión del reactor Nueva Ancud 220 kV 50 MVA ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de tan solo -50.2 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt en un 55%.

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

Para las barras Pargua 220 kV, Nueva Ancud 220 kV, Chiloé 220 kV, Pargua 220 kV y Gamboa 220 kV (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.

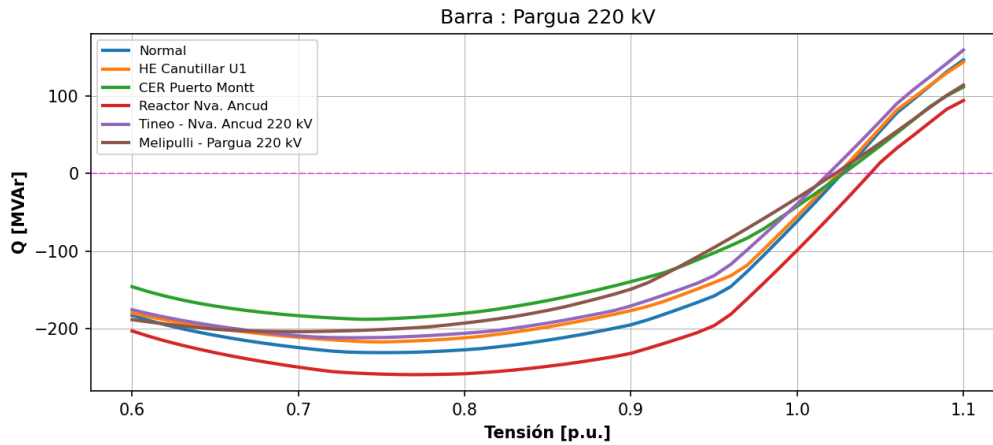


Figura 4.165. Curvas Q-V en S/E Pargua 220kV, escenario E5.

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

Tabla 4.142. Descripción resultados Curva Q-V S/E Pargua 220kV área CT Sur, escenario E5.

Escenario	V_{op} Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V. Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.027	0.993 - 1.098	0.75	-230.90
HE Canutillar U1	1.025	0.972 - 1.119	0.75	-217.12
CER Puerto Montt	1.028	0.972 - 1.119	0.74	-187.98
Reactor Nueva Ancud 220 kV	1.044	0.972 - 1.119	0.77	-259.30
Tineo - Nva. Ancud 220 kV	1.019	0.972 - 1.119	0.73	-211.67
Melipulli - Pargua 220 kV	1.023	0.972 - 1.119	0.70	-203.81

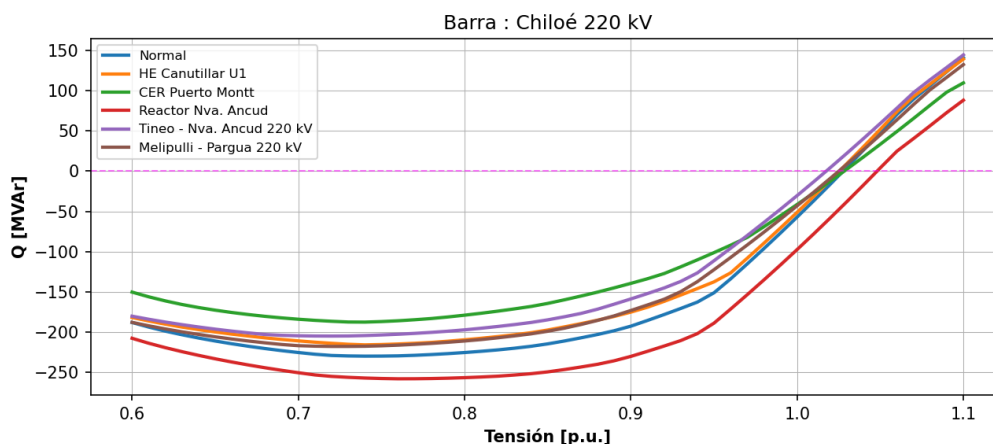


Figura 4.166. Curvas Q-V en S/E Nueva Ancud 220kV, escenario E5.

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

Tabla 4.143. Descripción resultados Curva Q-V S/E Nueva Ancud 220kV área CT Sur, escenario E5.

Escenario	V_{op} Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V. Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.027	0.993 - 1.098	0.76	-240.89
HE Canutillar U1	1.025	0.972 - 1.119	0.77	-225.60
CER Puerto Montt	1.028	0.972 - 1.119	0.76	-195.33
Reactor Nueva Ancud 220 kV	1.048	0.972 - 1.119	0.79	-270.96
Tineo - Nva. Ancud 220 kV	1.017	0.972 - 1.119	0.73	-214.53
Melipulli - Pargua 220 kV	1.025	0.972 - 1.119	0.74	-228.33

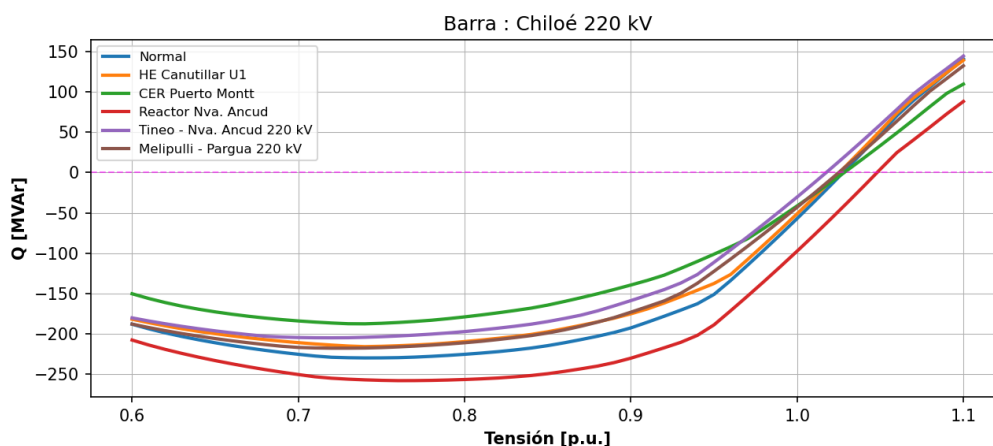


Figura 4.167. Curvas Q-V en S/E Chiloé 220kV, escenario E5.

Tabla 4.144. Descripción resultados Curva Q-V S/E Chiloé 220kV área CT Sur, escenario E5.

Escenario	V_{op} Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V. Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.028	0.993 - 1.098	0.74	-229.95
HE Canutillar U1	1.025	0.972 - 1.119	0.74	-215.93
CER Puerto Montt	1.028	0.972 - 1.119	0.74	-187.65
Reactor Nueva Ancud 220 kV	1.048	0.972 - 1.119	0.76	-258.13
Tineo – Nva. Ancud 220 kV	1.017	0.972 - 1.119	0.72	-205.00
Melipulli – Pargua 220 kV	1.025	0.972 - 1.119	0.73	-217.87

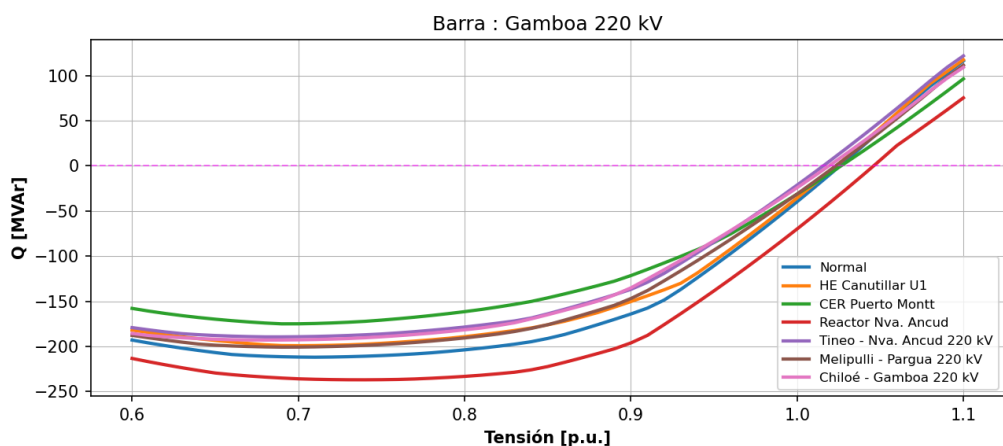


Figura 4.168. Curvas Q-V en S/E Chiloé 220kV, escenario E5.

Tabla 4.145. Descripción resultados Curva Q-V S/E Chiloé 220kV área CT Sur, escenario E5.

Escenario	V_{op} Régimen Permanente [p.u.]	Rango Aceptable [p.u.]	V. Colapso [p.u.]	Margen [MVar]
Caso Base	1.026	0.993 - 1.098	0.71	-212.02
HE Canutillar U1	1.024	0.972 - 1.119	0.70	-199.24
CER Puerto Montt	1.026	0.972 - 1.119	0.69	-175.06
Reactor Nueva Ancud 220 kV	1.046	0.972 - 1.119	0.74	-237.07
Tineo – Nva. Ancud 220 kV	1.016	0.972 - 1.119	0.68	-189.50
Melipulli – Pargua 220 kV	1.023	0.972 - 1.119	0.69	-200.91
Chiloé – Gamboa 220 kV	1.019	0.972 - 1.119	0.68	-193.04

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, S/E Chiloé 220kV y S/E Gamboa 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 6 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 Rucatayo U1
 - Central Valdivia U1
 - Central Carilafquen (U1 – U2)
 - Central Malalcahuello (U1 – U2)
 - Central Pilmaiquen U1
 - Central Pilmaiquen U2
 - Central Pullinque U1
 - Central Cumbres U1
 - Central Capullo U1
 - Central Pulelfu U1
 - Central Lican (U1 – U2)
 - Central Mocho U1
 - Central Correntoso U1
 - Central Palmar U1
 - CER Puerto Montt
-
- 1x50 MVar Reactor 220 kV en barra de la S/E Nueva Pichirropulli.
 - 1x50 MVar Reactor 220 kV en barra de la S/E Nueva Ancud.

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron las siguientes medidas operacionales:

- Apertura de un circuito de la línea Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV.
- Apertura de un circuito de la línea Tineo – Nueva Ancud 220 kV.

El detalle de despacho de centrales 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, S/E Chiloé 220kV y S/E

Gamboa 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.

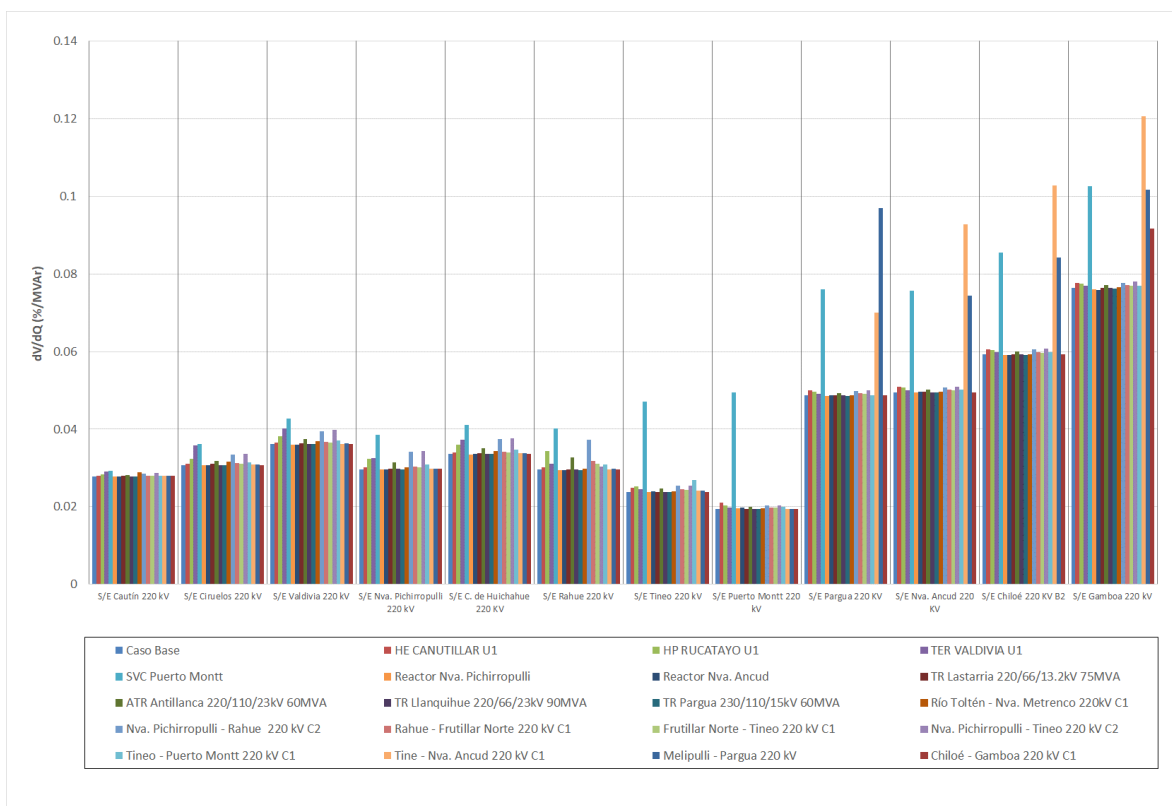


Figura 4.169. Sensibilidad de tensión (dV/dQ) en barras de 220kV área de CT Sur E6.

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

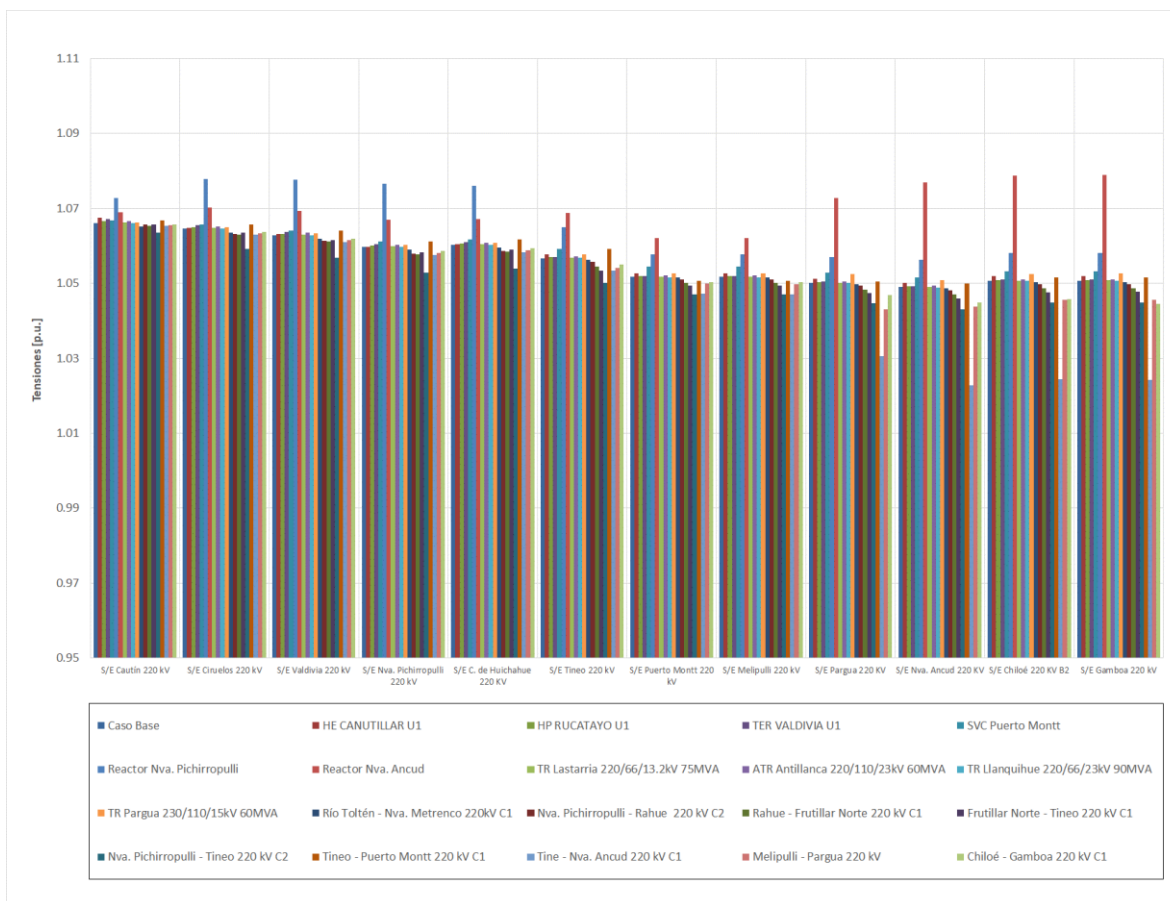


Figura 4.170. Tensión en barras de 220kV área de CT Sur E6.

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 4.146. Requerimientos y Distribución de Potencia Reactiva en el ACT Sur, escenario E6 para diversas contingencias.

Elemento		Falla		Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																																					
				HE CANUTILLAR U1		HP RUCATAYO U1		TER VALDIVIA U1		SVC Puerto Montt		Reactor Nva. Pichirpulli		Reactor Nva. Ancud		TR Lastarria 220/66/13.2kV 75MVA		ATR Antillanca 220/110/23kV 60MVA		TR Llanquihue 220/66/23kV 90MVA		TR Pargua 230/110/15kV 60MVA		Río Toltén - Nva. Metreco 220kV C1		Nva. Pichirpulli - Rahue 220 kV C2		Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1		Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1		Nva. Pichirpulli - Tineo 220 kV C2		Tineo - Puerto Montt 220 kV C1		Tineo - Nva. Ancud 220 kV C1		Melipulli - Pargua 220 kV		Chilod - Gamboa 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	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]	Δ MVar	[%]
HE CANUTILLAR U1				-0.3	7%	-0.3	6%	-1.3	26%	-2.5	6%	-4.4	8%	0.0	-1%	-0.1	-4%	0.1	11%	-0.4	9%	0.1	9%	0.3	4%	0.7	7%	1.0	9%	2.0	7%	0.5	21%	2.0	9%	0.8	8%	0.6	8%		
HE CANUTILLAR U2		-0.8	15%	-0.8	7%	-0.8	6%	-2.4	26%	-2.5	6%	-4.4	8%	0.0	-1%	-0.1	-4%	0.1	11%	-0.4	9%	0.1	9%	0.3	4%	0.7	7%	1.0	9%	2.0	7%	0.5	21%	2.0	9%	0.8	8%	0.6	8%		
HP CAPULLO U1		0.0	0%	0.0	1%	0.0	1%	0.0	1%	-0.3	1%	-0.2	0%	0.0	0%	0.2	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.1	1%	0.0	-2%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%		
HP CARIAFQUEU (U1-U2)		-0.3	2%	0.0	2%	0.0	3%	0.0	1%	-0.4	1%	-0.2	0%	0.0	0%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	0%	1.2	79%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	0%	0.2	1%	0.0	-2%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%		
HP CORRENTOSO U1		0.0	0%	0.0	2%	0.0	2%	-0.1	2%	-0.7	2%	-0.4	1%	0.0	0%	0.5	13%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	20%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.3	1%	-0.1	-4%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%		
HP CUMBRES U1		0.0	0%	0.0	1%	0.0	1%	-0.1	1%	-0.4	1%	-0.3	0%	0.0	0%	0.5	13%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	32%	0.1	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.2	1%	-0.1	-2%	0.1	0%	0.1	1%	0.0	0%		
HP ICAHA (U1-U2)		0.0	1%	0.0	3%	0.0	3%	-0.1	3%	-1.0	2%	-0.7	1%	0.0	-1%	-0.1	-4%	0.0	0%	-0.1	1%	0.0	30%	0.1	2%	0.2	2%	0.1	2%	0.1	2%	-0.1	-4%	0.2	1%	0.1	1%	0.1	1%		
HP MALCACHUELLO (U1-U2)		0.0	1%	0.0	3%	0.0	3%	0.0	0%	-0.2	1%	-0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	-0.4	33%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0%	0.0	-3%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%		
HP MOCHO U1		0.0	0%	0.0	2%	0.0	2%	-0.1	2%	-0.6	1%	-0.4	1%	0.0	0%	0.8	21%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	39%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.3	1%	-0.1	-4%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%		
HP PALMAR U1		0.0	0%	0.0	2%	0.0	2%	-0.1	2%	-0.7	2%	-0.4	1%	0.0	0%	0.5	13%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	20%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.3	1%	-0.1	-4%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%		
HP PILMAQUEU U1		0.0	-1%	0.0	1%	0.0	2%	-0.1	2%	-0.6	1%	-0.4	1%	0.0	-1%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	38%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.3	1%	-0.1	-3%	0.1	0%	0.1	1%	0.1	1%		
HP PILMAQUEU U2		0.0	-1%	0.0	1%	0.0	2%	-0.1	2%	-0.6	1%	-0.4	1%	0.0	-1%	0.0	-1%	0.0	0%	0.0	1%	0.0	38%	0.1	1%	0.1	1%	0.1	1%	0.3	1%	-0.1	-3%	0.1	0%	0.1	1%	0.1	1%		
HP PULLEFUTU U1		0.0	0%	0.0	1%	0.0	1%	0.0	1%	-0.4	1%	-0.2	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	10%	0.0	1%	0.1	1%	0.0	0%	0.2	1%	0.0	-2%	0.1	0%	0.0	0%	0.0	0%		
HP PULLINQUE U1		0.0	1%	0.0	4%	-0.1	5%	-0.1	3%	-1.1	4%	-0.7	1%	2.4	127%	-0.1	-2%	0.0	0%	0.0	1%	0.1	88%	0.2	2%	0.2	2%	0.1	1%	0.6	2%	-0.1	-4%	0.2	1%	0.1	1%	0.1	1%		
HP RUCATAYO U1		-0.3	3%	-0.3	15%	-0.3	17%	-6.0	14%	-3.1	7%	-1.1	7%	-0.1	-3%	-0.3	-9%	0.0	-1%	-0.3	7%	0.3	19%	3.1	42%	1.2	13%	0.6	5%	2.9	11%	-0.8	-36%	1.1	5%	0.8	8%	0.6	7%		
HP RUCATAYO U2		-0.4	3%	-0.4	14%	-0.4	12%	-6.0	14%	-2.1	5%	-0.1	-6%	-0.3	-7%	0.0	-1%	-0.2	4%	0.5	36%	0.7	9%	0.7	8%	0.5	5%	2.5	9%	-0.5	-25%	0.8	4%	0.6	6%	0.4	5%				
TER VALDIVIA U1		-4.4	71%	-4.4	51%	-4.4	46%	-51.8	62%	-51.8	62%	-58.9	62%	-0.2	-10%	-1.0	-24%	0.0	82%	-3.8	64%	3.8	34%	2.7	25%	3.0	32%	7.5	66%	3.4	35%	3.4	35%	3.4	35%	6.0	60%	4.7	62%		
SVC Puerto Montt		-4.4	71%	-4.4	51%	-4.4	46%	-51.8	62%	-51.8	62%	-58.9	62%	-0.2	-10%	-1.0	-24%	0.0	82%	-3.8	64%	3.8	34%	2.7	25%	3.0	32%	7.5	66%	3.4	35%	3.4	35%	3.4	35%	6.0	60%	4.7	62%		
T INTERNO		-3.8	100%	-1.1	100%	-1.6	100%	-4.5	100%	-43.5	100%	-51.8	100%	1.9	100%	3.7	100%	0.7	100%	-4.6	100%	0.1	100%	7.5	100%	9.6	100%	11.4	100%	27.5	100%	2.2	100%	21.5	100%	9.9	100%	7.6	100%		

Tabla 4.147. Requerimientos internos y aportes externos para diversas contingencias en escenario E6

Gen	Falla	Variación de Potencia Reactiva ante las distintas contingencias analizadas																			
		HE CANUTILLAR U1	HP RUCATAYO U1	TER VALDIVIA U1	SVC Puerto Montt	Reactor Nva. Pichirropulli	Reactor Nva. Ancud	TR Lastarria 220/66/13.2kV	ATR Antillanca 220/110/23kV	TR Llanquihue 220/66/23kV	TR Pargua 230/110/15kV	Río Toltén - Nva. Metreco 220kV	Nva. Pichirropulli - Rahue 220 kV C2	Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1	Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	Nva. Pichirropulli - Tineo 220 kV C2	Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	Tineo - Nva. Ancud 220 kV C1	Melipulli - Pargua 220 kV	Chiloé - Gamboa 220 kV C1	
		Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	75MVA Δ MVar	60MVA Δ MVar	90MVA Δ MVar	60MVA Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	Δ MVar	
T_INTERNO		-3.8	-1.1	-1.6	-4.5	-43.5	-51.8	1.9	3.7	0.7	-4.6	0.1	7.5	9.6	11.4	27.5	2.2	21.5	9.9	7.6	
S-CS		-13.8	-2.5	-5.4	-16.1	-16.1	-7.0	-0.3	-3.4	-0.1	1.2	0.9	-0.5	1.9	0.7	6.4	-1.5	1.9	1.5	1.0	
TOTAL		-17.5	-3.6	-7.0	-5.9	-59.6	-58.9	1.6	0.3	0.7	-3.3	1.1	7.0	11.5	12.1	34.0	0.7	23.3	11.4	8.6	

De la tabla anterior, se aprecia que la contingencia más crítica para requerimientos de inyección corresponde a la falla de la línea Nueva Pichirropulli – Tineo, evento ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de 27.5 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt en un 54%, Central Rucatayo en 11%, Central Valdivia en 9%, Central Canutillar U1 y U2 en 7% cada una, mientras que el aporte externo proveniente desde el ACT Centro Sur es de 6.4 MVar.

Asimismo, se aprecia que la única contingencia con requerimientos de absorción corresponde a la desconexión del reactor Nueva Ancud 220 kV 50 MVA ante el cual se requiere una reserva dinámica interna de tan solo -51.8 MVar en la zona. Esta reserva es aportada principalmente por el CER de Puerto Montt en un 62%.

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 4.148. Resumen verificación comportamiento dinámico área CT Sur, escenario E5.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \geq 5\%$	$\angle \text{Dif. Ang} \leq 120^\circ$	$\angle V_{\min.} \geq 0.7$ p.u.?	$\angle V_{\min.} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\angle f \geq 48.3\text{Hz}$?
N. Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	E5	Río Toltén- Nueva Metrenco 220 kV C2	132.7	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 4.149. Resumen verificación comportamiento dinámico área CT Sur, escenario E6.

Falla	Escenario	Factor de Amortiguamiento			MS. Sincr.	Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Línea	Máx. Transf. Post-Cont [MW]	$\zeta \geq 5\%$	$\angle \text{Dif. Ang} \leq 120^\circ$	$\angle V_{\min.} \geq 0.7$ p.u.?	$\angle V_{\min.} > 0.8$ p.u. en 1 s?	$\angle V$ en $\pm 10\%$ en 20 s?	$\angle f \geq 48.3\text{Hz}$?
Reactor Nueva Ancud 220 kV 50MVar	E6	Río Toltén- Nueva Metrenco 220 kV C2	12.4	✓	✓	✓	✓	✓	✓

De las tablas anteriores se puede concluir que para las contingencias más críticas del área de CT Sur bajo el escenario de operación E5 y escenario de operación E6, 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 4.150 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 4.150. 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	E5	E6
Demanda de la zona (MW)	835	320
Generación de la zona (MW)	516	287
Contingencia más crítica de la zona	N. Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	Reactor Nueva Ancud 220kV 50MVar
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	29.6	-51.8
Distribución	CER Puerto Montt: 49% HP Rucatayo: 10% TER Valdivia U1: 9% HE Canutillar U1: 6% HE Canutillar U2: 6%	CER Puerto Montt: 62% HE Canutillar U1: 8% HE Canutillar U2: 8% HP Rucatayo U1: 7% TER Valdivia U1: 5%

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 E5 y E6 respectivamente.

Además, El listado de prioridades de uso de los recursos de control de tensión en los escenarios más exigente en términos de requerimientos de potencia reactiva se puede encontrar en la sección de anexos.

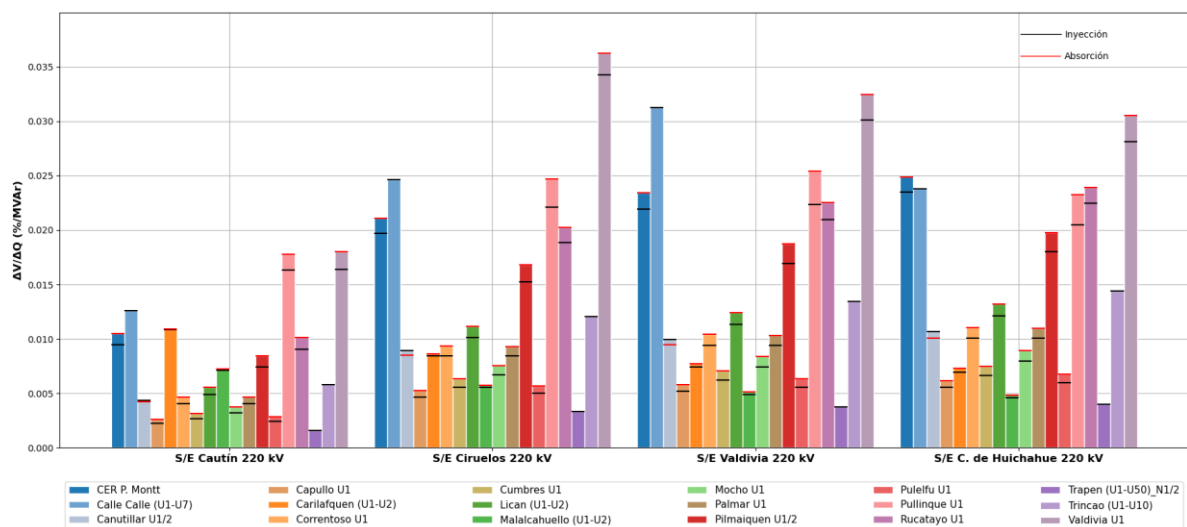


Figura 4.171. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal del ACT Sur: Centrales sincrónicas.

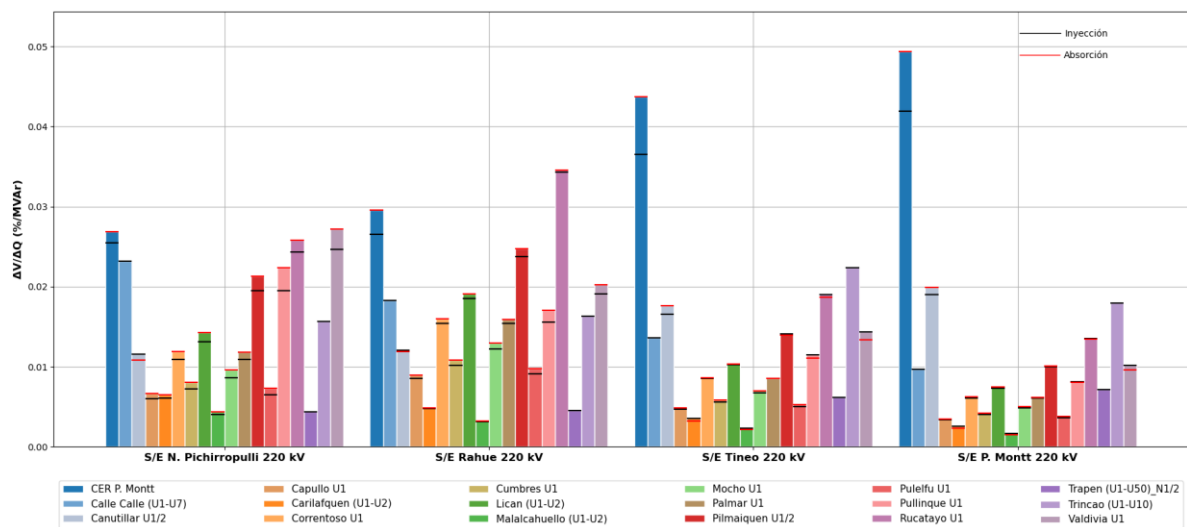


Figura 4.172. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal del ACT Sur: Centrales sincrónicas (continuación).

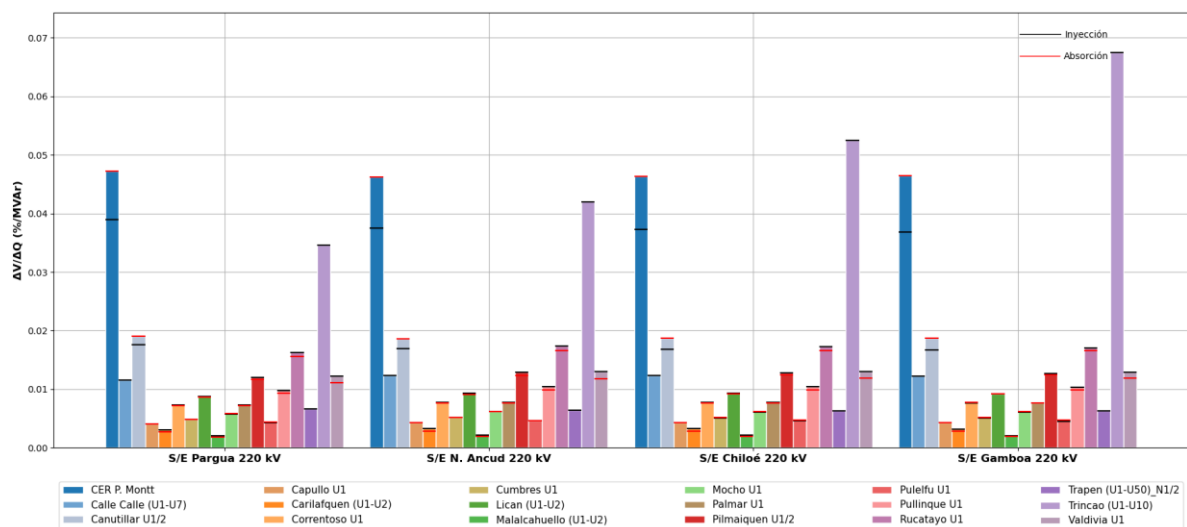


Figura 4.173. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal del ACT Sur: Centrales sincrónicas (continuación).

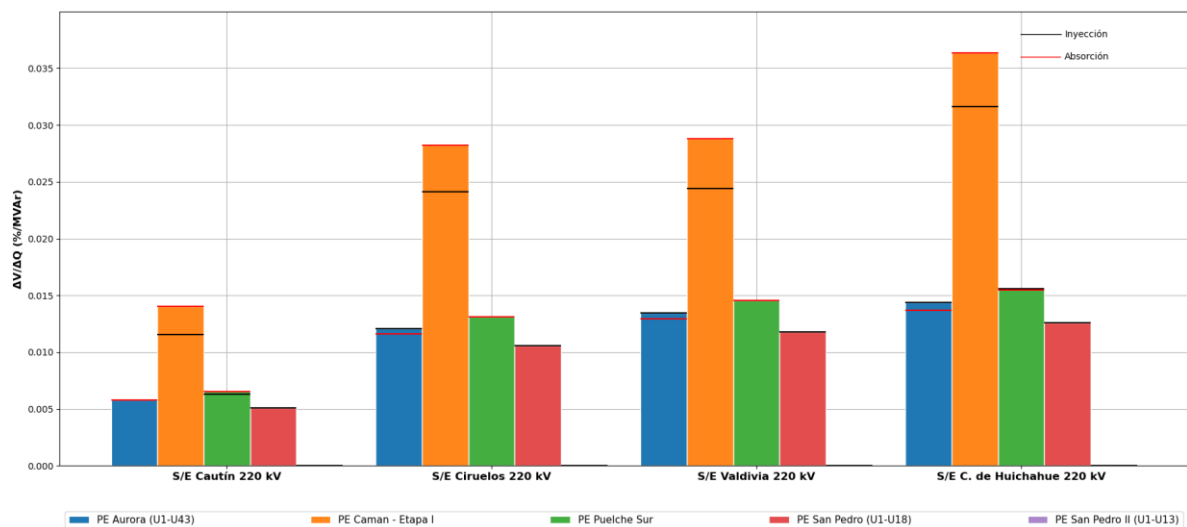


Figura 4.174. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal del ACT Sur: Centrales ERV.

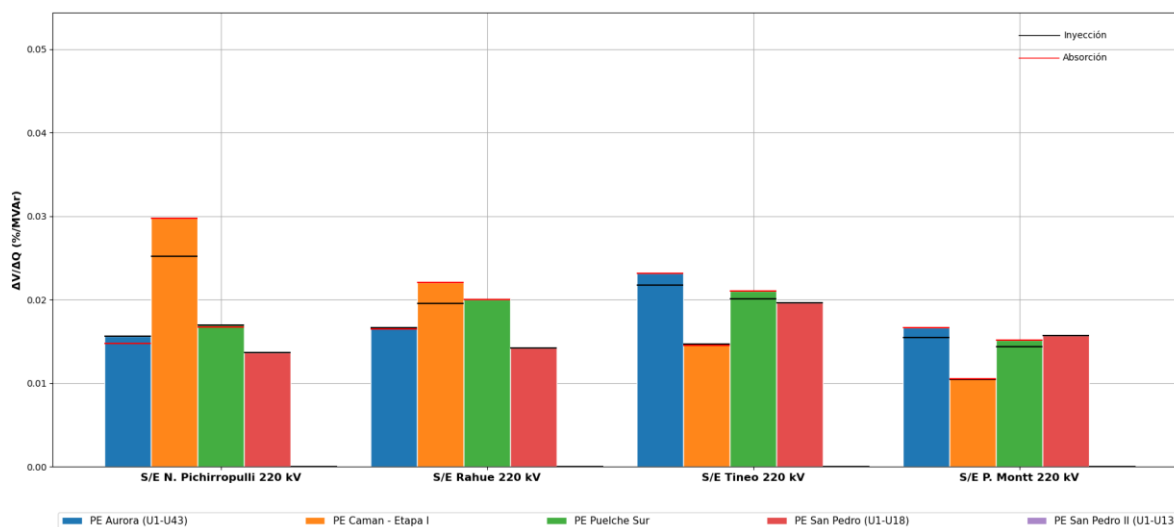


Figura 4.175. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal del ACT Sur: Centrales ERV (continuación).

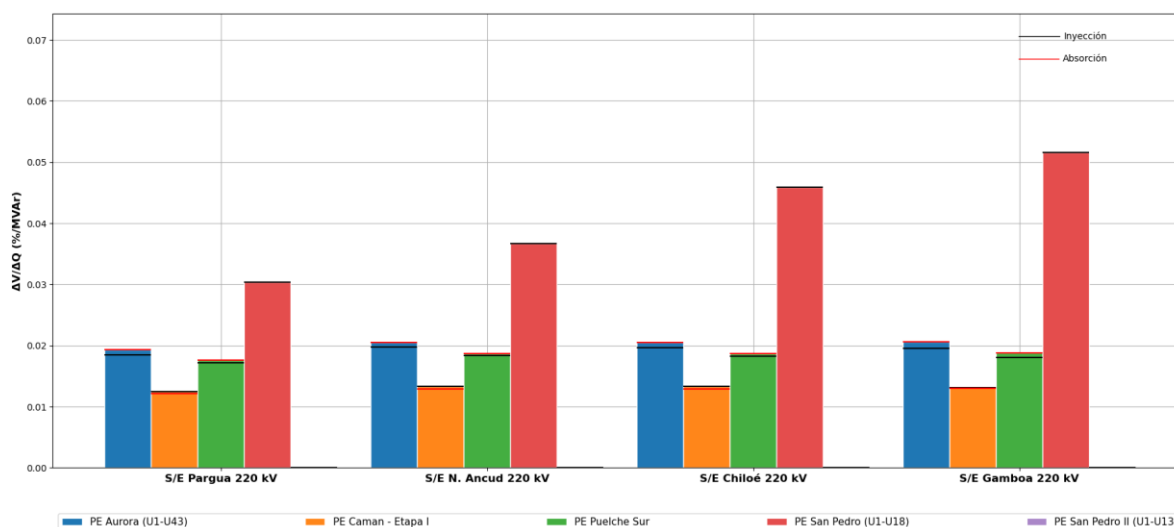


Figura 4.176. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal del ACT Sur: Centrales ERV (continuación).

De las figuras anterior se puede observar que, dentro del ACT Sur los recursos más efectivos para realizar el control de tensión varían significativamente según la cercanía de este a la barra a controlar y si el requerimiento es de inyección o absorción. Sin embargo, es posible destacar que el elemento principal y más efectivo a en la extensión de la zona corresponde al CER de Puerto Montt.

A partir de los anterior, se observa que entre la S/E Cautín y S/E C. de Huichahue, los elementos más efectivos corresponden a la Central Valdivia, Calle Calle, Pullingue y al CER de Puerto Montt en menor medida. Luego entre las S/E Nueva Pichirropulli y S/E Tineo, las centrales con mayor efectividad corresponden a CER de Puerto Montt, Central Rucatayo, Canutillar y Pilmaiquen. Finalmente, a partir de la S/E Puerto Montt hasta la S/E Gamboa, los elementos más efectivos corresponden al CER de Puerto Montt y a las Centrales Canutillar, Rucatayo y Trincao.

Con respecto a las centrales ERV, de las figuras anteriores se puede observar que, entre las SS/EE Cautín y Rahue las que resultan más efectivas corresponden son PE Caman y PE Puelche Sur; entre las SS/EE Tineo y Gamboa las centrales más efectivas corresponden a PE Aurora y PE San Pedro.

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-Centro, que se compone por las SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV al norte y la subárea sur, que se compone principalmente por las SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV y Puri 220 kV, las cuales se estudiaron por separado.

Subárea Norte-Centro

Para la Subárea Norte-Centro, en el escenario de alta demanda E2 de día y bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 220 kV de la S/E Parinacota, ante la contingencia de la línea Roncacho-Parinacota 220 kV. Para la contingencia del reactor de Los Changos 500 kV, que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 114 MVar, aportados principalmente por las centrales IEM y Angamos.

Respecto del escenario de alta demanda E5 de noche y bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 220 kV de la S/E Parinacota, ante la contingencia de la línea Puerto Patache - Cóndores 220 kV. Para la contingencia de la línea Cochrane-Encuentro C1 220 kV, que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 155 MVar, aportados principalmente por las centrales IEM y Angamos.

En relación con el escenario de demanda mínima (E6), en la Subárea Norte-Centro, bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 220 kV de la S/E Parinacota, ante la contingencia de la línea Puerto Patache - Cóndores 220 kV. Para la contingencia de la línea Kimal - Los Changos C1 500kV, que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 165 MVar, aportados principalmente por las centrales IEM y Angamos.

Con el objeto de disponer de un mayor margen de absorción de potencia reactiva en los elementos de CT, se consideraron medidas operacionales consistentes en aperturas de las siguientes líneas de transmisión:

Apertura de líneas	Escenarios
Nva Pozo Almonte - Condores 220 kV	2
Parinacota-Roncacho 220 kV	5,6
Roncacho-Nva Pozo Almonte 220 kV	5,6

Los recursos más eficaces para el control de tensión corresponden a las centrales sincrónicas de las centrales Chapiquiña, Norgener, Cerro Dominador y Cochrane. Respecto de las centrales ERV, las más eficaces corresponden a las centrales Willka, La Huayca II, Pozo Almonte Solar II/III y Granja solar. Todas las centrales anteriores, tienen mayor influencia sobre barras más cercanas a ellos, pero que comparten la labor de control de tensión de las barras ubicadas de la SE Changos hacia el norte.

Se realizaron análisis de curvas Q-V para verificar los márgenes de reactivo de la barra más débil de la Subárea Norte-Centro en diversos escenarios, tanto en operación normal como en situaciones de contingencia. En todos los casos, se determinó que los valores de tensión se mantienen dentro de los rangos aceptables. Sin embargo, es importante tener en cuenta que después de una contingencia, la tensión tiende a disminuir en la mayoría de los casos. Por lo tanto, pequeñas variaciones en los requisitos de reactivos podrían hacer que la tensión en la barra exceda los límites aceptables.

Subárea Sur

Para la subárea sur del ACT Norte Grande, los recursos de control de tensión de la subárea Norte-Centro poseen gran relevancia para el control de tensión, debido a que solo existe un elemento de control dinámico, que corresponde al SVC Domeyko.

Para esta Subárea, en todos los escenarios (E2 de día, E5 de noche y E6 mínima) y bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 220 kV de la S/E Andes, ante la contingencia del SVC de Domeyko. Para la contingencia de la línea N.Zaldívar-Laberinto C1 220 kV, que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 33 MVar, aportados internamente en su totalidad por el SVC de Domeyko.

Los recursos más eficaces para el control dinámico de tensión corresponden totalmente al SVC de Domeyko. Respecto de las centrales ERV, la más eficaz corresponde a la central Cerro Tigre. Para la barra más débil de la Subárea Sur 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.

De los escenarios examinados para el ACT Norte Grande, tanto para la subárea Norte-Centro como para la subárea Sur, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta.

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 distinguen dos subáreas de control de tensión: la subárea Norte, correspondiente al subsistema de 220 kV y 110 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre, y la subárea Centro-Sur, que incluye los sistemas de 500 kV, 220 kV y 110 kV comprendidos entre las barras de 500 kV de S/E Los Changos y de 220 kV de S/E Illapa, por el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico y de 220 kV de las SS/EE Nueva Los Pelambres y Los Vilos, por el sur.

Dentro del horizonte de estudio se analizaron escenarios con diversas condiciones de demanda del SEN, generación ERV y niveles de transferencias por el sistema de 500 kV del ACT.

Subárea Norte

La barra más débil pre-contingencia corresponde a la de S/E Paposo 220 kV, mientras que las barras más débiles post contingencia corresponden a las de las SS/EE Francisco y Cachiyuyal 220 kV para fallas en las líneas que interconectan estas subestaciones con la S/E Diego de Almagro.

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de CT de la subárea se produce en el escenario de demanda alta de día, ante la falla de un circuito de la línea Nueva Cardones – Nueva Maitencillo 500 kV, la que requiere una reserva interna de 32.5 MVar. El mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva se produce en el mismo escenario ante la desconexión de un reactor de 150 MVar de S/E Parinas 500 kV, evento que requiere una reserva interna de 22.5 MVar.

El único recurso que permite el control dinámico de tensión dentro de esta subárea corresponde al SVC Plus de Diego de Almagro. Con respecto a los parques ERV, los más eficaces para el control de tensión de las barras de las SS/EE Paposo, Francisco y Cachiyuyal son claramente los PFV Conejo Solar y Pampa Solar Norte. En las restantes subestaciones de la subárea, en cambio, las efectividades de los parques ERV son más parejas.

Subárea Centro-Sur

En el sistema de 500 kV, la barra más débil pre-contingencia corresponde a la de S/E Parinas, mientras que las barras más débiles post contingencia corresponden a la de S/E Nueva Pan de Azúcar ante la falla de un circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el escenario de demanda alta de día y a la de S/E Parinas ante la falla de un circuito Cumbre – Nueva Cardones 500 kV en los escenarios de demanda alta de noche y de demanda baja.

En el sistema de 220 kV, cuando este opera enmallado la barra más débil pre-contingencia corresponde a la de la S/E Parinas y las barras más débiles post contingencia corresponden a la de S/E Don Goyo ante la falla de un circuito Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV en el escenario de demanda alta de noche y a la de S/E Parinas ante la falla de un circuito Cumbre – Nueva Cardones 500 kV en el escenario de demanda baja. Al operar el sistema de 220 kV abierto en la S/E Don Héctor, medida operacional que se aplica normalmente en horas de alta generación solar, la barra más débil pasa a ser la de S/E Don Héctor que queda conectada hacia la S/E Maitencillo, tanto en operación normal como post contingencia para la falla de un circuito Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

El mayor requerimiento de inyección de potencia reactiva sobre los elementos de CT de la subárea se produce en el escenario de demanda alta de día ante la falla de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, la que requiere una reserva interna de 206.5 MVar, que es aportada en su mayor parte por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar, los CER de S/E Pan de Azúcar y el CER de S/E Cardones. El mayor requerimiento interno de absorción de potencia reactiva se produce en el escenario de demanda baja ante la desconexión del reactor de 175 MVar de S/E Nueva Cardones 500 kV, evento que requiere una reserva interna de 109.7 MVar, que es aportada en su mayor parte por los SVC de S/E Nueva Pan de Azúcar y el CER de S/E Cardones.

Los recursos más eficaces para el control dinámico de tensión de las barras de 500 kV de esta subárea corresponden al CER de Cardones y los SVC de Nueva Pan de Azúcar. Para el control dinámico de tensión de las barras de 220 kV los recursos más eficaces corresponden al CER de Cardones, el CER de Maitencillo, la central Guacolda, los CER de Pan de Azúcar y la central Los Molles. Sin embargo, se debe tener presente que esta última tiene una capacidad muy limitada.

Con respecto a los parques ERV, tanto en el sistema de 500 kV como en el de 220 kV, los más eficaces para el control de tensión son muy variables según la barra que se esté analizando, debido a que existe una gran cantidad de parques distribuidos a lo largo de todo el sistema de 220 kV de la subárea.

De los escenarios examinados para el ACT Norte Chico, tanto para la subárea Norte como para la subárea Centro-Sur, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y de alerta. Para las barras más débiles de cada subárea 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 simulieron dos escenarios demanda alta y una demanda baja, 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, en el escenario más exigente analizado, corresponde a la S/E Polpaico 500 kV ante la desconexión de un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 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.

Por otra parte, para el sistema de 220 kV la barra más débil pre y post contingencia corresponde a la de la S/E Nogales 220 kV y la contingencia que implica un mayor aumento de sensibilidad corresponde a la falla de un circuito de la línea Quillota Nogales 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 4.56.

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 180 MVar. Por otra parte, la mayor exigencia de absorción de reactivos en la zona es de unos 30 MVar, correspondientes a la desconexión del reactor de Polpaico 500 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, y las centrales térmicas de la S/E San Luis. Cabe destacar que el principal aporte de reactivos en la zona está dado por el PFV Quilapilun y por el PE La Estrella.

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 de un circuito de la línea Tap Chicureo – El Salto 220 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 33 MVar, siendo las centrales 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 centrales despachadas en la zona, a las que hay que agregar el aporte desde el área de control de tensión Centro. Cabe destacar el aporte de reactivos de las centrales ERV correspondientes a PFV Santiago Solar y Loma los colorados.

En relación con el escenario de demanda mínima, el área de la Región Metropolitana, en condiciones normales de operación y ante la desconexión intempestiva de una unidad de la central Alfalfal II, con un requerimiento de absorción de reactivos de 6 MVar.

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 1-2 y Las Lajas 1-2.

Subárea Quinta Región

Para la ACT Quinta región, en los escenarios con altas demandas (E2 de día y E5 de noche) y bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 110 kV de la S/E Cerro Calera, ante la contingencia de la línea Quillota – San Pedro 110 kV. Para la contingencia señalada, que es la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 18 MVar, aportados principalmente por las centrales Campiche y Nueva Ventanas.

En las condiciones anteriores, de alta demanda, el soporte de reactivos más eficaz lo proveen casi en su totalidad las centrales 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 (E6), en el área de la V Región, bajo condiciones de operación normal y post contingencia, la barra más débil respecto de la sensibilidad de la tensión es la barra de 110 kV de la S/E Cerro Calera, ante la contingencia de la línea Ventanas - Nogales C1 220 kV. Para la contingencia de la línea San Luis - A.Santa C1 220 kV, que resultó la más desfavorable para la zona en términos de requerimientos absolutos de potencia reactiva, se demanda un total de 3 MVar, aportados principalmente por la central Aconcagua.

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

De los escenarios examinados para la zona de la V Región, todos cumplen con las exigencias de tensión de la NT en estado normal y estado de alerta, además se cuenta con suficiente margen de reactivos para atender las contingencias más exigentes del área. Conforme con lo anterior, esta zona no presenta problemas de estabilidad o colapso de tensión.

5.4 Área Centro-Sur

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 centrales 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.

Por otro lado, la subárea definida como de 154 kV posee un conjunto de centrales principalmente hidroeléctricas ubicadas entre 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 Cogeneradora Bío Bío (ex 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 centrales.

Subárea de 500 y 220 kV

En los análisis de esta subárea fueron considerados escenarios de demanda alta, tanto de día (escenario E2) como de noche (escenario E5), a modo de tener representada condiciones con baja y alta transferencia por el sistema de 500 kV desde Charrúa al centro del SEN. Adicionalmente, se consideró un escenario de demanda baja para analizar una condición de bajo requerimiento local de potencia reactiva zonal. Estos escenarios permiten determinar las máximas exigencias en términos asociados al fenómeno de control de tensión en la subárea 500/220 del ACT Centro Sur.

En el sistema de 500 kV se identificó a la barra de la S/E Entre Ríos como la que presenta las mayores sensibilidades de la tensión con respecto a los cambios en la potencia reactiva (dV/dQ). La contingencia en la que se obtiene la mayor sensibilidad es la pérdida de uno de los circuitos de la línea Ancoa – Entre Ríos 2x500 kV.

En el sistema de 220 kV, la barra de la S/E Los Peumos es la que presenta la mayor sensibilidad dV/dQ pre y post contingencia. La contingencia que provoca el mayor aumento en la sensibilidad de la tensión corresponde a la pérdida de la línea Los Peumos – Temuco 220 kV.

Los mayores requerimientos internos de potencia reactiva son: requerimiento de inyección de 147 MVar para la contingencia en uno de los circuitos de la línea Ancoa-Entre Ríos 2x500 kV y requerimiento de absorción de 60 MVar para la contingencia en una de las centrales de la central Ralco. Ambos requerimientos, de inyección y absorción, fueron obtenidos en el Escenario E5.

S/E de Alto Jahuel el recurso más efectivo para CT es la central Candelaria y entre las SS/EE Ancoa y Charrúa se destaca la efectividad de las centrales Santa María, Alto Renaico y Renaico.

Del análisis de la efectividad de los recursos de CT para el sistema de 220 kV: entre las SS/EE Alto Jahuel y Maipo los recursos más efectivos son las centrales Candelaria, Chacayes, Sauzal y Sauzalito; entre las SS/EE de Candelaria y Puente Negro los recursos de CT más efectivos son las centrales Candelaria, Colbún Pehuenche; entre las SS/EE Colbún y Ancoa los recursos más efectivos son las centrales de Colbún, Pehuenche y Machicura; en la barra de la S/E Charrúa se destacan como recursos más efectivos las centrales Santa María, Alto Renaico y Renaico; en la barra de la S/E Los Notros los recursos más efectivos en el CT son las centrales de Angostura y Ralco; mientras que las barras al sur de la S/E Charrúa los recursos con mayor efectividad son las centrales Alto Renaico, Renaico y Río Picoiquen.

En cuanto a la efectividad de las centrales ERV en el CT se concluye que: en las SS/EE Entre Ríos y Charrúa las centrales más efectivas resultan ser PE La Flor, PE Negrete, PE Alena y PE Mesamavida; entre las SS/EE de Charrúa y Mulchén las centrales más efectivas son PE Renaico, PE San Gabriel, PE Los Olmos y PE Tolpan Sur; en la SS/EE Malleco los recursos ERV más efectivos en el CT son PE Malleco Norte y PE Malleco Sur; mientras que en la SS/EE Los Peumos los recursos más efectivos son PE La Flor y PE Negrete.

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

En la subárea 154 kV para el grupo de contingencias analizadas, las barras que presentaron una mayor sensibilidad 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 Paine. Para esta barra, la contingencia que genera la mayor sensibilidad en la tensión en estado de alerta son la pérdida del transformador ATR Itahue 225/161/69kV 300MVA.

Por otro lado, 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 – Tap Teno 154kV C1, requiriendo un monto de absorción por parte de los recursos internos de aproximadamente 12 MVar.

Los recursos internos más eficaces para controlar las tensiones en las principales barras del ACT 154 kV, corresponden a las centrales de Ancoa, Convento Viejo, San Ignacio, Pacífico, La Higuera y la Confluencia.

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, se observa que en el escenario más exigente y ante la

contingencia del transformador ATR Itahue 225/161/69kV 300MVA el margen de reactivos se ve reducido significativamente en comparación con el resto de contingencias analizadas.

Subárea Concepción

En la subárea de Concepción los principales recursos internos de control de tensión para el horizonte temporal estudiado son las centrales generadoras las centrales MAPA, Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower), Coronel, Arauco, Horcones, Escuadrón y Newen.

Para esta subárea, 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 las barras de 154 kV de S/E Coronel y S/E Alonso de Ribera.

Los mayores requerimientos internos de potencia reactiva son: requerimiento de inyección de 47 MVAR para la contingencia en la línea Lagunillas – Coronel 154 kV y requerimiento de absorción de 14 MVAR para la contingencia en la línea Concepción – Alonso de Ribera 154 kV. Es importante mencionar que, en el caso de la contingencia en la línea Lagunillas – Coronel 154 kV en condiciones de demanda alta de la zona, provoca sobrecargas en la línea Los Guindos – Loma Colorada 66 kV y transformador Los Guindo 220/66 kV.

Del análisis de la efectividad de los recursos de CT para la subárea de Concepción se concluye lo siguiente: para sistema comprendido entre las SS/EE Concepción y Hualpén el recurso más efectivo para el CT es la central Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower); entre las SS/EE Hualqui y Lagunillas los recursos más efectivos son las centrales Escuadrón y Coronel; mientras que en S/E Coronel los recursos de CT más efectivos en el CT son las centrales de Coronel y Arauco.

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. Sin embargo, dado el margen de reactivos y considerando la característica de las curvas Q-V obtenidas, se observa que en los escenarios E2 y E3, y ante la contingencia de la línea Lagunillas - Coronel 154kV, el margen de reactivos se ve reducido significativamente en comparación con el resto de contingencias analizadas, de igual manera se observan tensiones cercanas al límite inferior permitido por la NT para el estado de alerta (0.9 p.u) en la barra de Coronel 154kV.

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, S/E Chiloé 220kV y S/E Gamboa 220 kV. 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 de la línea Melipulli - Pargua 220 kV y la desconexión de un circuito de la línea Tineo – Nueva Ancud 220 kV.

El máximo requerimiento dinámico de reactivos para absorción ocurre bajo el escenario E6, donde la falla que causa el mayor requerimiento corresponde a la falla en un circuito de la desconexión del

Reactor Nueva Ancud 220 kV 50 MVA, donde los recursos internos de reactivos requeridos por el área de CT Sur corresponde a -51.8 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 -7 MVar.

Por su parte, el máximo requerimiento dinámico de reactivos para inyección ocurre bajo el escenario de demanda máxima E5, donde la falla que causa el mayor requerimiento corresponde a la falla en un circuito de la línea Nueva Pichirropulli - Tineo 220 kV y los recursos internos de reactivos requeridos por el área de CT Sur corresponde aproximadamente a 29.5 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 6.7 MVar.

En cuanto a las prioridades de uso y de la efectividad de los recursos de CT se concluye que, para el sistema comprendido entre las SS/EE Cautín y C. de Huichahue el recurso más efectivo para el CT corresponden a la Central Valdivia, Calle Calle, Pullingue y al CER de Puerto Montt en menor medida; entre las SS/ Nueva Pichirropulli y Tineo los recursos más efectivos corresponden al CER de Puerto Montt y las centrales Rucatayo, Canutillar y Pilmaiquen.; mientras que en S/E Puerto Montt y Gamboa, los elementos más efectivos corresponden al CER de Puerto Montt y a las Centrales Canutillar, Rucatayo y Trincao.

Con respecto a las centrales ERV y su efectividad de CT, se concluye que, entre las SS/EE Cautín y Rahue las que resultan más efectivas corresponden son PE Caman y PE Puelche Sur; entre las SS/EE Tineo y Gamboa las centrales más efectivas corresponden a PE Aurora y PE San Pedro.

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 centrales 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.

Como se señaló en los párrafos precedentes (Área Norte Grande), existen condiciones operacionales locales (mayoritariamente en escenarios de madrugada) donde, considerando los recursos operacionales disponibles, la apertura de líneas resultó ser la mejor solución técnica, a efectos de mantener las tensiones dentro de los rangos normales de operación establecidos en la NTSyCS. Estas condiciones operativas locales se producen debido a que las instalaciones de transmisión de la zona en cuestión no están debidamente auto compensadas. Cabe destacar que soluciones más estructurales a este problema deberán ser abordadas en una instancia adicional, con una perspectiva de planificación, fuera del alcance de este estudio.

Por otro lado, los parques ERV basados en inversores fueron considerados para efectos de simulación en modo de control PQ, sin embargo, esto implica que en la operación de tiempo real podrán ser requeridos para realizar control dinámico de la tensión en modo PV.

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.

6 ANEXOS