
ESTUDIO DE PRIORIDADES DE USO DE LOS RECURSOS PARA EL CONTROL DE TENSIÓN

Informe Final

GERENCIA DE OPERACIÓN

Enero 2020

Estudio de Prioridades de uso de los Recursos para el Control de Tensión
Informe preparado por el Departamento de Estudios de Sistemas Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	02-01-2020	Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Flavio Serey L.	Víctor Velar G.

Índice

1	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	4
2	ANTECEDENTES	5
2.1	Antecedentes Normativos	5
2.2	Bases Técnicas.....	5
2.3	Antecedentes para el Desarrollo del Estudio.....	6
2.4	Metodología.....	8
3	DESARROLLO DEL ESTUDIO	11
3.1	ACT 1: Norte Grande	14
3.2	ACT 2: Norte Chico	17
3.3	ACT 3: Centro	20
3.4	ACT 4: Centro-Sur.....	25
3.5	ACT 5: Sur	30
4	CONCLUSIONES	32
5	ANEXOS.....	35
5.1	Ranking de efectividad de los Recursos de CT	35
5.2	Criterios generales de Selección y Priorización del Uso de los Recursos de CT.....	43
5.3	Caracterización de los Recursos de Control de Tensión	45

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En el artículo 1-9 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en adelante NT, se establecen los estudios que deberá elaborar el Coordinador entre los cuales se incluye un estudio denominado “Prioridades de Uso de los Recursos para el Control de Tensión”.

De conformidad con lo señalado, el Coordinador elaboró el estudio correspondiente que se resume en el presente informe, y cuyo objetivo principal es establecer las prioridades del uso de los recursos de control de tensión (CT) en cada una de las Áreas de Control de Tensión (ACT) que se definan para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Con el objeto de disponer la orientación del estudio, en el capítulo 2 del informe se proporcionan los antecedentes relacionados con las exigencias establecidas en la NT. Además, se establecen las bases técnicas y la metodología que se aplica en el estudio. Dichas bases y metodologías se adecuan de la mejor manera posible a lo dispuesto en la NT, pero bajo un conjunto de supuestos y consideraciones que son propias de la realidad actual del SEN.

En el capítulo 3, se presenta el desarrollo del estudio junto con la descripción de las áreas de control de tensión. Posteriormente para cada una de las áreas de control de tensión se estima la eficacia del CT de los principales recursos para el escenario más exigente tanto en Inyección como en Absorción de potencia reactiva en operación normal, según el “Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva” (ECTyRPR) versión 2019. Además, en la priorización de los recursos se indica que deberá considerarse la reserva dinámica de potencia reactiva necesaria para afrontar contingencias simples, por lo cual se hace una descripción de su distribución, también en base a los resultados del mismo Estudio.

En el capítulo 4 se presentan las conclusiones y comentarios del uso de los recursos de control de tensión.

En la sección de anexos se presenta el ranking de efectividad del CT para cada una de las barras analizadas en las ACT consideradas. Además, se establecen criterios generales sobre la priorización de los recursos de CT y se proporciona la caracterización de los recursos de control de tensión de cada ACT según sus atributos.

2 ANTECEDENTES

2.1 Antecedentes Normativos

Los antecedentes disponibles son los que están establecidos en la NT, y que se resumen de la siguiente forma:

- En el Artículo 1-9 Titulo 1-2 “Abreviaturas y Definiciones” de la NT, se establecen los estudios que deberá desarrollar el Coordinador y en particular, se incluye un estudio llamado “Prioridades de uso de los Recursos para el Control de Tensión”.
- En el Artículo 7-17 Titulo 7-4 “Control de Tensión” de la NT, se establece que el orden jerárquico de prioridades de uso de los recursos enunciados en el artículo 7-16 de la NT, será el que establezca el Coordinador mediante los Estudios Específicos que estime pertinente.
- En el Artículo 7-16 Titulo 7-4 “Control de Tensión” de la NT, se establecen los recursos disponibles para el Control de Tensión.

2.2 Bases Técnicas

El objetivo del control de tensión es mantener las tensiones en las barras del sistema dentro de los rangos de tensiones aceptables, de manera que el sistema opere con los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente. Al mismo tiempo, el sistema debe operar con las reservas de potencia reactiva suficientes en capacidad y en rapidez de respuesta, para así controlar la tensión ante contingencias derivadas de fallas en elementos del sistema, ya sean de transmisión, unidades de generación o instalaciones de clientes.

Para cumplir con dicho objetivo, se deben emplear los recursos disponibles en el sistema que mediante la inyección o absorción de potencia reactiva permiten el control de tensión en las distintas barras del sistema. Dado que dichos recursos tienen diferentes atributos técnicos, tanto en capacidad como en rapidez de respuesta, es necesario asignar una priorización del uso de los recursos de control de tensión.

La metodología planteada en la asignación de prioridades del uso de los recursos de control de tensión deberá tomar en cuenta lo siguiente:

- El problema de control de tensión es principalmente un problema local, luego el sistema se subdivide en áreas de control de tensión.
- Los recursos de control de tensión existentes en cada área de control de tensión tienen diferentes atributos técnicos.
- En cada área de control de tensión deberá existir la reserva de recursos de control de tensión, en cada instante, que permitan controlar la tensión ante fallas simples en elementos de transmisión (líneas, equipos de compensación de reactivos y transformadores), desconexiones de unidades de generación y desconexiones de consumos.
- En cada área de control de tensión deberá existir la reserva de recursos de control de tensión que permitan prestar apoyo a las áreas adyacentes.

- La asignación de los recursos de control de tensión debe propender a un uso eficiente, reduciendo los flujos de potencia reactiva en el sistema para lograr disminuir las pérdidas de potencia activa y reactiva en el sistema.

2.3 Antecedentes para el Desarrollo del Estudio

2.3.1 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 el 1 de diciembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2020.

2.3.2 Proyectos incluidos en Estudio

Para la elaboración del Estudio se incluyeron obras relevantes de generación, transmisión y consumo, de acuerdo con el Plan de Obras señalado en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de diciembre 2018, aquellas presentes en el Catastro de Nuevos Proyectos elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los propietarios respectivos, para el período de evaluación del Estudio.

Tabla 2.1. Proyectos de Generación considerados en el Estudio.

Generación			
Nombre del Proyecto	Tipo	Capacidad [MW]	Puesta en Servicio
TenoGas50	GNL/GLP	50.0	02-2019
Sarco	Eólico	168.8	02-2019
Huatacondo	Fotovoltaico	98.0	04-2019
San Gabriel	Eólico	183.0	05-2019
La Flor	Eólico	32.4	06-2019
Cerro Dominador CSP	Termosolar	110.0	09-2019
Cabo Leones II	Eólico	204.0	07-2020
Santa Isabel Etapa I - Fase I	Fotovoltaico	70.0	10-2020

Tabla 2.2. Proyectos de Transmisión considerados en el Estudio.

Transmisión	
Nombre del Proyecto	Puesta en Servicio
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico – Alto Jahuel 2x500 kV en SE Lo Aguirre 500 kV	11-2018
SE Seccionadora Nueva Valdivia 220 kV	11-2018
Nueva SE Seccionadora Quillagua 220 kV	11-2018
Seccionamiento del primer circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV en SE La Cebada	11-2018
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV en SE Don Goyo	11-2018
Nueva Subestación Crucero Encuentro	12-2018
Nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa – Charrúa	12-2018
Seccionamiento de la línea 2x220 kV Cardones–Carrera Pinto– Diego de Almagro y Cambio de configuración en SE San Andrés 220 kV	05-2019
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde SE Crucero a SE Nueva Crucero Encuentro	06-2019
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre SE Los Chagos y SE Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en SE Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en SE Los Chagos	06-2019
Nueva línea 2x220 kV entre SE Nueva Diego de Almagro – Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV	11-2019
Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	02-2020
Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	07-2020
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV	08-2020
S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV y	08-2020

2.3.3 Supuestos operativos

La modelación de los escenarios base contempla los siguientes supuestos:

- Las simulaciones de los escenarios en estudio, para estado normal y estado de alerta, están supeditadas a los estándares de la NT relacionados con el control de tensión y reservas de potencia reactiva.
- Se han considerado las restricciones operacionales que se estima estarán presentes en el Sistema de Transmisión durante el periodo de evaluación, las que se encuentran levantadas en el Estudio realizado por el Coordinador “Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión” del año 2019.
- El modelo de diagrama PQ de las unidades de generación se asume rectangular, esto es, que la potencia reactiva no es función de la potencia activa y cuyos valores límites están referidos a la

potencia nominal de las unidades o de acuerdo con las restricciones observadas en la operación real.

- En las simulaciones estáticas (flujos de potencia), se asume el modelo de consumo de potencia constante. El factor de potencia utilizado corresponde al obtenido de las mediciones de facturación.
- Las capacidades de transmisión en el sistema troncal quedan determinadas por las restricciones operacionales vigentes,
- La modelación estática de los CER considera la incorporación del estatismo propio de cada uno de éstos, de manera que permita el aporte del resto de las unidades que inyectan en su barra de control.
- La operación de los parques ERNC se considera del modo PQ dentro de los límites definidos en la NT.

2.4 Metodología

A continuación, se hace referencia al conjunto de procedimientos utilizados para alcanzar los objetivos planteados en este estudio:

- Áreas de control de tensión: Se utilizan las áreas de control de tensión que han sido definidas en el estudio de CTyRPR del año 2019.
- Se realiza un análisis para establecer la priorización 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 los rankings de efectividad de los recursos en el CT de las correspondientes barras, para cada una de las ACT consideradas (Ver Anexo 5.1).
- Se proporcionan criterios generales de priorización de CT de acuerdo con los atributos de cada uno de los recursos de CT (Ver Anexo 5.2).
- Caracterización de los recursos de control de tensión: 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 5.3).

2.4.1 Efectividad en el Control de Tensión

Cuando existe más de un recurso de control de tensión para atender los requerimientos de potencia reactiva de un área, es conveniente identificar cuáles recursos son más efectivos en suplir los requerimientos de reactivos específicos de cada barra para controlar su tensión.

Los recursos de potencia reactiva pueden ser más eficaces en el control de tensión en la medida que la distancia eléctrica a los nudos que requieren controlar es menor. Esto se puede determinar mediante la sensibilidad resultante del cociente entre el cambio de la tensión en una barra y el cambio de reactivos

del recurso que los aporta. Es decir, cambios de tensión en una barra debido a cambios en la potencia reactiva aportada por centrales de generación, por bancos de condensadores o por cambio de posición del tap de un transformador. Para fines prácticos de estimar un indicador de la efectividad en el control de tensión de los recursos disponibles en un área de CT se puede establecer el $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$.

Para mostrar la eficacia de los recursos del sistema, en el presente estudio se determinarán valores referenciales para cada una de las principales barras del ACT, en condiciones de Operación Normal en el escenario más exigente tanto en Inyección, como en Absorción de potencia reactiva para cada área de CT según los escenarios del estudio de CTyRPR versión 2019, lo que permite establecer un ranking de efectividad de los recursos en el control de tensión de las correspondientes barras.

La asignación de estos recursos para mantener un perfil de tensión aceptable en operación normal deberá considerar además los márgenes de reserva y sus atributos de control, de manera de no comprometer la seguridad de servicio.

En la presentación de los resultados relativos a la efectividad de los recursos disponibles para el CT, en cada barra de las respectivas ACT consideradas, se compararán los resultados (cuando sea pertinente) de los escenarios correspondientes a Absorción e Inyección de potencia reactiva en un mismo gráfico. Así, por ejemplo:

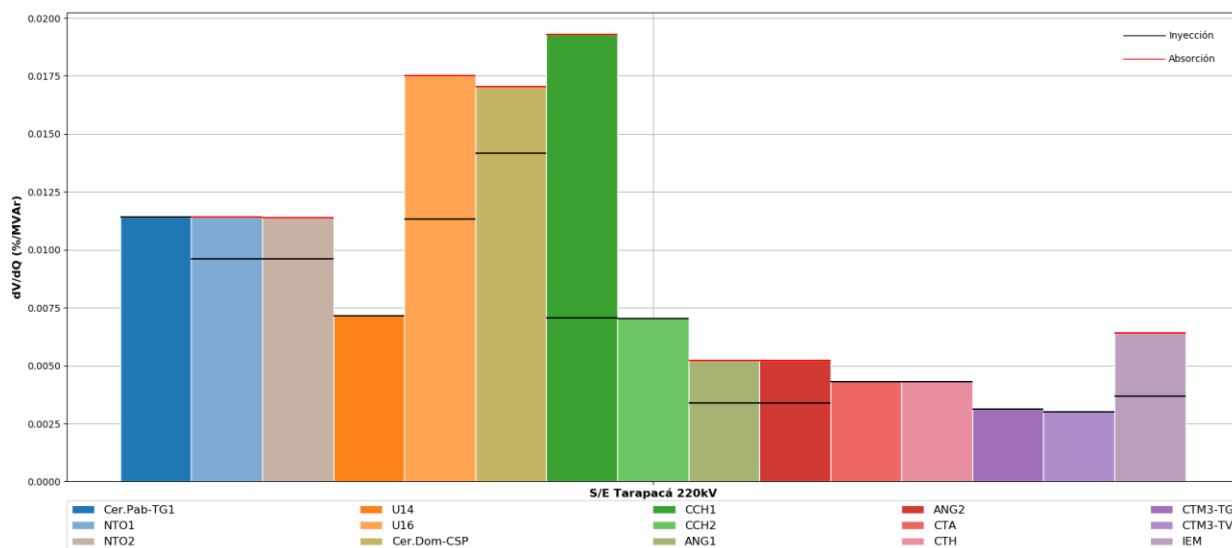


Figura 2.1. Figura de ejemplo. Presentación de resultados

En este gráfico de ejemplo, se muestra la efectividad de los recursos disponibles para el CT en la barra Tarapacá 220 kV. Cada uno de los recursos para el CT, está representado por una barra coloreada que indica el máximo valor (entre los escenarios de Inyección y absorción considerados en el ACT) del coeficiente $dV_{\text{barra}}/dQ_{\text{Recurso}}$. Dentro de la barra coloreada antes mencionada, el valor de efectividad en el escenario de Inyección está indicado por una marca horizontal de color negro. Análogamente el valor de efectividad en el escenario de Absorción está indicado por una marca horizontal de color rojo. Si en una barra coloreada solo se indica una marca horizontal (negro o rojo), significará que en el respectivo escenario (de Inyección o Absorción) no se encuentra disponible el recurso considerado. En

el caso que un mismo escenario represente las condiciones más exigentes tanto para Absorción como para Inyección, se presentará como resultado solo las respectivas barras coloreadas.

3 DESARROLLO DEL ESTUDIO

Con base en las áreas de control de tensión definidas en el estudio CTyRPR del año 2019 y considerando las obras en el SEN resumidas en el punto 2.3.2, se detallan las ACT en revisión en el presente estudio

- **ACT Norte Grande:** Comprendida por las instalaciones desde la S/E Los Changos hacia el norte.
 - **Sub ACT Norte Grande - Norte:** Comprendida por las instalaciones desde las SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV al norte.
 - **Sub ACT Norte Grande - Sur:** Comprendida por las instalaciones SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV y Puri 220 kV.
- **ACT Norte Chico:** Comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos 500 kV, por el norte, hasta las SS/EE Polpaico 500 kV y Los Vilos 220 kV, por el sur.
 - **Sub ACT Norte Chico - Norte:** Comprendida por las instalaciones entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre 220 kV
 - **Sub ACT Norte Chico - Centro/Sur:** Comprendida por los sistemas de 500, 220 y 110 kV comprendidos entre las barras de 500 kV de S/E Los Changos, por el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico y de 220 kV de S/E Los Vilos, por el sur, sin incluir ninguna de dichas barras
- **ACT Centro:** Comprende a las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500kV, 220 kV y 110 kV.
 - **Sub ACT Centro - 220kV y 500kV:** Comprende a las instalaciones de 500kV y 220kV, entre S/E Nogales 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Entre Ríos 500kV y Charrúa 220 kV.
 - **Sub ACT Centro - Región Metropolitana:** Comprende a las instalaciones dentro del anillo de 110kV correspondiente a la Región Metropolitana.
 - **Sub ACT Centro - Quinta Región 110kV:** Comprende a las instalaciones de 110kV aguas abajo de las SS/EE San Pedro y Agua Santa.
- **ACT Centro-Sur:** Comprende a las instalaciones entre las subestaciones Alto Jahuel 500, 220, y 154 kV hasta Cautín 220 kV.
 - **Sub ACT Centro-Sur - 220kV y 500kV:** Comprende a las instalaciones de 500kV y 220kV, entre S/E Alto Jahuel 500kV - 220kV y Cautín 220 kV.
 - **Sub ACT Centro-Sur – 154kV:** Comprende a las instalaciones de 154kV y 66 kV entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue 154kV.
 - **Sub ACT Centro-Sur – Concepción:** Comprende a las instalaciones de 220kV y 154 kV de la zona de Concepción.
- **ACT Sur:** Comprende las instalaciones desde la S/E Cautín 220 kV hacia el sur.

En la tabla 3.1 se presenta un resumen en base a los resultados contenidos en el informe del Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (CTyRPR) del año 2019, relacionados con:

Los requerimientos de inyección/absorción de potencia reactiva necesarios para compensar el déficit/excedente de ésta, causado por las contingencias más críticas en cada área de control de tensión. En dicha tabla se muestran las características más relevantes de cada área de control de tensión, en cuanto al 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 la contingencia con un adecuado control de tensión. Los escenarios de operación más exigentes con respecto a que se requieren las mayores inyecciones/absorciones de potencia reactiva post contingencia, analizados en el estudio CTyRPR, se corresponden con demandas máximas/mínimas estacionales e incluyen mantenimientos programados.

Tabla 3.1: Resumen de los escenarios más exigentes en inyección y absorción de potencia reactiva para las áreas de control de tensión en estudio

Caracterización	Escenarios más exigentes en : Inyección de potencia reactiva											
	Áreas de Control de Tensión											
	Norte Grande		Norte Chico			Centro			Centro - Sur			Sur
	Norte	Sur	Norte	Centro/Sur		Centro 500-220	RM	Quinta Región	154	500-220	Concepción	
Escenario más exigente	E3	E5	E2	E2b	E2	E4	E1	E2	E2	E2	E4	E2
Demanda (MW)	2537	2414	127	900	900	3789	2977	771	884	1077	605	793
Generación (MW)	3049	1979	376	1771	1771	1798	685	535	491	2520	544	413
Contingencia más crítica	Changos-Cumbre C1 500kV	Laberinto - N.Zaldivar C1 220kV	Trafo Cumbre 500/220 kV	Nueva Pan de Azúcar – Polpaico C1 500 kV	Nueva Pan de Azúcar – Polpaico C1 500 kV	CCEE Polpaico	Nueva Renca	Trafo Agua Santa 220/110/60 kV	Trafo A. Jahuel 220/154 kV	Ancoa - A.Jahuel C2 500 kV	Charrúa - Concepción 220 kV	Pichirropulli – Rahue C2 220kV (con pérdida de la Central Rucatayo)
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	151	37	28	153	147	42	22	53	102	65	29	49

Caracterización	Escenarios más exigentes en : Absorción de potencia reactiva											
	Áreas de Control de Tensión											
	Norte Grande		Norte Chico			Centro			Centro - Sur			Sur
	Norte	Sur	Norte	Centro/Sur		Centro 500-220	RM	Quinta Región	154	500-220	Concepción	
Escenario más exigente	E5	E1	E2	E2b	E2	E5	E5	E5	E2	E5	E2	E5
Demanda (MW)	2414	2414	127	900	900	2006	1410	403	884	734	605	507
Generación (MW)	1979	1979	376	1771	1771	570	570	41	491	1625	544	347
Contingencia más crítica	Reactor Los Changos	Domeyko-Laguna Seca 220kV	Trafo D. de Almagro 220/110kV	Reactor Nva. Cardones 500 kV	Reactor Nva. Cardones 500 kV	Desconexión Consumo Los Piuquenes	Desconexión Consumo San Cristobal	Desconexión Consumo Enami	A.Jahuel – Tinguiririca C2 154kV	Desconexión Consumo Minero	Concepción - Alonso de Ribera 154 kV	CER Puerto Montt
Requerimientos mínimos de reactivos (MVar)	-116	-52	-40	-95	-78	-81	-6	0	-17	-116	-27	-22

3.1 ACT 1: Norte Grande

3.1.1 Consideraciones y Comentarios Generales

Las unidades de generación de esta ACT, que usualmente son despachadas por mérito económico, deben disponer de una reserva de potencia reactiva que permita que ellas y el SVC Domeyko realicen la acción de control de tensión en sus respectivas barras, y además que tengan el margen suficiente para afrontar contingencias.

Las restantes unidades de generación, como Gas Atacama y Kelar, generalmente se emplean por calidad y seguridad de servicio con el fin de mejorar la regulación de tensión, satisfacer los requerimientos mínimos de reserva de reactivos o evitar sobrecargas de otras instalaciones en esta área. Con el despacho de estas unidades se incrementa el margen de reserva de reactivos para el control de tensión.

3.1.2 Sub ACT Norte Grande - Norte

3.1.2.1 Efectividad en el Control de Tensión

En las imágenes presentadas a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal, en los escenarios más exigentes, en condiciones de Inyección y absorción de potencia reactiva según el Estudio de CTyRPR 2019, los cuales corresponden al escenario E3 y E5 respectivamente.

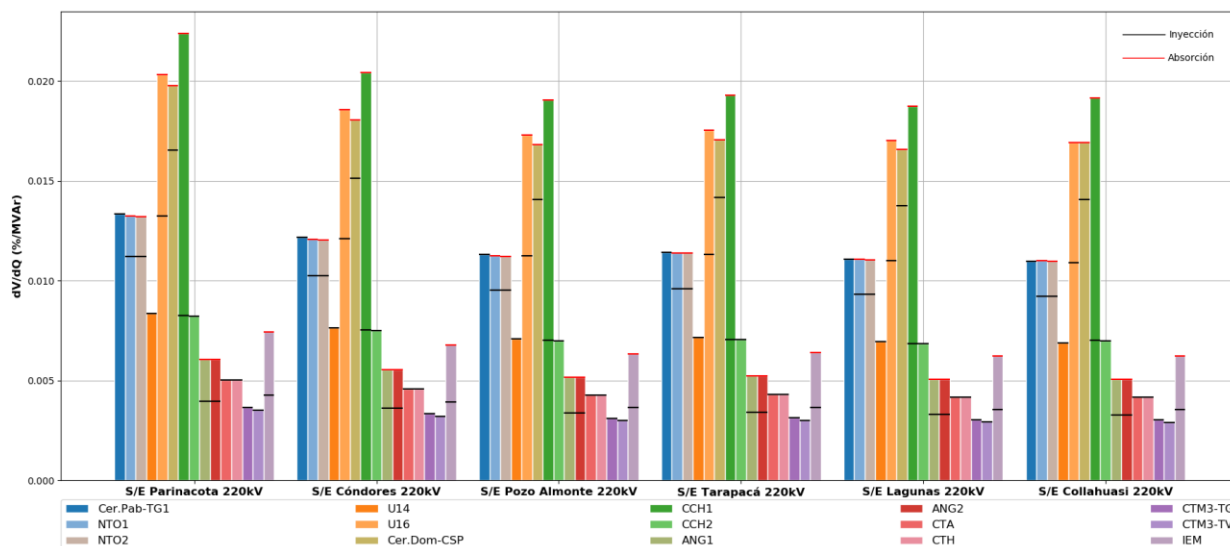


Figura 3.1. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Norte Grande – Norte

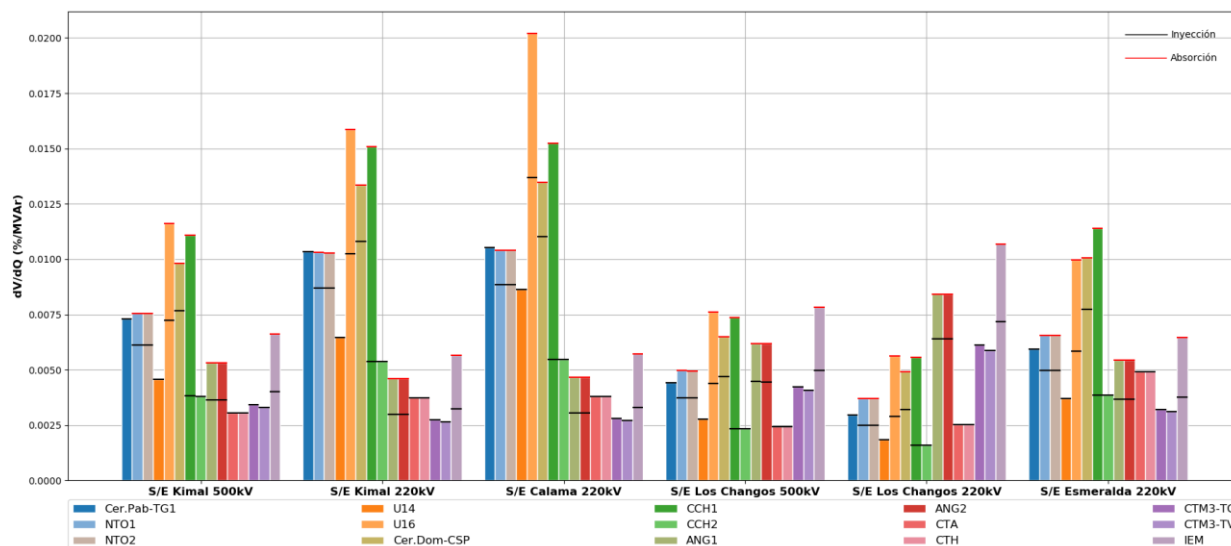


Figura 3.2. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Norte Grande – Norte (continuación)

De las figuras anteriores se puede destacar lo siguiente:

En los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección y absorción de potencia reactiva, La Central Cochrane (CCH1), La Central Tocopilla (U16) y La Central Cerro Dominador (Cer. Dom.-CSP) son en general, las más eficaces en el CT de las SS/EE de la Sub ACT Norte Grande-Norte. Una salvedad al comportamiento antes señalado se da en la S/E Los Chagos 500kV y especialmente en Los Chagos 220kV, en donde las Centrales Angamos (ANG1 y ANG2) e IEM aumentan significativamente su efectividad en el control de tensión. Por otra parte, se aprecia que en general la efectividad de los recursos de CT es mayor en el escenario de absorción de potencia reactiva.

3.1.2.2 Reserva de Potencia Reactiva

De acuerdo con los resultados del Estudio CTyRPR del año 2019, en el escenario más exigente de inyección de potencia reactiva, la contingencia más crítica corresponde a la falla del primer circuito de la línea Chagos – Cumbre 500kV. En esta situación se requiere de una reserva dinámica mínima de 151 MVAR en la zona, con una distribución tal que, la mayor parte de los recursos internos de potencia reactiva son aportados principalmente por las unidades de Angamos con un 28% y la unidad IEM con un 18%.

Con respecto a la necesidad de absorción de potencia reactiva, en el escenario más exigente, la contingencia más crítica corresponde a la desconexión del Reactor de 175 MVAR de la S/E Los Chagos 500kV con un requerimiento del orden de 116 MVAR, con una distribución tal que, la mayor parte de los recursos internos son aportados principalmente por la central Angamos con un 36%, La Central Tocopilla (U16) con un 14% y la central IEM con un 25%.

3.1.3 Sub ACT Norte Grande - Sur

3.1.3.1 Efectividad en el Control de Tensión en Operación Normal

En la imagen presentada a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal, en los escenarios más exigentes, en condiciones de Inyección y absorción de potencia reactiva según el Estudio de CTyRPR 2019, los cuales corresponden al escenario E5 y E1 respectivamente.

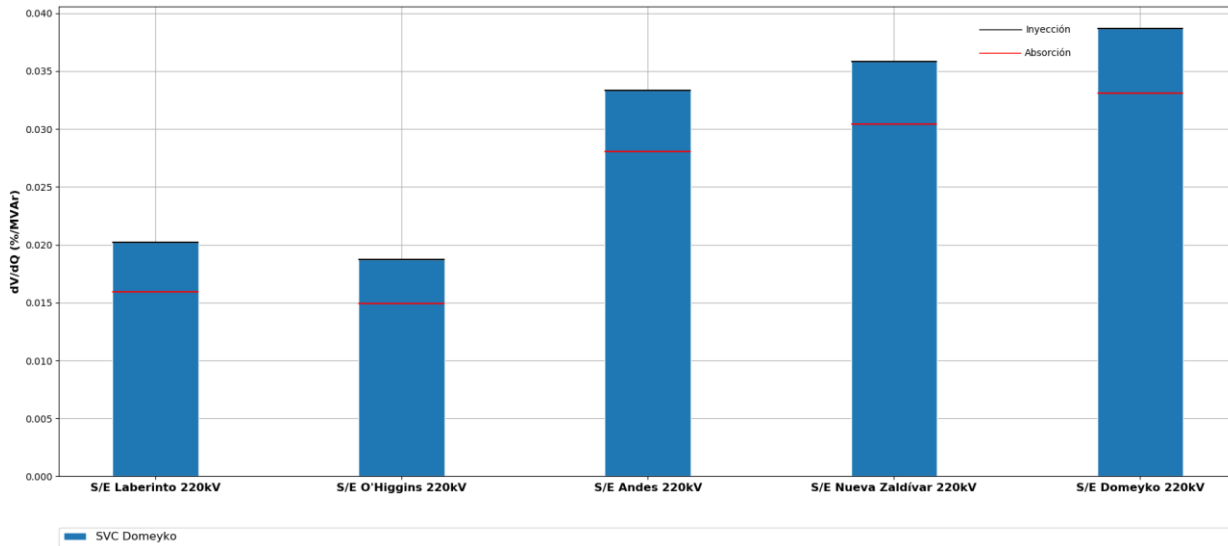


Figura 3.3. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Norte Grande – Sur

De la figura anterior se puede destacar lo siguiente:

En el escenario más exigente correspondiente a los casos de inyección y absorción de potencia reactiva, se aprecia que el SVC de Domeyko, que corresponde al único elemento de control existente en el ACT, disminuye su efectividad de control de tensión de S/E Domeyko al norte, destacándose una efectividad marginal en el CT de las barras de las SS/EE Laberinto 220kV y O'Higgins 220 kV.

3.1.3.2 Reserva de Potencia Reactiva

De acuerdo con los resultados del Estudio CTyRPR del año 2019, en el escenario más exigente de inyección de potencia reactiva, la contingencia más crítica corresponde a la falla del SVC de Domeyko. En esta situación no se cuenta con reserva dinámica en la zona y el 100% de esta (58MVar) proviene externamente del Sub ACT Norte Grande-Norte.

Con respecto a la necesidad de absorción de potencia reactiva en el escenario más exigente, la contingencia más crítica corresponde a la falla de la línea Laberinto – N.Zaldívar 220kV con un requerimiento del orden de 37 MVar, aporte interno proporcionado íntegramente por el SVC de Domeyko.

3.2 ACT 2: Norte Chico

3.2.1 Consideraciones y Comentarios Generales

Se consideran dos escenarios, en cada uno de los cuales se presentan resultados en condiciones de inyección y absorción de potencia reactiva. El escenario E2 (Para la Sub ACT Norte Chico – Norte solo se analiza este escenario), considera la topología anterior a la puesta en servicio de los segundos transformadores 500/220kV en las SS/EE Nueva Cardones, Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar, y del proyecto de compensación reactiva Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, que incluye un SVC de +50/-150MVAR en S/E Nueva Pan de Azúcar 220kV, dos reactores de 100MVAR en S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV y la distribución de la compensación serie de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico en ambos extremos de la línea. Se prevé que estas obras entren en servicio entre febrero y marzo de 2020. El escenario E2b corresponde a una sensibilidad del escenario E2, considerando en servicio dichas obras.

En ambos escenarios, las unidades de generación que generalmente son despachadas por orden económico, tales como las unidades de generación de la Central Guacolda, deben de disponer de una reserva de potencia reactiva que permita al SVC Plus de Diego de Almagro, a los equipos CER de Cardones, de Maitencillo, y de Pan de Azúcar realizar la acción de control de tensión en las barras de Diego de Almagro 220 kV, Cardones 220 kV, Maitencillo 220 kV y Pan de Azúcar 220 kV, respectivamente.

Por otro lado, las unidades de generación que por mérito económico son despachadas con menor frecuencia, como las Centrales Taltal, Huasco, Termopacífico, Cenizas, El Peñón, etc., podrían ser requeridas por calidad y seguridad de servicio. En estas circunstancias, se incrementarían los márgenes de reserva para el control de tensión.

Por otra parte, adquiere gran relevancia el aporte de potencia reactiva de los parques fotovoltaicos (principalmente en el Sub ACT Norte Chico – Norte) y los parques eólicos presentes en el ACT, más aún en ausencia del recurso primario, para proveer margen de potencia reactiva a los equipos que controlan tensión de forma automática.

3.2.2 Sub ACT Norte Chico - Norte

3.2.3 Efectividad en el Control de Tensión

En la imagen presentada a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal, en el escenario más exigente, en condiciones de Inyección y absorción de potencia reactiva según el Estudio de CTyRPR 2019, el cual corresponde al E2.

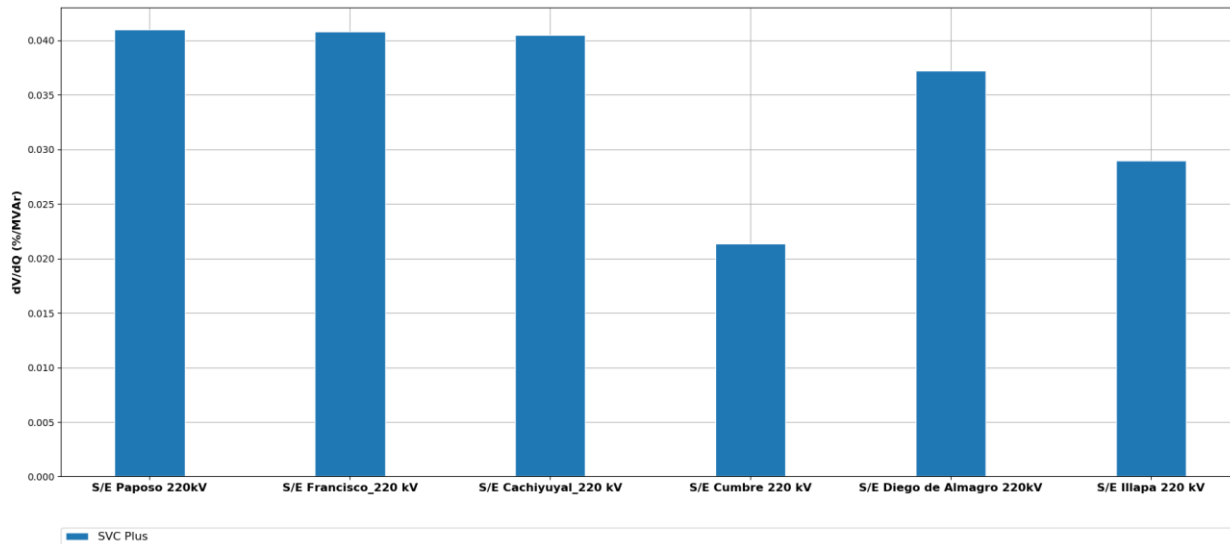


Figura 3.4. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Norte Chico – Norte

De la figura anterior se puede destacar lo siguiente:

En el escenario más exigente correspondiente a los casos de inyección y absorción de potencia reactiva, se aprecia que el SVC Plus, que corresponde al único elemento de control existente en el ACT, presenta una efectividad similar para las SS/EE Paposo 220kV, Francisco 220kV y Cachiuyul 220kV, disminuyendo su aporte conforme las SS/EE se alejan del recurso de CT, como se observa para la S/E Cumbre 220kV.

3.2.3.1 Reserva de Potencia Reactiva

De acuerdo con los resultados del Estudio CTyRPR del año 2019, en el escenario más exigente de inyección de potencia reactiva, la contingencia más crítica corresponde a la falla del Transformador Cumbre 500/220 kV. En esta situación se requiere una reserva dinámica mínima de 28 MVar en la zona aportada en un 100% por el SVC Plus

Con respecto a la necesidad de absorción de potencia reactiva en el escenario más exigente, la contingencia más crítica corresponde a la falla del Transformador Diego de Almagro 220/110 kV con un requerimiento del orden de 37 MVar, aporte interno proporcionado íntegramente por el SVC Plus.

3.2.4 Sub ACT Norte Chico - Sur

3.2.4.1 Efectividad en el Control de Tensión

En las imágenes presentadas a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal, en el escenario más exigente, en condiciones de Inyección y absorción de potencia reactiva según el Estudio de CTyRPR 2019, el cual corresponde al E2 y se compara la efectividad en el CT con la obtenida en el escenario E2b (con las obras mencionadas en 3.2.1.).

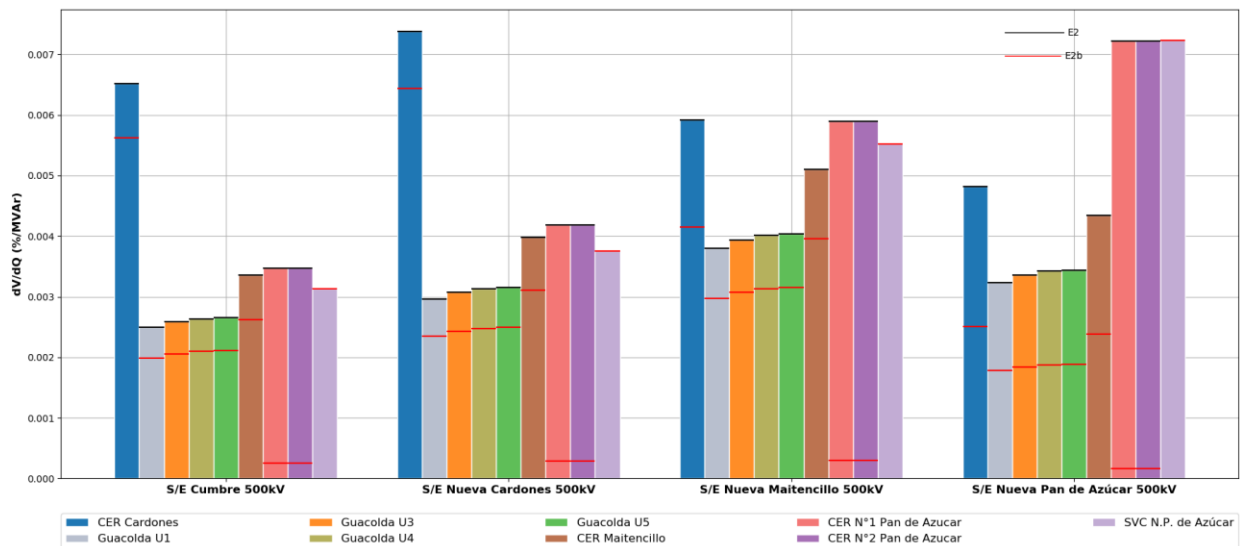


Figura 3.5. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Norte Chico – Sur, sistema de 500 kV

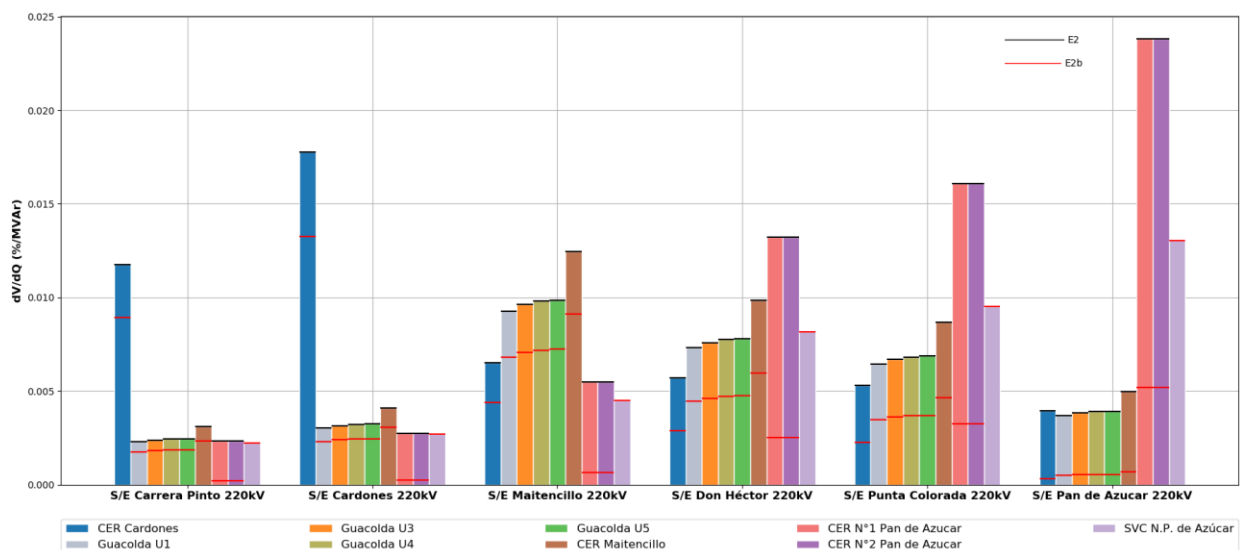


Figura 3.6. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Norte Chico – Sur, sistema de 220 kV

De las figuras anteriores se puede destacar lo siguiente:

Para el sistema de 500 kV y en el escenario más exigente (E2) correspondientes a los casos de inyección y absorción de potencia reactiva, el CER de Cardones es claramente el elemento más efectivo en el CT entre S/E Cumbre 500 kV y S/E N. Maitencillo 500 kV y entre esta última y S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV se produce un significativo aporte de los CER de Pan de Azúcar. Al comparar el comportamiento del CT del escenario E2 con el escenario E2b, lo primero que destaca es la disminución de la efectividad en el CT en todo el sistema 500 kV, de los CER de Pan de Azúcar, este componente es asumido en gran parte por el SVC de N.P. de Azúcar.

Por otra parte, en el sistema de 220 kV y en el escenario más exigente (E2) correspondientes a los casos de inyección y absorción de potencia reactiva, el CER de Cardones es claramente el elemento más efectivo en el CT entre S/E Carrera Pinto 220 kV y S/E carrera Pinto 220 kV. Al comparar el comportamiento del CT del escenario E2 con el escenario E2b y al igual a lo encontrado en el sistema de 500 kV se produce una disminución de la efectividad en el CT en todo el sistema 220 kV, de los CER de Pan de Azúcar, este componente es asumido en gran parte por el SVC de N.P. de Azúcar.

3.2.4.2 Reserva de Potencia Reactiva

De acuerdo con los resultados del Estudio CTyRPR del año 2019, en el escenario más exigente de inyección de potencia reactiva (E2 y E2b), la contingencia más crítica corresponde a la falla de un circuito de la línea 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. En esta situación (E2) se requiere una reserva dinámica mínima de 153 MVar (147 MVar escenario E2b) en la zona, aportada en un 32% por el CER de Pan de Azúcar 1 y 2, 30% por el CER de Cardones y 11% por el CER de Maitencillo (para el escenario E2b: 72% Por el SVC de Nueva Pan de Azúcar y 13% por el CER de Cardones).

Con respecto a la necesidad de absorción de potencia reactiva en el escenario más exigente (E2 y E2b), la contingencia más crítica corresponde a la falla del reactor de Nueva Cardones 500 kV, con un requerimiento del orden de 78 MVar (95 MVar escenario E2b), aporte interno que se distribuye según : 45% CER Cardones, 14% CER Pan de Azúcar 1 y 2 y 10% CER Maitencillo (para el escenario E2b: 39% Por el SVC de Nueva Pan de Azúcar y 37% por el CER de Cardones).

3.3 ACT 3: Centro

3.3.1 Consideraciones y Comentarios Generales

Esta ACT 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 considera además una subárea correspondiente a la Región Metropolitana 220 kV y 110 kV, y una subárea correspondiente a la Quinta región Costa 110 kV.

3.3.2 Sub ACT Centro – 220kV y 500kV

3.3.2.1 Efectividad en el Control de Tensión

En las imágenes presentadas a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal, en los escenarios más exigentes, en condiciones de Inyección y absorción de potencia reactiva según el Estudio de CTyRPR 2019, los cuales corresponden al escenario E4 y E5 respectivamente.

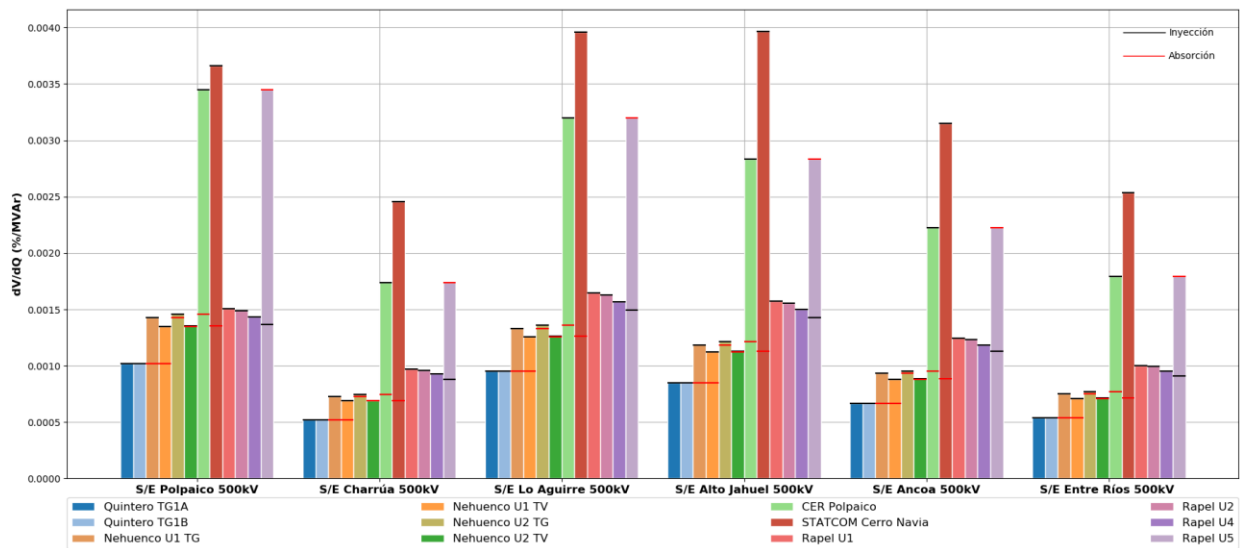


Figura 3.7. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro – 220kV y 500kV, sistema de 500 kV

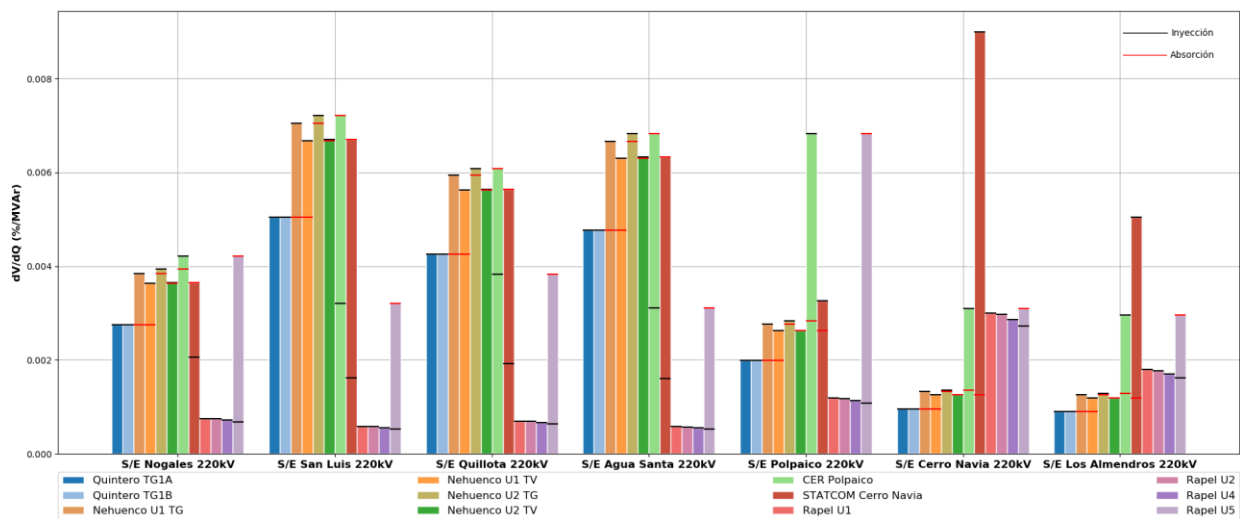


Figura 3.8. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV

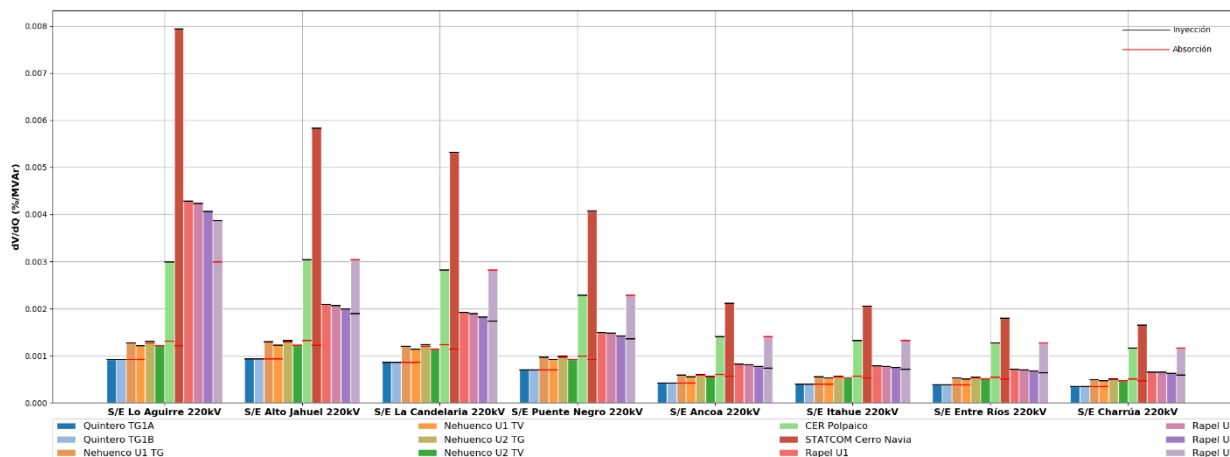


Figura 3.9. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro – 220kV y 500kV, sistema de 200 kV (continuación)

Para el sistema de 500 kV y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E4) y absorción (E5) de potencia reactiva, el STATCOM de Cerro Navia y el CER de Polpaico son los elementos individuales más efectivos en el CT en todo el sistema 500 kV analizado, especialmente en el escenario E4. Por otra parte, en el escenario E5 y ante la ausencia en el despacho de las unidades de Rapel 1,2, y 4, la unidad 5 de esta central, aumenta significativamente su efectividad en el CT.

Por otra parte, en el sistema de 220 kV y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E4) y absorción (E5) de potencia reactiva, el CER de Polpaico y la Central Nehuenco 1 y 2 son los elementos más efectivos en el CT entre S/E Nogales 220 kV y S/E Agua Santa 220 kV. Entre S/E Polpaico 220 kV y Puente Negro 220 kV aumenta la efectividad del CER de Polpaico y del STATCOM de Cerro Navia, manteniéndose esta tendencia entre S/E Ancoa 220 kV y S/E Charrúa 220 kV pero disminuyendo en conjunto la efectividad de todos los elementos de CT.

3.3.2.2 Reserva de Potencia Reactiva

De acuerdo con los resultados del Estudio CTyRPR del año 2019, en el escenario más exigente de inyección de potencia reactiva (E4), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión de la CCEE (100 MVar) de Polpaico 220 kV. En esta situación se requiere una reserva dinámica mínima de 42 MVar en la zona, aportada internamente en un 67% por el CER de Polpaico, 44% por las Centrales Nehuenco 1 y 2 y en un 27% por el STATCOM de Cerro Navia.

Con respecto a la necesidad de absorción de potencia reactiva en el escenario más exigente (E5), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión del consumo de S/E Los Piuquenes, con un requerimiento del orden de 81 MVar aporte que se distribuye internamente según: - 62% por el CER de Polpaico, 65% por las Centrales Nehuenco 1 y 2 y en un 96% por el STATCOM de Cerro Navia.

3.3.3 Sub ACT Centro – Región Metropolitana

3.3.3.1 Efectividad en el Control de Tensión

En las imágenes presentadas a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal, en los escenarios más exigentes, en condiciones de Inyección y absorción de potencia reactiva según el Estudio de CTyRPR 2019, los cuales corresponden al E1 y E5 respectivamente.

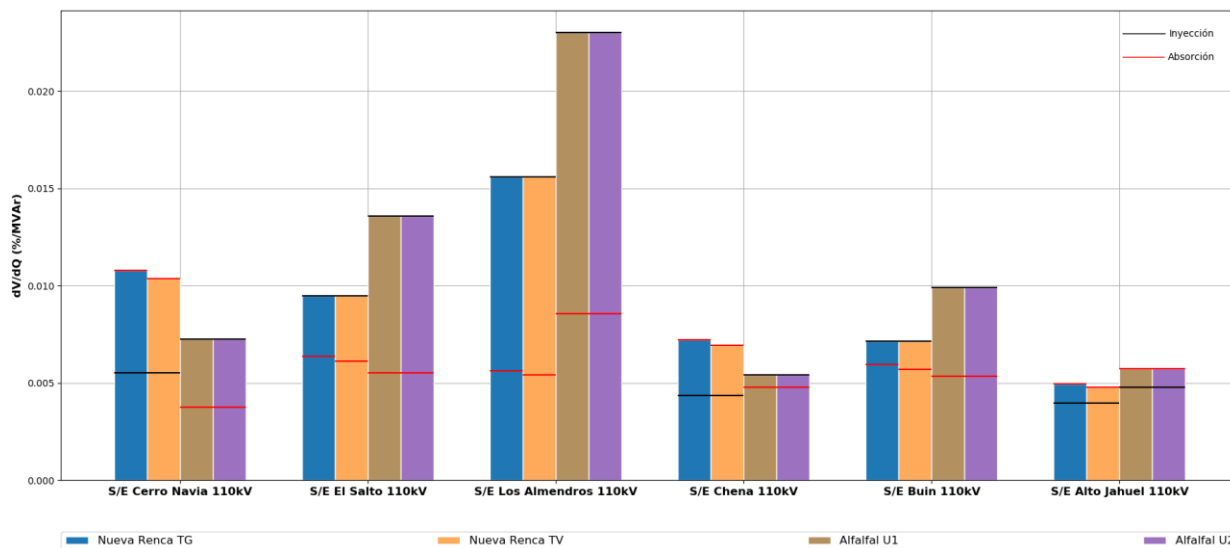


Figura 3.10. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro – Región Metropolitana

En los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E1) y absorción (E5) de potencia reactiva, la Central Alfalfal es predominante por sobre la Central Nueva Renca en cuanto a la efectividad en el CT en las SS/EE 110kV El Salto, Los Almendros, Buin y Alto Jahuel, presentándose el comportamiento inverso en las SS/EE 110 kV Cerro Navia y Chena.

3.3.3.2 Reserva de Potencia Reactiva

De acuerdo con los resultados del Estudio CTyRPR del año 2019, en el escenario más exigente de inyección de potencia reactiva (E1), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión de la Central Nueva Renca. En esta situación se requiere una reserva dinámica mínima de 22 MVar en la zona, aportada internamente en un 100% por la Central Alfalfal.

Con respecto a la necesidad de absorción de potencia reactiva en el escenario más exigente (E5), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión del consumo de S/E San Cristobal, con un requerimiento del orden de 6 MVar aporte que se distribuye internamente según: 40% Central Alfalfal y 60% Central Nueva Renca.

3.3.4 Sub ACT Centro – Quinta Región 110kV

3.3.4.1 Efectividad en el Control de Tensión

En las imágenes presentadas a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal, en el escenario más exigentes, en condiciones de Inyección de potencia reactiva según el Estudio de CTyRPR 2019, el cual corresponde al E2.

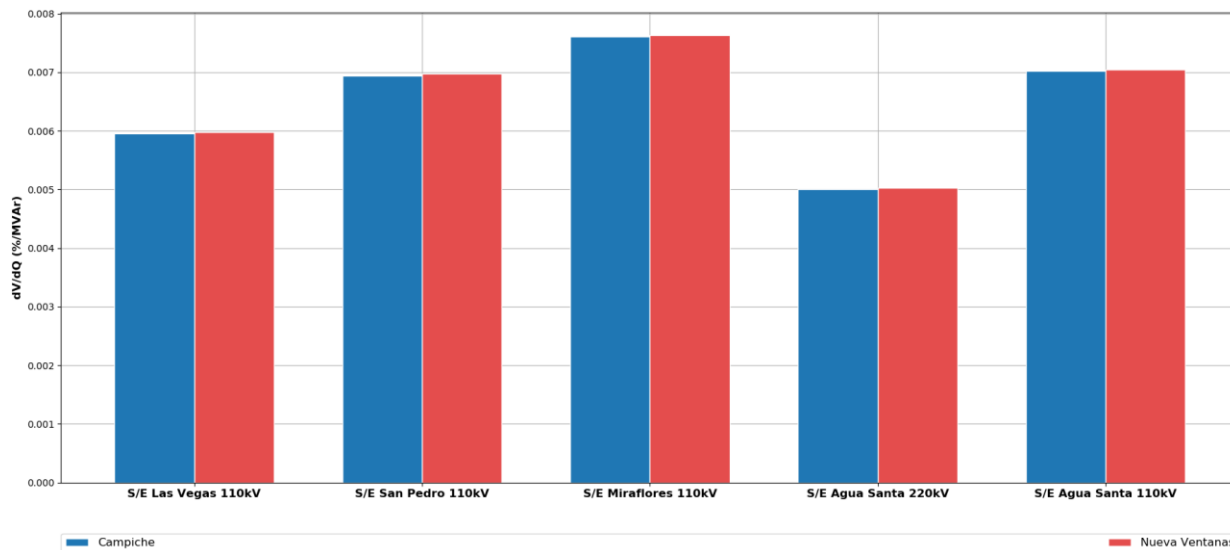


Figura 3.11. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro – Quinta Región 110kV: Inyección de potencia reactiva

En el escenario más exigente correspondiente al caso de inyección (E2) de potencia reactiva, las centrales Campiche y Nueva Ventanas comparten equitativamente la efectividad en el CT.

En el escenario E5 (absorción de potencia reactiva), no existen recursos de control de tensión disponibles en el área por lo que, ante la desconexión de los consumos más grandes de la zona, todo el aporte se realiza desde fuera de la subárea de control de tensión

3.3.4.2 Reserva de Potencia Reactiva

De acuerdo con los resultados del Estudio CTyRPR del año 2019, en el escenario más exigente de inyección de potencia reactiva (E2), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión del transformador de Agua Santa 220/110/60 kV. En esta situación se requiere una reserva dinámica mínima de 53 MVar en la zona, aportada internamente en un 50% por la Central Campiche y 50% por la Central Nueva Ventana.

3.4 ACT 4: Centro-Sur

3.4.1 Consideraciones y Comentarios Generales

Esta ACT está comprendida entre las subestaciones Alto Jahuel 500, 220, y 154 kV y Cautín 220 kV, y dentro de ella se distinguen dos subáreas de CT, la zona de 154 kV que corresponde al subsistema de 154 y 66 kV entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue 154kV, y la zona de Concepción.

Dentro del horizonte del estudio se analizaron escenarios de máxima y mínima demanda más desfavorables en términos de requerimientos de potencia reactiva para el ACT y sus respectivas subáreas. Cabe destacar que ninguna de estas subáreas se ve afectada con cambios topológicos importantes dentro del horizonte de estudio, por lo tanto, los escenarios considerados se basan únicamente en diferencias en condiciones operativas, nivel de transferencia, montos de demanda y cantidad de unidades generadoras en servicio.

3.4.2 Sub ACT Centro-Sur - 220kV y 500kV

3.4.2.1 Efectividad en el Control de Tensión

En las imágenes presentadas a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k} / dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal, en los escenarios más exigentes, en condiciones de Inyección y absorción de potencia reactiva según el Estudio de CTyRPR 2019, los cuales corresponden al E2 y E5 respectivamente.

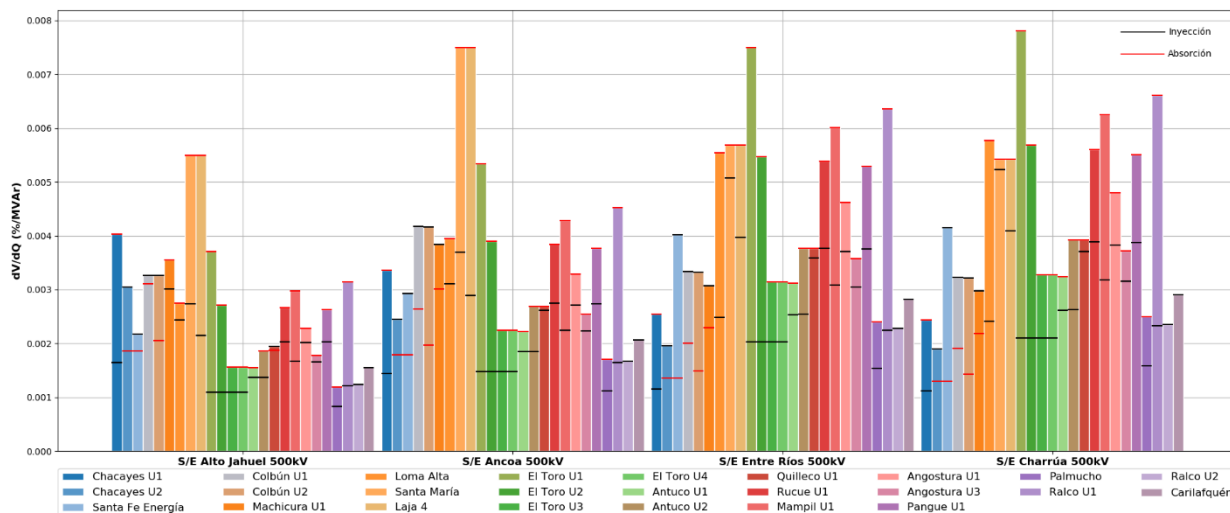


Figura 3.12. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 500 kV

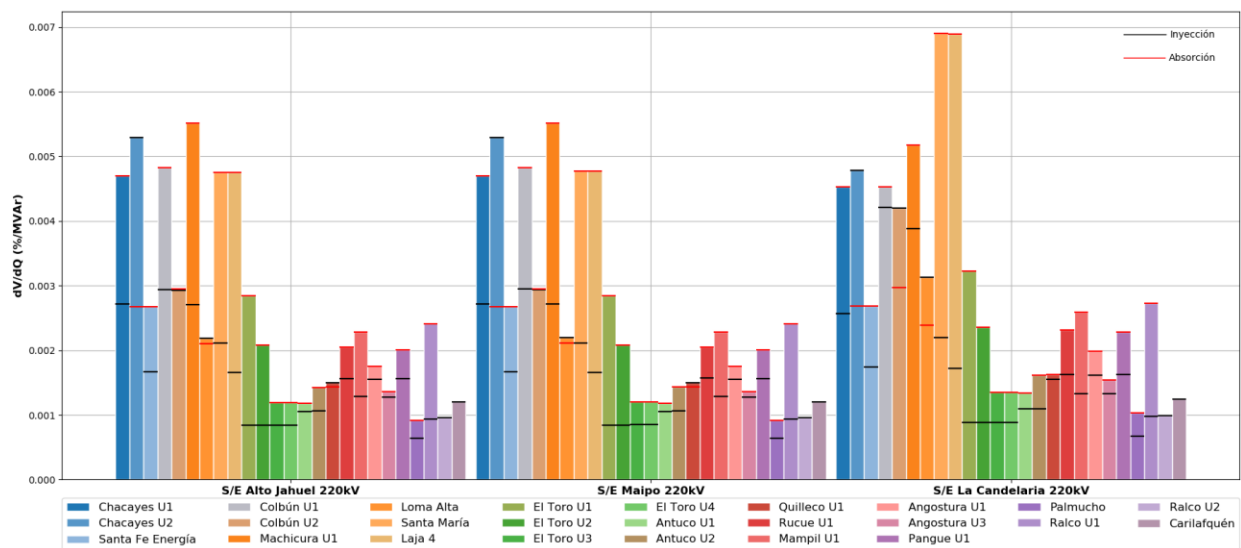


Figura 3.13. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 220 kV

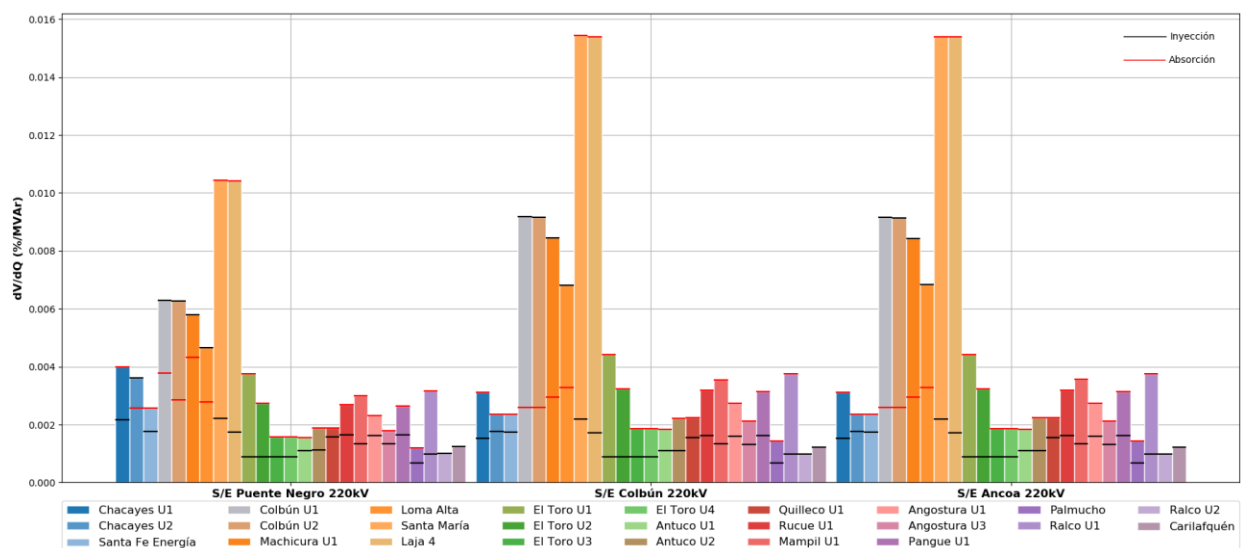


Figura 3.14. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 200 kV (continuación 1)

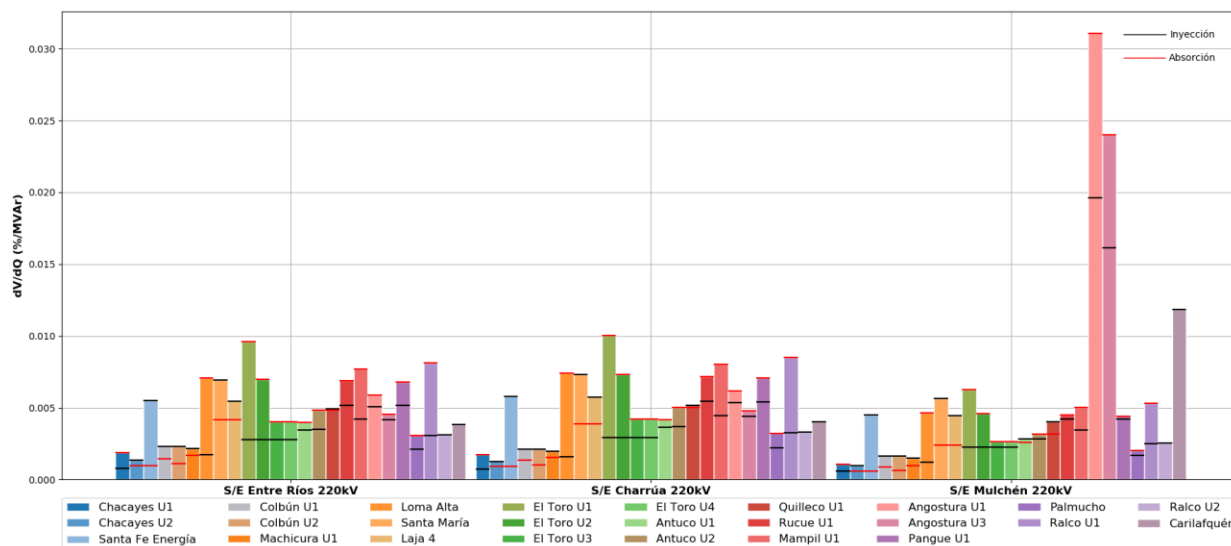


Figura 3.15. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 220kV y 500kV, sistema de 200 kV (continuación 2)

Para el sistema de 500 kV y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E2) y absorción (E5) de potencia reactiva, se puede observar un comportamiento similar de los elementos de CT en las SS/EE 550 kV Alto Jahuel y Ancoa, destacándose la efectividad en el CT de las centrales Santa María y Laja 4. En forma análoga se aprecia un comportamiento similar de los elementos de CT en las SS/EE 500 kV Entre Ríos y Charrúa, destacándose la efectividad en el CT de las centrales El Toro (fundamentalmente U1), Mampil, Pangue y Ralco (U1).

Por otra parte, en el sistema de 220 kV y en los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E4) y absorción (E5) de potencia reactiva, se puede observar un comportamiento similar de los elementos de CT en las SS/EE 220kV Alto Jahuel y Maipo, destacándose la efectividad en el CT de las centrales Chacayes, Machicura, Santa María y Laja 4. En forma análoga se aprecia un comportamiento similar de los elementos de CT en las SS/EE 220 kV La Candelaria, Puente Negro, Colbún y Ancoa, destacándose la efectividad en el CT de las centrales Colbún, Machicura, Santa María y Laja 4. Así mismo, se aprecia un comportamiento similar de los elementos de CT en las SS/EE 220 kV Entre Ríos y Charrúa, destacándose la efectividad en el CT de las centrales El Toro, Rucue, Mampil, Pangue y Ralco U1. Finalmente, se aprecia un comportamiento similar de los elementos de CT en las SS/EE 220 kV Mulchén y Cautín, destacándose la efectividad en el CT de las centrales Angostura (U1 y U3) y en el caso del escenario E2, Carilafquén.

3.4.2.2 Reserva de Potencia Reactiva

De acuerdo con los resultados del Estudio CTyRPR del año 2019, en el escenario más exigente de inyección de potencia reactiva (E2), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión de un circuito de la línea 500 kV Ancoa – Alto Jahuel. En esta situación se requiere una reserva dinámica mínima de 65 MVar en la zona, aportada internamente en un 18% por la Central Colbún, 12% por la Central Ralco y 12% por la Central Santa María.

Con respecto a la necesidad de absorción de potencia reactiva en el escenario más exigente (E5), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión del consumo de S/E Minero, con un requerimiento del orden de 116 MVar aporte que se distribuye internamente según: 12% por la Central Antuco, 22% por la Central Ralco y 14% por la Central Santa María.

3.4.3 Sub ACT Centro-Sur – 154kV

3.4.3.1 Efectividad en el Control de Tensión

En la imagen presentada a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal, en los escenarios más exigentes, en condiciones de Inyección y absorción de potencia reactiva según el Estudio de CTyRPR 2019, el cual corresponde al E2.

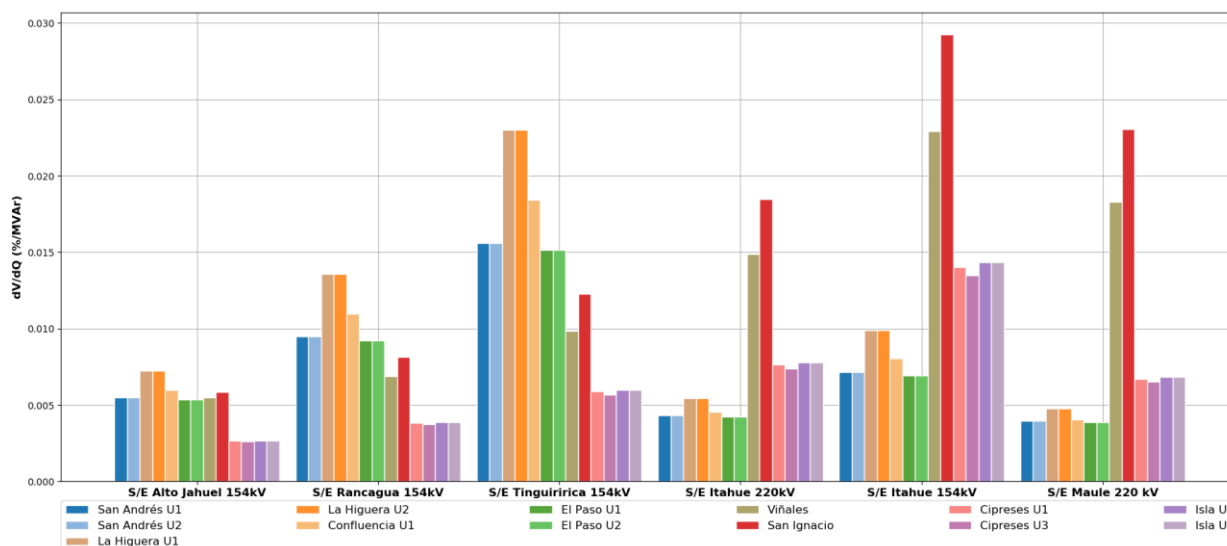


Figura 3.16. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – 154kV

En el escenario más exigente (E2) correspondiente a los casos de inyección y absorción de potencia reactiva, se puede observar un comportamiento similar de los elementos de CT entre las SS/EE 154 kV Alto Jahuel y Tinguiririca, destacándose la efectividad en el CT de las centrales La Higuera (U1 y U2), Confluencia (U1) y San Andrés (U1 y U2). En forma análoga se aprecia un comportamiento similar de los elementos de CT en las SS/EE Itahue 220 kV y 154 kV y Maule 220 kV, destacándose la efectividad en el CT de las centrales Viñales y San Ignacio.

3.4.3.2 Reserva de Potencia Reactiva

De acuerdo con los resultados del Estudio CTyRPR del año 2019, en el escenario más exigente de inyección de potencia reactiva (E2), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión del transformador en Alto Jahuel 220/154 kV. En esta situación se requiere una reserva dinámica mínima de 102 MVar en la zona, aportada internamente en un 54% por la Central La Higuera y 11% por la Central Confluencia.

Con respecto a la necesidad de absorción de potencia reactiva en el escenario más exigente (E2), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión de un circuito de la línea 154 kV Alto Jahuel - Tinguiririca, con un requerimiento del orden de 17 MVAR aporte que se distribuye internamente según: 52% por la Central La Higuera y 11% por la Central Confluencia.

3.4.4 Sub ACT Centro-Sur - Concepción

3.4.4.1 Efectividad en el Control de Tensión

En las imágenes presentadas a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal, en los escenarios más exigentes, en condiciones de Inyección y absorción de potencia reactiva según el Estudio de CTyRPR 2019, los cuales corresponden al E4 y E2 respectivamente.

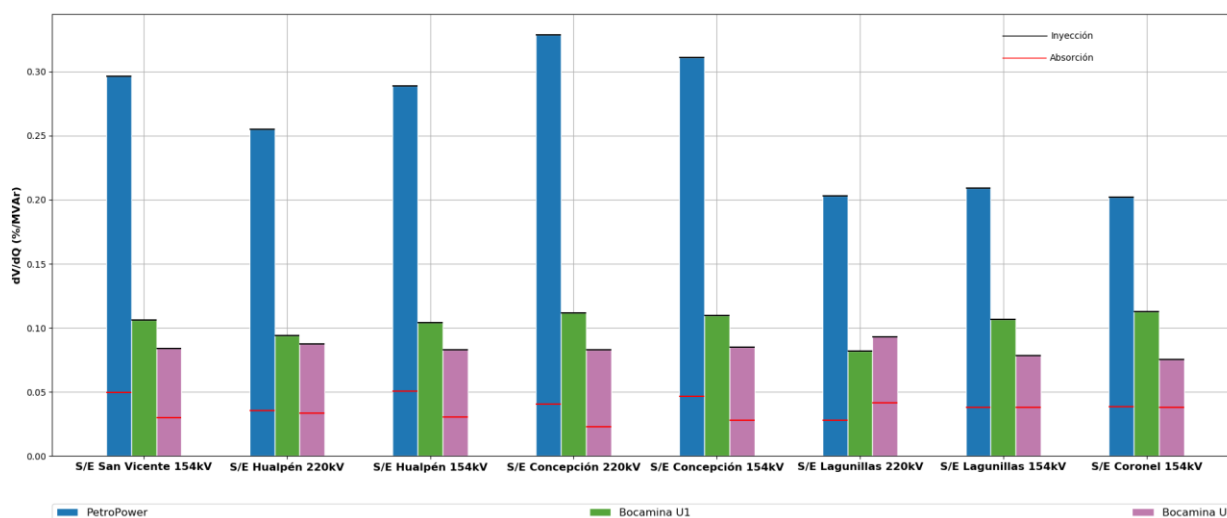


Figura 3.17. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal Sub ACT Centro-Sur – Concepción

En el escenario más exigente correspondiente al caso de absorción de potencia reactiva (E2), se puede observar un comportamiento similar de los elementos de CT para todas las SS/EE de la zona de Concepción, predominando en general la efectividad en el CT de la Central Petropower por sobre la Central Bocamina 2. Por otra parte, en el caso particular del escenario E4 (Inyección de potencia reactiva) al estar disponible la Central Bocamina 1, la efectividad en el CT tiende a distribuirse entre, por un lado Petropower y por otro lado Bocamina (1 y 2).

3.4.4.2 Reserva de Potencia Reactiva

De acuerdo con los resultados del Estudio CTyRPR del año 2019, en el escenario más exigente de inyección de potencia reactiva (E4), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión de la línea 220 kV Charrúa - Concepción. En esta situación se requiere una reserva dinámica mínima de 29 MVAR en la zona, aportada internamente en un 87% por la Central Bocamina (1 y 2) y 13% por la Central Petropower.

Con respecto a la necesidad de absorción de potencia reactiva en el escenario más exigente (E2), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión de la línea 154 kV Concepción – Alonso de Ribera, con un requerimiento del orden de 27 MVar aporte que se distribuye internamente según: 84% por la Central Bocamina 2 y 16% por la Central Petropower.

3.5 ACT 5: Sur

3.5.1 Consideraciones y Comentarios Generales

Esta ACT está conformada por las instalaciones desde S/E Cautín 220kV hasta S/E Quellón 110 kV y no considera subáreas adicionales.

Por otra parte, adquiere gran relevancia el aporte de potencia reactiva de los parques eólicos presentes en el ACT, los cuales ayudan a proveer margen de potencia reactiva a los equipos que controlan tensión de forma automática, especialmente al CER de Puerto Montt.

3.5.2 Efectividad en el Control de Tensión

En la imagen presentada a continuación, se resumen las sensibilidades $dV_{\text{barra } k}/dQ_{\text{Recurso } j}$ para las principales barras del Sub ACT en condiciones de Operación Normal, en los escenarios más exigentes, en condiciones de Inyección y absorción de potencia reactiva según el Estudio de CTyRPR 2019, los cuales corresponden al E2 y E5 respectivamente.

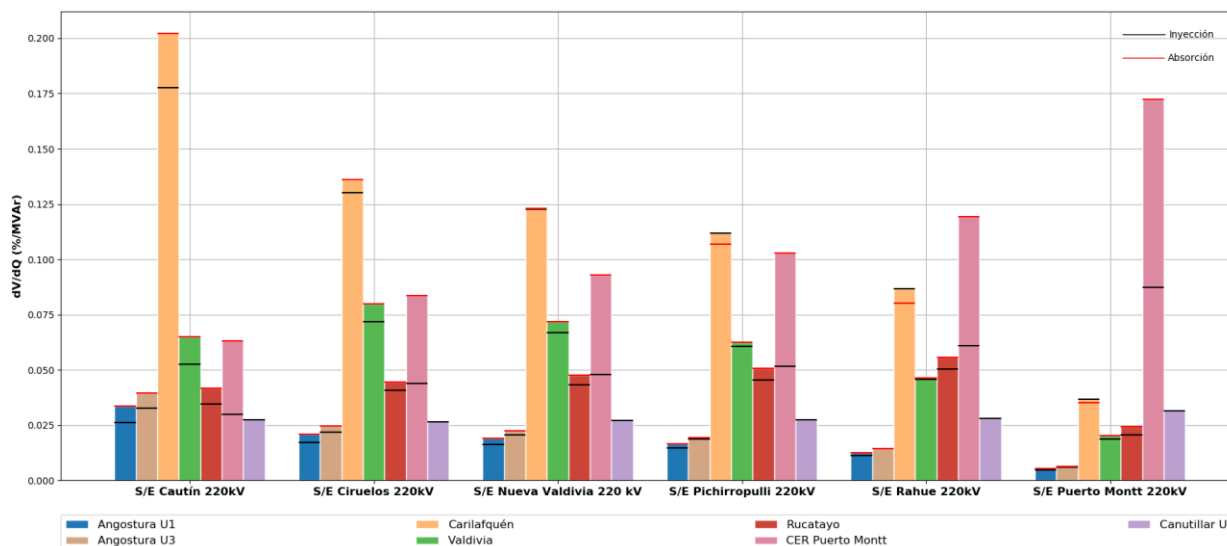


Figura 3.18. Sensibilidad dV/dQ en operación Normal ACT Sur

En los escenarios más exigentes correspondientes a los casos de inyección (E2) y absorción (E5) de potencia reactiva, se puede observar un comportamiento similar de los elementos de CT entre las SS/EE 220kV Cautín y Pichirropulli, destacándose la efectividad en el CT de las centrales Carilafquén,

Valdivia junto con el CER de Puerto Montt. En forma análoga se aprecia un comportamiento similar de los elementos de CT en las SS/EE 220 kV Rahue y Puerto Montt, destacándose la efectividad en el CT de la central Carilafquén y sobre todo del CER de Puerto Montt. Por otro lado, se evidencia que en el caso de que la Central Canutillar se encuentre fuera de servicio (E5), el CER de Puerto Montt apoya de forma importante al CT de la zona.

3.5.3 Reserva de Potencia Reactiva

De acuerdo con los resultados del Estudio CTyRPR del año 2019, en el escenario más exigente de inyección de potencia reactiva (E2), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión del circuito N°2 de la línea 220 kV Pichirropulli - Rahue. En esta situación se requiere una reserva dinámica mínima de 49 MVAR en la zona, aportada internamente en un 67% por el CER de Puerto Montt y 13% por la Central Valdivia y 10% por la Central Angostura.

Con respecto a la necesidad de absorción de potencia reactiva en el escenario más exigente (E5), la contingencia más crítica corresponde a la desconexión del CER de Puerto Montt, con un requerimiento del orden de 22 MVAR aporte que se distribuye internamente según: 48% por la Central Rucatayo, 33% por la Central Valdivia y 17% por la Central Angostura.

4 CONCLUSIONES

En primera instancia, en base a los atributos y características de los recursos de CT existentes en el sistema, se establecen criterios generales a considerar al realizar una priorización. Luego para cada una de las ACT se realiza la asignación de prioridad de uso de recursos de CT, tomando como criterio la efectividad en el control de tensión que tienen los recursos en cada una de las barras más importantes, estimada para los escenarios más exigentes en el caso de operación normal. Para lo anterior, debe considerarse que en todo momento y en todos los escenarios, en cada ACT debe existir un monto de reserva de potencia reactiva de características dinámicas que permita afrontar las contingencias simples más exigentes. Para efectos de evaluar los requerimientos del presente estudio, se utilizaron como escenarios de operación base los examinados en el estudio de “Control de Tensión y Requerimiento de potencia reactiva” del año 2019.

De acuerdo con el análisis de las simulaciones de los escenarios examinados, en condiciones normales de operación y sujetos a contingencias para las ACT establecidas, se puede concluir lo siguiente:

ACT Norte Grande

- **Sub ACT Norte Grande – Norte**

En esta Sub ACT los elementos que muestran una mayor eficacia en el CT son las unidades de la Central Cerro Dominador, Cerro Pabellón, IEM y U16.

Por otra parte, esta Sub ACT requiere montos de reserva de reactivos, tanto para inyección como para absorción, del orden de 151 y 116 MVar respectivamente.

- **Sub ACT Norte Grande – Sur**

En esta Sub ACT el único elemento que aporta al CT es el SVC de Domeyko.

Por otra parte, esta Sub ACT requiere montos de reserva de reactivos, tanto para inyección como para absorción, del orden de 37 y 52 MVar respectivamente.

ACT Norte Chico

- **Sub ACT Norte Chico – Norte**

En esta Sub ACT el único elemento que aporta al CT es el SVC Plus de Diego de Almagro.

Por otra parte, esta Sub ACT requiere montos de reserva de reactivos, tanto para inyección como para absorción, del orden de 28 y 40 MVar respectivamente.

- **Sub ACT Norte Chico - Centro/Sur**

En esta Sub ACT y en el escenario E2 (previo a las obras mencionadas en 3.2.1) los elementos que muestran una mayor eficacia en el CT son las unidades de la Central Guacolda, el CER de Cardones y los CER de Pan de Azúcar. Para el caso E2b (considerando las obras mencionadas en 3.2.1), la efectividad de los CER de Pan de Azúcar disminuye notablemente en favor del SVC de Nueva Pan de Azúcar.

Por otra parte, esta Sub ACT requiere montos de reserva de reactivos, tanto para inyección como para absorción, del orden de 147 MVar (E2b: 153 MVar) y 78 MVar (E2b: 95 MVar) respectivamente. Esta diferencia en los montos de reserva se encuentra influenciada por la mejor efectividad en el control de tensión de la Sub ACT, provista por el SVC de Nueva Pan de Azúcar.

ACT Centro

- **Sub ACT Centro - 220kV y 500kV**

En esta Sub ACT los elementos que muestran una mayor eficacia en el CT son las unidades de la Central Nehuenco y Rapel junto con el CER de Polpaico y el STATCOM de Cerro Navia.

Por otra parte, esta Sub ACT requiere montos de reserva de reactivos, tanto para inyección como para absorción, del orden de 42 y 81 MVar respectivamente.

- **Sub ACT Centro - Región Metropolitana**

En esta Sub ACT los únicos elementos que aportan al CT son las unidades de las centrales Alfalfal y Nueva Renca, destacándose en el caso de inyección de reactivos (E1) la central Alfalfal.

Por otra parte, esta Sub ACT requiere montos de reserva de reactivos, tanto para inyección como para absorción, del orden de 22 y 6 MVar respectivamente.

- **Sub ACT Centro - Quinta Región 110kV**

En esta Sub ACT los únicos elementos que aportan al CT son las unidades de las centrales Nueva Ventanas y Campiche, compartiendo equitativamente la efectividad en el CT.

Por otra parte, esta Sub ACT requiere montos de reserva de reactivos para inyección del orden de 53. En absorción, no cuenta con recursos para el CT, por lo tanto, todo el aporte se realiza desde fuera de la subárea de control de tensión.

ACT Centro-Sur

- **Sub ACT Centro-Sur - 220kV y 500kV**

En esta Sub ACT los elementos que muestran una mayor eficacia en el CT son las unidades de la Central Colbún, Chacayes, Santa María, El Toro, Laja y Angostura.

Por otra parte, esta Sub ACT requiere montos de reserva de reactivos, tanto para inyección como para absorción, del orden de 65 y 116 MVar respectivamente.

- **Sub ACT Centro-Sur – 154kV**

En esta Sub ACT los elementos que muestran una mayor eficacia en el CT son las unidades de la Central La Higuera, Confluencia, San Ignacio y Viñales.

Por otra parte, esta Sub ACT requiere montos de reserva de reactivos, tanto para inyección como para absorción, del orden de 102 y 17 MVar respectivamente.

- **Sub ACT Centro-Sur – Concepción**

En esta Sub ACT los únicos elementos que aportan al CT son las unidades de las centrales Petropower, Bocamina 1 y Bocamina 2, destacándose Petropower en la efectividad del CT.

Por otra parte, esta Sub ACT requiere montos de reserva de reactivos, tanto para inyección como para absorción, del orden de 29 y 27 MVar respectivamente.

ACT Sur

En esta Sub ACT los elementos que muestran una mayor eficacia en el CT son las unidades de la Central Carilafquén, Valdivia y Rucatayo junto con el CER de Puerto Montt.

Por otra parte, esta Sub ACT requiere montos de reserva de reactivos, tanto para inyección como para absorción, del orden de 49 y 22 MVar respectivamente.

5 ANEXOS

5.1 Ranking de efectividad de los Recursos de CT

ACT Norte Grande

- Sub ACT Norte Grande – Norte

Tabla 5.1. Escenario Inyección de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Parinacota 220kV	S/E Cóndores 220kV	S/E Pozo Almonte 220kV	S/E Tarapacá 220kV	S/E Lagunas 220kV	S/E Collahuasi 220kV
1	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP
2	Cer.Pab-TG1	Cer.Pab-TG1	Cer.Pab-TG1	Cer.Pab-TG1	Cer.Pab-TG1	Cer.Pab-TG1
3	U16	U16	U16	U16	U16	U16
4	NTO2	NTO2	NTO2	NTO2	NTO2	NTO2
5	NTO1	NTO1	NTO1	NTO1	NTO1	NTO1
6	U14	U14	U14	U14	U14	CCH1
7	CCH1	CCH1	CCH1	CCH1	CCH1	CCH2
8	CCH2	CCH2	CCH2	CCH2	CCH2	U14
9	CTA	CTA	CTA	CTA	CTA	CTA
10	CTH	CTH	CTH	CTH	CTH	CTH
11	IEM	IEM	IEM	IEM	IEM	IEM
12	ANG1	ANG1	ANG1	ANG1	ANG1	ANG1
13	ANG2	ANG2	ANG2	ANG2	ANG2	ANG2
14	CTM3-TG	CTM3-TG	CTM3-TG	CTM3-TG	CTM3-TG	CTM3-TG
15	CTM3-TV	CTM3-TV	CTM3-TV	CTM3-TV	CTM3-TV	CTM3-TV

Tabla 5.2. Escenario Inyección de potencia reactiva (continuación)

Prioridad	Barras						
	S/E Crucero 220kV	S/E Kimal 500kV	S/E Kimal 220kV	S/E Calama 220kV	S/E Los Chagos 500kV	S/E Los Chagos 220kV	S/E Esmeralda 220kV
1	Cer.Pab-TG1	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	U16	IEM	IEM	Cer.Dom-CSP
2	NTO2	Cer.Pab-TG1	Cer.Pab-TG1	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	ANG1	Cer.Pab-TG1
3	NTO1	U16	U16	Cer.Pab-TG1	ANG1	ANG2	U16
4	Cer.Dom-CSP	NTO2	NTO2	NTO2	ANG2	CTM3-TG	NTO2
5	U16	NTO1	NTO1	NTO1	Cer.Pab-TG1	CTM3-TV	NTO1
6	U14	U14	U14	U14	U16	Cer.Dom-CSP	CTA
7	CCH1	IEM	CCH1	CCH1	CTM3-TG	Cer.Pab-TG1	CTH
8	CCH2	CCH1	CCH2	CCH2	CTM3-TV	U16	CCH1
9	CTA	CCH2	CTA	CTA	NTO2	CTA	CCH2
10	CTH	ANG1	CTH	CTH	NTO1	CTH	IEM
11	IEM	ANG2	IEM	IEM	U14	NTO2	U14
12	ANG1	CTM3-TG	ANG1	ANG1	CTA	NTO1	ANG1
13	ANG2	CTM3-TV	ANG2	ANG2	CTH	U14	ANG2
14	CTM3-TG	CTA	CTM3-TG	CTM3-TG	CCH1	CCH1	CTM3-TG
15	CTM3-TV	CTH	CTM3-TV	CTM3-TV	CCH2	CCH2	CTM3-TV

Tabla 5.3. Escenario Absorción de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Parinacota 220kV	S/E Cóndores 220kV	S/E Pozo Almonte 220kV	S/E Tarapacá 220kV	S/E Lagunas 220kV	S/E Collahuasi 220kV
1	CCH1	CCH1	CCH1	CCH1	CCH1	CCH1
2	U16	U16	U16	U16	U16	Cer.Dom-CSP
3	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	U16
4	NTO1	NTO1	NTO1	NTO1	NTO1	NTO1
5	NTO2	NTO2	NTO2	NTO2	NTO2	NTO2
6	IEM	IEM	IEM	IEM	IEM	IEM
7	ANG1	ANG1	ANG1	ANG1	ANG1	ANG1
8	ANG2	ANG2	ANG2	ANG2	ANG2	ANG2

Tabla 5.4. Escenario Absorción de potencia reactiva (continuación)

Prioridad	Barras						
	S/E Crucero 220kV	S/E Kimal 500kV	S/E Kimal 220kV	S/E Calama 220kV	S/E Los Chagos 500kV	S/E Los Chagos 220kV	S/E Esmeralda 220kV
1	U16	U16	U16	U16	IEM	IEM	CCH1
2	CCH1	CCH1	CCH1	CCH1	U16	ANG1	Cer.Dom-CSP
3	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	Cer.Dom-CSP	CCH1	ANG2	U16
4	NT01	NT01	NT01	NT01	Cer.Dom-CSP	U16	NT01
5	NT02	NT02	NT02	NT02	ANG1	CCH1	NT02
6	IEM	IEM	IEM	IEM	ANG2	Cer.Dom-CSP	IEM
7	ANG1	ANG1	ANG1	ANG1	NT01	NT01	ANG1
8	ANG2	ANG2	ANG2	ANG2	NT02	NT02	ANG2

- Sub ACT Norte Grande – Sur

Tabla 5.5. Escenario Inyección y Absorción de potencia reactiva

Prioridad	Barras				
	S/E Laberinto 220kV	S/E O'Higgins 220kV	S/E Andes 220kV	S/E Nueva Zaldívar 220kV	S/E Domeyko 220
1	SVC Domeyko	SVC Domeyko	SVC Domeyko	SVC Domeyko	SVC Domeyko

ACT Norte Chico

- Sub ACT Norte Chico – Norte

Tabla 5.6. Escenario Inyección y Absorción de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Paposo 220kV	S/E Francisco 220 kV	S/E Cachiuyal 220 kV	S/E Cumbre 220 kV	S/E Diego de Almagro 220kV	S/E Illapa 220 kV
1	SVC Plus	SVC Plus	SVC Plus	SVC Plus	SVC Plus	SVC Plus

- Sub ACT Norte Chico - Centro/Sur

Tabla 5.7. E2: Escenario Inyección y Absorción de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Cumbre 500kV	S/E Carrera Pinto 220kV	S/E Nueva Cardones 500kV	S/E Cardones 220kV	S/E Nueva Maitencillo 500kV	S/E Maitencillo 220kV
1	CER Cardones	CER Cardones	CER Cardones	CER Cardones	CER Cardones	CER Maitencillo
2	CER N°2 Pan de Azúcar	CER Maitencillo	CER N°2 Pan de Azúcar	CER Maitencillo	CER N°2 Pan de Azúcar	Guacolda U5
3	CER N°1 Pan de Azúcar	Guacolda U5	CER N°1 Pan de Azúcar	Guacolda U5	CER N°1 Pan de Azúcar	Guacolda U4
4	CER Maitencillo	Guacolda U4	CER Maitencillo	Guacolda U4	CER Maitencillo	Guacolda U3
5	Guacolda U5	Guacolda U3	Guacolda U5	Guacolda U3	Guacolda U5	Guacolda U1
6	Guacolda U4	CER N°2 Pan de Azúcar	Guacolda U4	Guacolda U1	Guacolda U4	CER Cardones
7	Guacolda U3	CER N°1 Pan de Azúcar	Guacolda U3	CER N°2 Pan de Azúcar	Guacolda U3	CER N°2 Pan de Azúcar
8	Guacolda U1	Guacolda U1	Guacolda U1	CER N°1 Pan de Azúcar	Guacolda U1	CER N°1 Pan de Azúcar

Tabla 5.8. E2: Escenario Inyección y Absorción de potencia reactiva (continuación)

Prioridad	Barras			
	S/E Don Héctor 220kV	S/E Punta Colorada 220kV	S/E Nueva Pan de Azúcar 500kV	S/E Pan de Azúcar 220kV
1	CER N°2 Pan de Azúcar	CER N°2 Pan de Azúcar	CER N°2 Pan de Azúcar	CER N°2 Pan de Azúcar
2	CER N°1 Pan de Azúcar	CER N°1 Pan de Azúcar	CER N°1 Pan de Azúcar	CER N°1 Pan de Azúcar
3	CER Maitencillo	CER Maitencillo	CER Cardones	CER Maitencillo
4	Guacolda U5	Guacolda U5	CER Maitencillo	CER Cardones
5	Guacolda U4	Guacolda U4	Guacolda U5	Guacolda U5
6	Guacolda U3	Guacolda U3	Guacolda U4	Guacolda U4
7	Guacolda U1	Guacolda U1	Guacolda U3	Guacolda U3
8	CER Cardones	CER Cardones	Guacolda U1	Guacolda U1

Tabla 5.9. E2b: Escenario Inyección y Absorción de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Cumbre 500kV	S/E Carrera Pinto 220kV	S/E Nueva Cardones 500kV	S/E Cardones 220kV	S/E Nueva Maitencillo 500kV	S/E Maitencillo 220kV
1	CER Cardones	CER Cardones	CER Cardones	CER Cardones	SVC N.P. de Azúcar	CER Maitencillo
2	SVC N.P. de Azúcar	CER Maitencillo	SVC N.P. de Azúcar	CER Maitencillo	CER Cardones	Guacolda U5
3	CER Maitencillo	SVC N.P. de Azúcar	CER Maitencillo	SVC N.P. de Azúcar	CER Maitencillo	Guacolda U4
4	Guacolda U5	Guacolda U5	Guacolda U5	Guacolda U5	Guacolda U5	Guacolda U3
5	Guacolda U4	Guacolda U4	Guacolda U4	Guacolda U4	Guacolda U4	Guacolda U1
6	Guacolda U3	Guacolda U3	Guacolda U3	Guacolda U3	Guacolda U3	SVC N.P. de Azúcar
7	Guacolda U1	Guacolda U1	Guacolda U1	Guacolda U1	Guacolda U1	CER Cardones
8	CER N°2 Pan de Azúcar	CER N°2 Pan de Azúcar	CER N°2 Pan de Azúcar	CER N°2 Pan de Azúcar	CER N°2 Pan de Azúcar	CER N°2 Pan de Azúcar
9	CER N°1 Pan de Azúcar	CER N°1 Pan de Azúcar	CER N°1 Pan de Azúcar	CER N°1 Pan de Azúcar	CER N°1 Pan de Azúcar	CER N°1 Pan de Azúcar

Tabla 5.10. E2b: Escenario Inyección y Absorción de potencia reactiva (continuación)

Prioridad	Barras			
	S/E Don Héctor 220kV	S/E Punta Colorada 220kV	S/E Nueva Pan de Azúcar 500kV	S/E Pan de Azúcar 220kV
1	SVC N.P. de Azúcar	SVC N.P. de Azúcar	SVC N.P. de Azúcar	SVC N.P. de Azúcar
2	CER Maitencillo	CER Maitencillo	CER Cardones	CER N°2 Pan de Azúcar
3	Guacolda U5	Guacolda U5	CER Maitencillo	CER N°1 Pan de Azúcar
4	Guacolda U4	Guacolda U4	Guacolda U5	CER Maitencillo
5	Guacolda U3	Guacolda U3	Guacolda U4	Guacolda U5
6	Guacolda U1	Guacolda U1	Guacolda U3	Guacolda U4
7	CER Cardones	CER N°2 Pan de Azúcar	Guacolda U1	Guacolda U3
8	CER N°2 Pan de Azúcar	CER N°1 Pan de Azúcar	CER N°2 Pan de Azúcar	Guacolda U1
9	CER N°1 Pan de Azúcar	CER Cardones	CER N°1 Pan de Azúcar	CER Cardones

ACT Centro

- **Sub ACT Centro - 220kV y 500kV**

Tabla 5.11. Escenario Inyección de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Nogales 220kV	S/E San Luis 220kV	S/E Quillota 220kV	S/E Agua Santa 220kV	S/E Polpaico 500kV	S/E Polpaico 220kV
1	CER Polpaico	Nehuenco U2 TG	Nehuenco U2 TG	Nehuenco U2 TG	STATCOM Cerro Navia	CER Polpaico
2	Nehuenco U2 TG	Nehuenco U1 TG	Nehuenco U1 TG	Nehuenco U1 TG	CER Polpaico	STATCOM Cerro Navia
3	Nehuenco U1 TG	Nehuenco U2 TV	Nehuenco U2 TV	Nehuenco U2 TV	Rapel U1	Nehuenco U2 TG
4	Nehuenco U2 TV	Nehuenco U1 TV	Nehuenco U1 TV	Nehuenco U1 TV	Rapel U2	Nehuenco U1 TG
5	Nehuenco U1 TV	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Nehuenco U2 TG	Nehuenco U2 TV
6	Quintero TG1B	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Rapel U4	Nehuenco U1 TV
7	Quintero TG1A	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	Nehuenco U1 TG	Quintero TG1B
8	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	Rapel U5	Quintero TG1A
9	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U1	Nehuenco U2 TV	Rapel U1
10	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U2	Nehuenco U1 TV	Rapel U2
11	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U4	Quintero TG1B	Rapel U4
12	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Quintero TG1A	Rapel U5

Tabla 5.12. Escenario Inyección de potencia reactiva (continuación 1)

Prioridad	Barras					
	S/E Charrua 500kV	S/E Cerro Navia 220kV	S/E Los Almendros 220kV	S/E Lo Aguirre 500 kV	S/E Lo Aguirre 220 kV	S/E Alto Jahuel 500kV
1	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia
2	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	Rapel U1	CER Polpaico
3	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U2	Rapel U1
4	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U4	Rapel U2
5	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U5	Rapel U4
6	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	CER Polpaico	Rapel U5
7	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG
8	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG
9	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV
10	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV
11	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B
12	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A

Tabla 5.13. Escenario Inyección de potencia reactiva (continuación 2)

Prioridad	Barras								
	S/E Alto Jahuel 220kV	S/E La Candelaria 220kV	Puente Negro 220kV	S/E Ancoa 500kV	S/E Ancoa 220kV	S/E Itahue 220kV	Entre Ríos 500kV	Entre Ríos 220 kV	S/E Charrua 220kV
1	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia
2	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico
3	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U1	Rapel U1
4	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U2	Rapel U2
5	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U4	Rapel U4
6	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5
7	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG
8	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG
9	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV
10	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV
11	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B	Quintero TG1B
12	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A	Quintero TG1A

Tabla 5.14. Escenario Absorción de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Nogales 220kV	S/E San Luis 220kV	S/E Quillota 220kV	S/E Agua Santa 220kV	S/E Polpaico 500kV	S/E Polpaico 220kV
1	Rapel U5	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	Rapel U5	Rapel U5
2	CER Polpaico	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	CER Polpaico	CER Polpaico
3	Nehueno U2 TG	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG
4	STATCOM Cerro Navia	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia
5	Nehueno U2 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV
6	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV
7	Nehueno U1 TG	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG

Tabla 5.15. Escenario Absorción de potencia reactiva (continuación 1)

Prioridad	Barras					
	S/E Charrua 500kV	S/E Cerro Navia 220kV	S/E Los Almendros 220kV	S/E Lo Aguirre 500 kV	S/E Lo Aguirre 220 kV	S/E Alto Jahuel 500kV
1	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5
2	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico
3	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG
4	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia
5	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV
6	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV
7	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG

Tabla 5.16. Escenario Absorción de potencia reactiva (continuación 2)

Prioridad	Barras								
	S/E Alto Jahuel 220kV	S/E La Candelaria 220kV	Puente Negro 220kV	S/E Ancoa 500kV	S/E Ancoa 220kV	S/E Itahue 220kV	Entre Ríos 500kV	Entre Ríos 220 kV	S/E Charrua 220kV
1	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5	Rapel U5
2	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico	CER Polpaico
3	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG	Nehueno U2 TG
4	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia	STATCOM Cerro Navia
5	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV	Nehueno U2 TV
6	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV	Nehueno U1 TV
7	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG	Nehueno U1 TG

○ **Sub ACT Centro - Región Metropolitana**

Tabla 5.17. Escenario Inyección de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Cerro Navia 110kV	S/E El Salto 110kV	S/E Los Almendros 110kV	S/E Chena 110kV	S/E Buin 110kV	S/E Alto Jahuel 110kV
1	Alfalfal U2	Alfalfal U2	Alfalfal U2	Alfalfal U2	Alfalfal U2	Alfalfal U2
2	Alfalfal U1	Alfalfal U1	Alfalfal U1	Alfalfal U1	Alfalfal U1	Alfalfal U1
3	Nueva Renca TV	Nueva Renca TV	Nueva Renca TV	Nueva Renca TV	Nueva Renca TV	Nueva Renca TV
4	Nueva Renca TG	Nueva Renca TG	Nueva Renca TG	Nueva Renca TG	Nueva Renca TG	Nueva Renca TG

Tabla 5.18. Escenario Absorción de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Cerro Navia 110kV	S/E El Salto 110kV	S/E Los Almendros 110kV	S/E Chena 110kV	S/E Buin 110kV	S/E Alto Jahuel 110kV
1	Nueva Renca TG	Nueva Renca TG	Alfalfal U1	Nueva Renca TG	Nueva Renca TG	Alfalfal U1
2	Nueva Renca TV	Nueva Renca TV	Alfalfal U2	Nueva Renca TV	Nueva Renca TV	Alfalfal U2
3	Alfalfal U1	Alfalfal U1	Nueva Renca TG	Alfalfal U1	Alfalfal U1	Nueva Renca TG
4	Alfalfal U2	Alfalfal U2	Nueva Renca TV	Alfalfal U2	Alfalfal U2	Nueva Renca TV

○ **Sub ACT Centro - Quinta Región 110kV**

Tabla 5.19. Escenario Inyección de potencia reactiva

Prioridad	Barras				
	S/E Las Vegas 110kV	S/E San Pedro 110kV	S/E Miraflores 110kV	S/E Agua Santa 220kV	S/E Agua Santa 110kV
1	Nueva Ventanas	Nueva Ventanas	Nueva Ventanas	Nueva Ventanas	Nueva Ventanas
2	Campiche	Campiche	Campiche	Campiche	Campiche

En el escenario de Absorción de potencia reactiva, no se cuenta con recursos de CT.

ACT Centro-Sur

○ **Sub ACT Centro-Sur - 220kV y 500kV**

Tabla 5.20. Escenario Inyección de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Alto Jahuel 500kV	S/E Alto Jahuel 220kV	S/E Maipo 220kV	S/E La Candelaria 220kV	S/E Puente Negro 220kV	S/E Colbún 220kV
1	Colbún U1	Chacayes U2	Chacayes U2	Chacayes U2	Colbún U1	Colbún U1
2	Colbún U2	Colbún U1	Colbún U1	Colbún U1	Colbún U2	Colbún U2
3	Chacayes U2	Colbún U2	Colbún U2	Colbún U2	Machicura U1	Machicura U1
4	Machicura U1	Chacayes U1	Chacayes U1	Machicura U1	Loma Alta	Loma Alta
5	Santa María	Machicura U1	Machicura U1	Loma Alta	Chacayes U2	Santa María
6	Loma Alta	Loma Alta	Loma Alta	Chacayes U1	Santa María	Chacayes U2
7	Santa Fe Energía	Santa María	Santa María	Santa María	Chacayes U1	Santa Fe Energía
8	Laja 4	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Laja 4
9	Rucue U1	Laja 4	Laja 4	Laja 4	Laja 4	Rucue U1
10	Pangue U1	Rucue U1	Rucue U1	Rucue U1	Rucue U1	Pangue U1
11	Angostura U1	Pangue U1	Pangue U1	Pangue U1	Pangue U1	Angostura U1
12	Quilleco U1	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Quilleco U1
13	Mampil U1	Quilleco U1	Quilleco U1	Quilleco U1	Quilleco U1	Chacayes U1
14	Angostura U3	Mampil U1	Mampil U1	Mampil U1	Mampil U1	Mampil U1
15	Chacayes U1	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3
16	Carilafquén	Carilafquén	Carilafquén	Carilafquén	Carilafquén	Carilafquén
17	Antuco U2	Antuco U2	Antuco U2	Antuco U2	Antuco U2	Antuco U2
18	Antuco U1	Antuco U1	Antuco U1	Antuco U1	Antuco U1	Antuco U1
19	Ralco U2	Ralco U2	Ralco U2	Ralco U2	Ralco U2	Ralco U2
20	Ralco U1	Ralco U1	Ralco U1	Ralco U1	Ralco U1	Ralco U1
21	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U3
22	El Toro U4	El Toro U4	El Toro U4	El Toro U4	El Toro U4	El Toro U4
23	El Toro U1	El Toro U1	El Toro U1	El Toro U1	El Toro U1	El Toro U1
24	El Toro U2	El Toro U2	El Toro U2	El Toro U2	El Toro U2	El Toro U2
25	Palmucho	Palmucho	Palmucho	Palmucho	Palmucho	Palmucho

Tabla 5.21. Escenario Inyección de potencia reactiva (continuación)

Prioridad	Barras							
	S/E Ancoa 500kV	S/E Ancoa 220kV	S/E Entre Ríos 500kV	S/E Entre Ríos 220 kV	S/E Charrua 500kV	S/E Charrua 220kV	Mulchén 220kV	S/E Cautín 220kV
1	Colbún U1	Colbún U1	Santa María	Santa María	Santa María	Santa María	Angostura U1	Carilafquén
2	Colbún U2	Colbún U2	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Angostura U3	Angostura U1
3	Machicura U1	Machicura U1	Laja 4	Laja 4	Laja 4	Laja 4	Carilafquén	Angostura U3
4	Santa María	Loma Alta	Rucue U1	Rucue U1	Rucue U1	Rucue U1	Santa María	Santa María
5	Loma Alta	Santa María	Pangue U1	Pangue U1	Pangue U1	Pangue U1	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía
6	Santa Fe Energía	Chacayes U2	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Laja 4	Laja 4
7	Laja 4	Santa Fe Energía	Quilleco U1	Quilleco U1	Quilleco U1	Quilleco U1	Rucue U1	Rucue U1
8	Rucue U1	Laja 4	Colbún U1	Mampil U1	Colbún U1	Mampil U1	Pangue U1	Pangue U1
9	Pangue U1	Rucue U1	Colbún U2	Angostura U3	Colbún U2	Angostura U3	Quilleco U1	Quilleco U1
10	Angostura U1	Pangue U1	Mampil U1	Carilafquén	Mampil U1	Carilafquén	Mampil U1	Mampil U1
11	Quilleco U1	Angostura U1	Machicura U1	Antuco U2	Angostura U3	Antuco U2	Antuco U2	Antuco U2
12	Chacayes U2	Quilleco U1	Angostura U3	Antuco U1	Machicura U1	Antuco U1	Antuco U1	Antuco U1
13	Mampil U1	Chacayes U1	Carilafquén	Ralco U2	Carilafquén	Ralco U2	Ralco U2	Ralco U2
14	Angostura U3	Mampil U1	Antuco U2	Ralco U1	Antuco U2	Ralco U1	Ralco U1	Ralco U1
15	Carilafquén	Angostura U3	Antuco U1	El Toro U4	Antuco U1	El Toro U4	El Toro U4	El Toro U4
16	Antuco U2	Carilafquén	Loma Alta	El Toro U3	Loma Alta	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U3
17	Antuco U1	Antuco U2	Ralco U2	El Toro U1	Ralco U2	El Toro U1	El Toro U1	El Toro U1
18	Ralco U2	Antuco U1	Ralco U1	El Toro U2	Ralco U1	El Toro U2	El Toro U2	El Toro U2
19	Ralco U1	Ralco U2	El Toro U4	Colbún U1	El Toro U4	Palmucho	Palmucho	Palmucho
20	El Toro U4	Ralco U1	El Toro U3	Colbún U2	El Toro U3	Colbún U1	Colbún U1	Colbún U1
21	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U1	Machicura U1	El Toro U1	Colbún U2	Colbún U2	Colbún U2
22	El Toro U1	El Toro U4	El Toro U2	Palmucho	El Toro U2	Machicura U1	Machicura U1	Machicura U1
23	El Toro U2	El Toro U1	Chacayes U2	Loma Alta	Chacayes U2	Loma Alta	Loma Alta	Loma Alta
24	Chacayes U1	El Toro U2	Palmucho	Chacayes U2	Palmucho	Chacayes U2	Chacayes U2	Chacayes U2
25	Palmucho	Palmucho	Chacayes U1	Chacayes U1	Chacayes U1	Chacayes U1	Chacayes U1	Chacayes U1

Tabla 5.22. Escenario Absorción de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Alto Jahuel 500kV	S/E Alto Jahuel 220kV	S/E Maipo 220kV	S/E La Candelaria 220kV	S/E Puente Negro 220kV	S/E Colbún 220kV
1	Santa María	Machicura U1	Machicura U1	Santa María	Santa María	Santa María
2	Laja 4	Colbún U1	Colbún U1	Laja 4	Laja 4	Laja 4
3	Chacayes U1	Santa María	Santa María	Machicura U1	Machicura U1	El Toro U1
4	El Toro U1	Laja 4	Laja 4	Colbún U1	Chacayes U1	Ralco U1
5	Machicura U1	Chacayes U1	Chacayes U1	Chacayes U1	Colbún U1	Mampil U1
6	Ralco U1	Colbún U2	Colbún U2	El Toro U1	El Toro U1	Loma Alta
7	Colbún U1	El Toro U1	El Toro U1	Colbún U2	Ralco U1	El Toro U2
8	Mampil U1	Chacayes U2	Chacayes U2	Ralco U1	Mampil U1	Rucue U1
9	Loma Alta	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Colbún U2	Pangue U1
10	El Toro U2	Ralco U1	Ralco U1	Chacayes U2	Loma Alta	Chacayes U1
11	Rucue U1	Mampil U1	Mampil U1	Mampil U1	El Toro U2	Machicura U1
12	Pangue U1	Loma Alta	Loma Alta	Loma Alta	Rucue U1	Angostura U1
13	Angostura U1	El Toro U2	El Toro U2	El Toro U2	Pangue U1	Colbún U2
14	Colbún U2	Rucue U1	Rucue U1	Rucue U1	Santa Fe Energía	Colbún U1
15	Quilleco U1	Pangue U1	Pangue U1	Pangue U1	Chacayes U2	Santa Fe Energía
16	Antuco U2	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Chacayes U2
17	Santa Fe Energía	Quilleco U1	Quilleco U1	Quilleco U1	Quilleco U1	Quilleco U1
18	Chacayes U2	Antuco U2	Antuco U2	Antuco U2	Antuco U2	Antuco U2
19	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3
20	El Toro U4	El Toro U4	El Toro U4	El Toro U4	El Toro U4	El Toro U4
21	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U3
22	Antuco U1	Antuco U1	Antuco U1	Antuco U1	Antuco U1	Antuco U1
23	Palmucho	Palmucho	Palmucho	Palmucho	Palmucho	Palmucho

Tabla 5.23. Escenario Absorción de potencia reactiva (continuación)

Prioridad	Barras							
	S/E Ancoa 500kV	S/E Ancoa 220kV	S/E Entre Ríos 500kV	S/E Entre Ríos 220 kV	S/E Charrua 500kV	S/E Charrua 220kV	Mulchén 220kV	S/E Cautín 220kV
1	Laja 4	Laja 4	El Toro U1	El Toro U1	El Toro U1	El Toro U1	Angostura U1	Angostura U1
2	Santa María	Santa María	Ralco U1	Ralco U1	Ralco U1	Ralco U1	Angostura U3	Angostura U3
3	El Toro U1	El Toro U1	Mampil U1	Mampil U1	Mampil U1	Mampil U1	El Toro U1	El Toro U1
4	Ralco U1	Ralco U1	Laja 4	Loma Alta	Loma Alta	Loma Alta	Ralco U1	Ralco U1
5	Mampil U1	Mampil U1	Santa María	El Toro U2	El Toro U2	El Toro U2	Mampil U1	Mampil U1
6	Loma Alta	Loma Alta	Loma Alta	Rucue U1	Rucue U1	Rucue U1	Loma Alta	Loma Alta
7	El Toro U2	El Toro U2	El Toro U2	Pangue U1	Pangue U1	Pangue U1	El Toro U2	El Toro U2
8	Rucue U1	Rucue U1	Rucue U1	Angostura U1	Laja 4	Angostura U1	Rucue U1	Rucue U1
9	Pangue U1	Pangue U1	Pangue U1	Quilleco U1	Santa María	Quilleco U1	Pangue U1	Pangue U1
10	Chacayes U1	Chacayes U1	Angostura U1	Antuco U2	Angostura U1	Antuco U2	Quilleco U1	Quilleco U1
11	Angostura U1	Machicura U1	Quilleco U1	Angostura U3	Quilleco U1	Angostura U3	Antuco U2	Antuco U2
12	Machicura U1	Angostura U1	Antuco U2	Laja 4	Antuco U2	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U3
13	Quilleco U1	Colbún U2	Angostura U3	Santa María	Angostura U3	El Toro U4	El Toro U4	El Toro U4
14	Antuco U2	Colbún U1	El Toro U3	El Toro U3	El Toro U3	Antuco U1	Antuco U1	Antuco U1
15	Colbún U1	Santa Fe Energía	El Toro U4	El Toro U4	El Toro U4	Laja 4	Laja 4	Laja 4
16	Angostura U3	Chacayes U2	Antuco U1	Antuco U1	Antuco U1	Santa María	Santa María	Santa María
17	El Toro U4	Quilleco U1	Chacayes U1	Palmucho	Palmucho	Palmucho	Palmucho	Palmucho
18	El Toro U3	Antuco U2	Palmucho	Chacayes U1	Chacayes U1	Chacayes U1	Chacayes U1	Chacayes U1
19	Antuco U1	Angostura U3	Machicura U1	Machicura U1	Machicura U1	Machicura U1	Machicura U1	Machicura U1
20	Colbún U2	El Toro U4	Colbún U1	Colbún U1	Colbún U1	Colbún U1	Colbún U1	Colbún U1
21	Santa Fe Energía	El Toro U3	Colbún U2	Colbún U2	Colbún U2	Colbún U2	Colbún U2	Colbún U2
22	Chacayes U2	Antuco U1	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía	Santa Fe Energía
23	Palmucho	Palmucho	Chacayes U2	Chacayes U2	Chacayes U2	Chacayes U2	Chacayes U2	Chacayes U2

- Sub ACT Centro-Sur – 154kV

Tabla 5.24. Escenario Inyección y Absorción de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Alto Jahuel 154kV	S/E Rancagua 154kV	S/E Tinguiririca 154kV	S/E Itahue 220 kV	S/E Itahue 154kV	S/E Maule 220 kV
1	La Higuera U2	La Higuera U2	La Higuera U2	San Ignacio	San Ignacio	San Ignacio
2	La Higuera U1	La Higuera U1	La Higuera U1	Viñales	Viñales	Viñales
3	Confluencia U1	Confluencia U1	Confluencia U1	Isla U2	Isla U2	Isla U2
4	San Ignacio	San Andrés U2	San Andrés U2	Isla U1	Isla U1	Isla U1
5	San Andrés U2	San Andrés U1	San Andrés U1	Cipreses U1	Cipreses U1	Cipreses U1
6	San Andrés U1	El Paso U2	El Paso U2	Cipreses U3	Cipreses U3	Cipreses U3
7	Viñales	El Paso U1	El Paso U1	La Higuera U2	La Higuera U2	La Higuera U2
8	El Paso U2	San Ignacio	San Ignacio	La Higuera U1	La Higuera U1	La Higuera U1
9	El Paso U1	Viñales	Viñales	Confluencia U1	Confluencia U1	Confluencia U1
10	Isla U2	Isla U2	Isla U2	San Andrés U2	San Andrés U2	San Andrés U2
11	Cipreses U1	Isla U1	Isla U1	San Andrés U1	San Andrés U1	San Andrés U1
12	Isla U1	Cipreses U1	Cipreses U1	El Paso U2	El Paso U2	El Paso U2
13	Cipreses U3	Cipreses U3	Cipreses U3	El Paso U1	El Paso U1	El Paso U1

○ Sub ACT Centro-Sur – Concepción

Tabla 5.25. Escenario Inyección de potencia reactiva

Prioridad	Barras							
	S/E San Vicente 154kV	S/E Hualpén 220kV	S/E Hualpén 154kV	S/E Concepción 220kV	S/E Concepción 154kV	S/E Lagunillas 220 kV	S/E Lagunillas 154 kV	S/E Coronel 154kV
1	PetroPower	PetroPower	PetroPower	PetroPower	PetroPower	PetroPower	PetroPower	PetroPower
2	Bocamina U1	Bocamina U1	Bocamina U1	Bocamina U1	Bocamina U1	Bocamina U2	Bocamina U1	Bocamina U1
3	Bocamina U2	Bocamina U2	Bocamina U2	Bocamina U2	Bocamina U2	Bocamina U1	Bocamina U2	Bocamina U2

Tabla 5.26. Escenario Absorción de potencia reactiva

Prioridad	Barras							
	S/E San Vicente 154kV	S/E Hualpén 220kV	S/E Hualpén 154kV	S/E Concepción 220kV	S/E Concepción 154kV	S/E Lagunillas 220 kV	S/E Lagunillas 154 kV	S/E Coronel 154kV
1	PetroPower	PetroPower	PetroPower	PetroPower	PetroPower	Bocamina U2	PetroPower	PetroPower
2	Bocamina U2	Bocamina U2	Bocamina U2	Bocamina U2	Bocamina U2	PetroPower	Bocamina U2	Bocamina U2

ACT Sur

Tabla 5.27. Escenario Inyección de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Cautín 220kV	S/E Ciruelos 220kV	Nueva Valdivia 220 kV	S/E Pichirripulli 220kV	S/E Rahue 220kV	S/E Puerto Montt 220kV
1	Carilafquén	Carilafquén	Carilafquén	Carilafquén	Carilafquén	CER Puerto Montt
2	Valdivia	Valdivia	Valdivia	Valdivia	CER Puerto Montt	Carilafquén
3	Rucatayo	CER Puerto Montt	CER Puerto Montt	CER Puerto Montt	Rucatayo	Canutillar U1
4	Angostura U3	Rucatayo	Rucatayo	Rucatayo	Valdivia	Rucatayo
5	CER Puerto Montt	Canutillar U1	Canutillar U1	Canutillar U1	Canutillar U1	Valdivia
6	Canutillar U1	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3
7	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1

Tabla 5.28. Escenario Absorción de potencia reactiva

Prioridad	Barras					
	S/E Cautín 220kV	S/E Ciruelos 220kV	Nueva Valdivia 220 kV	S/E Pichirripulli 220kV	S/E Rahue 220kV	S/E Puerto Montt 220kV
1	Carilafquén	Carilafquén	Carilafquén	Carilafquén	CER Puerto Montt	CER Puerto Montt
2	Valdivia	CER Puerto Montt	CER Puerto Montt	CER Puerto Montt	Carilafquén	Carilafquén
3	CER Puerto Montt	Valdivia	Valdivia	Valdivia	Rucatayo	Rucatayo
4	Rucatayo	Rucatayo	Rucatayo	Rucatayo	Valdivia	Valdivia
5	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3	Angostura U3
6	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1	Angostura U1

5.2 Criterios generales de Selección y Priorización del Uso de los Recursos de CT

La selección y priorización de los recursos que controlan los nudos de mayor nivel de tensión en cada área de CT, supone las siguientes condiciones de operación de los recursos que controlan las instalaciones de transmisión zonal, dedicado y de distribución:

- Los recursos de reactivos disponibles en el nivel de tensión de instalaciones de distribución son utilizados por las empresas distribuidoras y por los clientes libres con el objeto de controlar la tensión y el factor de potencia en los puntos de inyección hacia sus instalaciones.
- Los recursos de reactivos disponibles existentes en las instalaciones de los sistemas de transmisión zonal y dedicados son utilizados con el objeto de controlar la tensión en las barras del propio sistema y controlar el factor de potencia en los puntos de inyección/retiro hacia sus instalaciones.
- El control de tensión, basado en cambios de posición de los cambiadores de tomas bajo carga (CTBC) de transformadores de poder de los sistemas de distribución, transmisión zonal y dedicados, es utilizado con el objeto de corregir las desviaciones de tensión y/o controlar el flujo de potencia reactiva que son originadas por cambios significativos en los consumos y la generación, así como perturbaciones en el sistema.
- El control de tensión, basado en la posición de los cambiadores de tomas (comúnmente en vacío y por tanto fijos) de los transformadores elevadores de unidades de generación, es utilizado con el objeto de obtener el máximo aprovechamiento del diagrama PQ de la unidad de generación, esto es, aprovechar al máximo las condiciones de inyección y de absorción de potencia reactiva de la unidad de generación.

A continuación, se presentan los criterios generales de priorización de los recursos que permiten controlar los nudos de mayor nivel de tensión en cada área de CT.

1. Los bancos de condensadores (CCEE) se utilizan para dar soporte de reactivos en un área, permitiendo corregir la tensión, otorgar margen de reserva de potencia reactiva a las unidades de generación y los equipos de compensación reactiva, optimizar los flujos de potencia reactiva y permitir el uso eficiente de los CTBC.
2. Las unidades de generación despachadas por orden de mérito económico y los compensadores estáticos de reactivos deben de disponer de una reserva de potencia reactiva que permita realizar la acción de control de tensión en las barras correspondientes y proporcionar seguridad de servicio al área, compensando los déficit o excedentes de reactivos que se pueden originar por la ocurrencia de las contingencias simples más exigentes. A su vez, las unidades de generación deben proveer suficientes reactivos que permitan a los SVC CER y STATCOM mantener una reserva adecuada a los objetivos de control deseados, evitando en lo posible la saturación de estos equipos de compensación.
3. Las unidades de generación despachadas fuera del orden de mérito económico generalmente se emplean por seguridad de servicio con el fin de evitar colapsos de tensión ante la desconexión forzada de un circuito de las líneas del sistema de más alta tensión en el área de CT, particularmente en aquellos escenarios de operación con altas transferencias. Con la entrada en servicio de estas unidades, proporcionando potencia activa y reactiva, se reducen los requerimientos de reactivos base y, por ende, se incrementa la reserva de reactivos necesaria para soportar tales contingencias.

4. Los parques eólicos y fotovoltaicos aportan reactivos que permiten a los generadores síncronos y a los compensadores estáticos de reactivos mantener una adecuada reserva para el control dinámico de la tensión, tanto en operación normal, como frente a contingencias. Para considerar un aporte dinámico de estos elementos al control de tensión, los parques tendrían que poseer características de respuestas similares a los presentados por los CER, STATCOM o AVR de generadores convencionales.
5. Los reactores de barras, que generalmente se operan conectados, se emplean para proporcionar soporte de reactivos en condiciones de déficit de reactivos. De este modo, la desconexión del reactor libera potencia reactiva que permite contar con reserva para el control de la tensión y contribuir a la seguridad de servicio.

En el caso de los reactores de barra que se operan generalmente desconectados, se emplean para proporcionar soporte de reactivos de absorción en condiciones de excedentes de reactivos. De este modo, la conexión del reactor consume potencia reactiva que permite mejorar la reserva de absorción para el control de tensión y contribuir a la seguridad de servicio. Para limitar las sobretensiones que se puedan originar a consecuencia de una contingencia que involucre la pérdida de consumo, estos reactores se pueden controlar automáticamente, contribuyendo a la seguridad de servicio del sistema.

6. Los reactores de líneas, que cuentan con interruptores, se pueden emplear para proporcionar soporte de reactivos en caso de ser requeridos por el sistema a consecuencia de una contingencia que origine un déficit de reactivos, lo que contribuye a la seguridad de servicio.
7. La desconexión de un circuito, en líneas de alta tensión de doble circuito o más, se emplea para proporcionar reserva de absorción de reactivos en las unidades de generación, en los CER y STATCOM u otros compensadores estáticos, que permitan controlar las sobretensiones originadas por excesos de potencia reactiva en escenarios de baja demanda, tanto en condiciones de operación normal como ante desconexiones intempestivas de consumos importantes en el área de CT. Las desconexiones de circuitos de líneas se deben restringir como último recurso a condiciones de emergencia.
8. Se debe disponer de una reserva de reactivos, con característica de control continuo y con respuesta dinámica ante contingencia, en cada área de CT, según los valores y distribución indicados en el estudio CTyRPR del año 2019.

La priorización antes indicada, se debe entender como referencial ya que en ciertas condiciones de operación puede ser más efectivo cambiar el orden de priorización.

Respecto a los atributos de los recursos para el control de tensión existentes en el sistema se tiene que:

- Los elementos con acción discreta, tales como los bancos de condensadores y reactores de barras ubicados en el sistema de transmisión nacional, se deben emplear para proporcionar mayor margen de reserva de potencia reactiva a los generadores y a los CER, de forma que estos puedan mantener suficiente reserva que les permita efectuar el control de tensión. Por otra parte, estos elementos se pueden emplear en forma automática para evitar sobretensiones, colapsos de tensión u otros fenómenos derivados por desprendimiento significativo de consumos, o perturbaciones que provoquen notables incrementos en los requerimientos de reactivos del sistema.

- El control de los bancos de condensadores ubicados en los sistemas de transmisión zonal puede ser manual o automático. El control automático se debiera realizar en aquellas barras donde el consumo presenta variaciones significativas durante el día, como, por ejemplo, en consumos predominantemente residenciales. El control manual es aceptable en aquellas barras donde el consumo no presenta estas variaciones durante el día, aunque estos consumos sí puedan variar estacionalmente. Además, se debieran operar de forma manual aquellos bancos que se utilicen para contribuir a restablecer la reserva de potencia reactiva requerida en los generadores y CER.
- Los CTBC de los transformadores de las S/E que enlazan al sistema de transmisión nacional con los sistemas de transmisión zonal se pueden controlar en forma manual o automática. El control manual se debe aplicar en los casos que el sistema de transmisión zonal se opere enmallado con el sistema de transmisión nacional, para un manejo eficaz y eficiente de las transferencias de reactivos entre los sistemas. También se debe controlar manualmente en aquellas condiciones de operación en que el cambio de tap provoque un requerimiento adicional de reactivos desde el sistema de transmisión nacional que origine un colapso de tensión. El control automático se puede aplicar en los casos que el sistema de transmisión zonal no se opera en forma enmallada con el sistema de transmisión nacional, la variación horaria de su carga y la sensibilidad de la tensión en el punto de control permita al automatismo mantener un perfil de tensión admisible. En el caso particular de los CTBC de los transformadores ubicados en el sistema de transmisión de transmisión nacional que permite enlazar el sistema de 500 kV con el de 220 kV, se controlan en forma manual, según el nivel de transferencias del sistema de transmisión nacional de 500 kV que determina el despacho económico del sistema, sin comprometer las exigencias de la normativa técnica vigente.
- Los CTBC de los transformadores de las SS/EE que enlazan distintos sistemas de transmisión zonal o un sistema de transmisión zonal con sistemas de distribución, se pueden controlar en forma manual o automática. El control automático se debiera realizar en aquellas barras donde el consumo presenta variaciones significativas durante el día, como, por ejemplo, en consumos predominantemente residenciales. El control manual es aceptable en aquellas barras donde el consumo no presenta variaciones significativas durante el día, aunque éstos si puedan variar estacionalmente.

5.3 Caracterización de los Recursos de Control de Tensión

Las necesidades de los recursos de control de tensión dependen de la naturaleza de la evolución de la demanda en cada área de CT y de la gravedad de las contingencias, en términos de la sensibilidad de la tensión respecto de la variación de reactivos en cada barra y las exigencias adicionales de reactivos en el área de control correspondiente.

La caracterización de los recursos de control de tensión se definirá de acuerdo con las siguientes particularidades de su control:

- Tipo: Se refiere a si el control efectuado es automático o manual.
- Acción: La acción de control que puede ejercer un equipo puede ser en forma continua o en forma discreta (switching).
- Función / Objetivo: Un recurso de CT generalmente está diseñado para cumplir con las funciones de control de la tensión o de la potencia reactiva. Además, se distingue cuando, adicionalmente a las funciones anteriores, un recurso se despacha con el objetivo principal de proveer seguridad de servicio, es decir, evitar colapsos de tensión.
- Respuesta: De acuerdo con su característica de acción de control y su característica de respuesta, un recurso de CT puede ser empleado para cumplir la función de control ante contingencias, y, en consecuencia, su aporte de potencia reactiva puede ser variable en el tiempo, el cual se denomina en este caso como “dinámico”, en caso contrario, su aporte de potencia reactiva es prácticamente constante o permanente.
- Reserva: En un recurso de CT, de acuerdo con su característica de respuesta, el aporte de reserva de potencia reactiva puede ser caracterizada como de reserva permanente o de reserva transitoria.

En las siguientes tablas se muestran los atributos que presentan los recursos de control de tensión existentes en el Sistema Eléctrico Nacional.

Tabla 5.29: Características de los recursos de control de tensión del SEN

Id	Equipos	Control										
		Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
		Automático	Manual	Continuo	Discreto (switching)	Tensión	Potencia Reactiva	Seguridad de Servicio	Permanente	Dinámico	Permanente	Dinámica
1	Banco de condensadores	✓	✓	☐	✓	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐
2	Reactor	✓	✓	☐	✓	✓	✓	✓	✓	☐	✓	☐
3	Compensación estática de reactivos (CER)	✓	☐	✓	☐	✓	✓	✓	☐	✓	☐	✓
4	STATCOM	✓	☐	✓	☐	✓	✓	✓	☐	✓	☐	✓
5	CTBC de transformadores de potencia del sistema de transmisión	✓	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
6	CTBC de transf. de potencia de los sistemas de transmisión zonal y dedicados	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
7	Unidades de generación con AVR	✓	☐	✓	☐	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Plantas de generación eólicas y fotovoltaicas	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
9	Circuitos de líneas de transmisión en paralelo y de anillos	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐
10	Transformadores de paralelo	☐	✓	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐

5.3.1 Caracterización de Recursos de Control de Tensión del ACT Norte Grande

Tabla 5.30. Características de elementos de Compensación Shunt en el ACT Norte Grande.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Andes 345 kV-BP1	Andes	Andes 345 kV-BP1		✓		✓	✓			✓		✓	
2	Andes 345 kV-BP1-Reactor	Andes	Andes 345 kV-BP1		✓		✓	✓			✓		✓	
3	Arica 13,8 kV BC Autotrafo N°1	Arica	Arica 13,8 kV - Autotrafo N°1		✓		✓	✓			✓		✓	
4	Arica 13,8 kV Autotrafo N°1 BC N°3	Arica	Arica 13,8 kV - Autotrafo N°1		✓		✓	✓			✓		✓	
5	Arica 13,8 kV-BP-Reactor	Arica	Arica 13,8 kV-BP		✓		✓	✓			✓		✓	
6	Arica 13.8 kV-BP N°1	Arica	Arica 13,8 kV-BP		✓		✓	✓			✓		✓	
7	BBCC El Arriero 33 kV N°1	El Arriero	El Arriero 33 kV - BP		✓		✓	✓			✓		✓	
8	BBCC El Arriero 33 kV N°2	El Arriero	El Arriero 33 kV - BP		✓		✓	✓			✓		✓	
9	Calama 23 kV-BC N°1	Calama	Calama 23 kV - BP1		✓		✓	✓			✓		✓	
10	Calama 23 kV-BC N°2	Calama	Calama 23 kV - BP2		✓		✓	✓			✓		✓	
11	Central Diesel Arica 13,8 kV BC N°1	Central Diesel Arica	Central Diesel Arica 13,8 kV		✓		✓	✓			✓		✓	
12	Central Salta 345 kV-BP1-Reactor	Central Salta	Central Salta 345 kV-BP1		✓		✓	✓			✓		✓	
13	Coloso 13.8 kV	Coloso	Coloso 13,8 kV		✓		✓	✓			✓		✓	
14	Condensador OLAP 13.8 kV N°1	OLAP	OLAP 13.8 kV - BP1	✓			✓	✓			✓		✓	
15	Condensador OLAP 13.8 kV N°2	OLAP	OLAP 13.8 kV - BP2	✓			✓	✓			✓		✓	
16	Crucero 220 kV-BP1-Reactor	Crucero	Crucero 220 kV-BP1		✓		✓	✓			✓		✓	
17	Cóndores 13,8 kV BC N°1	Cóndores	Cóndores 13,8 kV		✓		✓	✓			✓		✓	
18	Cóndores 13,8 kV BC N°2	Cóndores	Cóndores 13,8 kV		✓		✓	✓			✓		✓	
19	Cóndores 13,8 kV-Reactor	Cóndores	Cóndores 13,8 kV		✓		✓	✓			✓		✓	
20	Escondida 220 kV-BP1-Reactor N°1	Escondida	Escondida 220 kV-BP1		✓		✓	✓			✓		✓	
21	Escondida 220 kV-BP1-Reactor N°2	Escondida	Escondida 220 kV-BP1		✓		✓	✓			✓		✓	
22	Escondida 220 kV-BP1-Reactor N°3	Escondida	Escondida 220 kV-BP1		✓		✓	✓			✓		✓	
23	Estación de Bombeo 2 4.16 kV	Tap Off Est. de bombeo N°2	Tap Off Est. de bomb N°2 4.16 kV	✓			✓	✓			✓		✓	

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
24	Estación de Bombeo 3 4.16 kV	Tap Off Est. de bombeo N°2	Tap Off Est. de bomb N°2 4.16 kV	✓			✓	✓			✓		✓	
25	Estación de Bombeo 4 4.16 kV	Tap Off Est. de bombeo N°2	Tap Off Est. de bomb N°2 4.16 kV	✓			✓	✓			✓		✓	
26	Lagunas 220 kV BC N°2	Lagunas	Lagunas 220 kV - BP2		✓		✓	✓			✓		✓	
27	Lagunas 220 kV BC N°1	Lagunas	Lagunas 220 kV - BP1		✓		✓	✓			✓		✓	
28	Lagunas 220 kV N°1. Reactor	Lagunas	Lagunas 220 kV - BP1		✓		✓	✓			✓		✓	
29	Lixiviación 2x13.8 kV	Lixiviación	Lixiviación 13.8 kV - BS1	✓			✓	✓			✓		✓	
30	Monturaqui 34.5	Monturaqui	Monturaqui 34.5 kV - N°1	✓			✓	✓			✓		✓	
31	Monturaqui 4.16	Monturaqui	Monturaqui 4.16 - N°1	✓			✓	✓			✓		✓	
32	Muelle 23 kV - BC N°1	Muelle	Muelle 23 kV		✓		✓	✓			✓		✓	
33	Muelle 23 kV - BC N°2	Muelle	Muelle 23 kV		✓		✓	✓			✓		✓	
34	Parinacota 13,8 kV-BC N°1	Parinacota	Parinacota 13,8 kV		✓		✓	✓			✓		✓	
35	Parinacota 13,8 kV-BC N°2	Parinacota	Parinacota 13,8 kV		✓		✓	✓			✓		✓	
36	Pozo Almonte 220 kV-Reactor	Pozo Almonte	Pozo Almonte 220 kV		✓		✓	✓			✓		✓	
37	Reactor Laberinto 220 kV N°1	Laberinto	Laberinto 220 kV-Barra A		✓		✓		✓	✓	✓		✓	
38	Reactor Laberinto 220 kV N°2	Laberinto	Laberinto 220 kV-Barra A		✓		✓		✓	✓	✓		✓	
39	Reactor Pozo Almonte 13.8 kV Zig-Zag N°1	Pozo Almonte	Pozo Almonte 13,8 kV		✓		✓		✓	✓	✓		✓	
40	Reactor Pozo Almonte 13.8 kV Zig-Zag N°2	Pozo Almonte	Pozo Almonte 13,8 kV		✓		✓		✓	✓	✓		✓	
41	Reactor Pozo Almonte 220 kV	Pozo Almonte	Pozo Almonte 13,8 kV		✓		✓		✓	✓	✓		✓	
42	Reactor Sulfuros 13.8 kV N°1	Sulfuros	Sulfuros 13.8 kV		✓		✓		✓	✓	✓		✓	
43	Reactor Sulfuros 13.8 kV N°2	Sulfuros	Sulfuros 13.8 kV		✓		✓		✓	✓	✓		✓	
44	Reactor Tap Off Vitor N° 2 móvil 23 kV	Tap Off Vitor N°2 Móvil	Tap Off Vitor N°2 Móvil 23 kV		✓		✓		✓	✓	✓		✓	
45	Reactor Zig-Zag El Arriero 33 kV	El Arriero	El Arriero 33 kV - BP		✓		✓		✓	✓	✓		✓	
46	Valle de los vientos 23 kV BP1	Valle de los vientos	V.de los vientos 23 kV - BP1	✓			✓	✓			✓		✓	
47	Valle de los vientos 23 kV BP2	Valle de los vientos	V. de los vientos 23 kV - BP2	✓			✓	✓			✓		✓	

Tabla 5.31. Características de cambiadores de tap bajo carga de transformadores de tres devanados en el ACT Norte Grande.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Arica 110/66/13.8 kV	Arica	Arica 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
2	Andes 345/220/23 kV N°1	Andes	Andes 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
3	Andes 345/220/23 kV N°2	Andes	Andes 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
4	Andes 345/220/23 kV N°3	Andes	Andes 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
5	Calama 220/110/23 kV N°5	Calama	Calama 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
6	Capricornio 220/110/13.8 kV	Caprocornio	Capricornio 110 kV		☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
7	Cóndores 220/115/13.8 kV	Cóndores	Cóndores 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
8	Chacaya 220/110/23 kV N°3	Chacaya	Chacaya 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
9	Chuquicamata 220/100/13.8 kV N°1	Chuquicamata	Chuquicamata 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
10	Chuquicamata 220/100/13.8 kV N°2	Chuquicamata	Chuquicamata 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
11	Los Changos T1 500/220 kV 750 MVA	Los Changos	Los Changos 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
12	Los Changos T2 500/220 kV 750 MVA	Los Changos	Los Changos 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
13	Esmeralda 220/115/13.8 kV	Esmeralda	Esmeralda 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
14	Mejillones 220/115/13.8 kV	Mejillones	Mejillones 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
15	Mejillones 23/13.2/2.5 kV	Mejillones	Mejillones 23 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
16	Parinacota 220/69/13.8 kV	Parinacota	Parinacota 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
17	Pozo Almonte 110/66/13.8 kV N°1	Pozo Almonte	Pozo Almonte 110 kV-BP2	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
18	Pozo Almonte 220/115/13.8 kV N°2	Pozo Almonte	Pozo Almonte 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
19	Pozo Almonte 220/115/13.8 kV N°5	Pozo Almonte	Pozo Almonte 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	

Tabla 5.32. Características de unidades de generación en el ACT Norte Grande.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	NT01	Norgener	Norgener 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
2	NT02	Norgener	Norgener 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
3	CTA	Chacaya	Chacaya 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
4	ANG1	Angamos	Angamos 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
5	ANG2	Angamos	Angamos 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
6	CCH1	Cochrane	Cochrane 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
7	CCH2	Cochrane	Cochrane 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
8	CTM1	Chacaya	Chacaya 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
9	CTM2	Chacaya	Chacaya 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
10	CTM3 (TG)	Chacaya	Chacaya 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
11	CTM3 (TV)	Chacaya	Chacaya 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
12	TG1	Central Tocopilla	Central Tocopilla 110kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
13	TG2	Central Tocopilla	Central Tocopilla 110kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
14	TG3	Central Tocopilla	Central Tocopilla 110kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
15	TGIQ	Central Diesel Iquique	Central Diesel Iquique	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
16	U12	Central Tocopilla	Central Tocopilla 110kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
17	U13	Central Tocopilla	Central Tocopilla 110kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
18	U14	Central Tocopilla	Central Tocopilla 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
19	U15	Central Tocopilla	Central Tocopilla 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
20	U16-TG	Central Tocopilla	Central Tocopilla 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
21	U16 (TG+TV)	Central Tocopilla	Central Tocopilla 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
22	CC1 (TG1A)	Central Atacama	Central Atacama 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
23	CC1 (TG1B)	Central Atacama	Central Atacama 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
24	CC1 (TV1C)	Central Atacama	Central Atacama 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
25	CC2 (TG2A)	Central Atacama	Central Atacama 220kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
26	CC2 (TG2B)	Central Atacama	Central Atacama 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
27	CC1 (TV2C)	Central Atacama	Central Atacama 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
28	CTTAR	Tarapacá	Tarapacá 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
29	TGTAR	Tarapacá	Tarapacá 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
30	CTH	Chacaya	Chacaya 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
31	KELAR TG1	Kelar	Kelar 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
32	KELAR TG1 Diesel	Kelar	Kelar 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
33	KELAR TG2	Kelar	Kelar 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
34	KELAR TG2 Diesel	Kelar	Kelar 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
35	KELAR TV	Kelar	Kelar 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
36	KELAR TV Diesel	Kelar	Kelar 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
38	G1A	Cerro Pabellón	Cerro Pabellón 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
39	G2A	Cerro Pabellón	Cerro Pabellón 220kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
40	PAM	Mejillones	Mejillones 110kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
41	CHAP	Chapiquiña	Chapiquiña 66kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
42	IEM	TEN	TEN 220 kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓

Tabla 5.33. Características de compensadores estáticos de reactivos en el ACT Norte Grande.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	SVC Domeyko N°1	Domeyko	Domeyko 220 kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓

Tabla 5.34. Características de plantas de generación solar y eólica en el ACT Norte Grande.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Andes Solar	Andes Solar	Andes Solar 23 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
2	Cerro Dominador	Cerro Dominador	Cerro Dominador 220 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
3	Bolero	Bolero	Bolero 220 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
4	La Huayca II	La Huayca II	La Huayca 23 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
5	María Elena	María Elena	María Elena 23 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
6	Finis Terrae	Rande	Rande 220 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
7	Pampa Camarones	Chaca	Chaca 23 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
8	Puerto Seco Solar	Calama	Calama 23 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
9	Pozo Almonte Solar 2	Central solar Pas 2	Pozo Almonte 13,8 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
10	Pozo Almonte Solar 3	Central solar Pas 3	Pas 3 13.8 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
11	El Águila I	Lluta	Lluta 13.8 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
12	Jama	Jama	solar jama 23 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
13	Solar La Huayca 2	Central Solar Huayca 2	Tamarugal 23 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
14	Uribe Solar	Norte Grande 5	Norte Grande 5	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
15	Valle de los Vientos	S/E Valle de los vientos	Valle de los Vientos 110 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
16	Sierra Gorda Este	El Arriero	El Arriero 220 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
17	Huatacondo	San Simón	San Simón 220 kV	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐

Tabla 5.35. Características de líneas de transmisión que se utilizar para ayudar al CT en el ACT Norte Grande.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Andes – Salta 345 kV	Andes	Andes 345 kV		✓		✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐

5.3.2 Caracterización de Recursos de Control de Tensión del ACT Norte Chico

Tabla 5.36. Características de elementos de Compensación Shunt en el ACT Norte Chico.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	CCEE Cardones 13.2 kV 2x5.4 MVar	S/E Cardones	Cardones 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
2	CCEE D. Almagro 13.2 kV 4x5.5 MVar	S/E Diego de Almagro	D.Almagro 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
3	CCEE Pan de Azúcar 220 kV 1x 75 MVAR	S/E Diego de Almagro	D.Almagro 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
4	CCEE Maitencillo 13.2 kV 2x5.4 MVar	S/E Maitencillo	Maitencillo 220 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
5	CCEE Dos Amigos 23 kV 2x1.25 MVar	S/E Dos Amigos	Dos Amigos 110 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
6	CCEE Marquesa 23 kV 2x2.5 MVar	S/E Marquesa	Marquesa 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
7	CCEE Ovalle 23 kV 2x7.5 MVar	S/E Ovalle	Ovalle 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
8	CCEE Punitaqui 66 kV 1x2.5 MVar	S/E Punitaqui	Punitaqui 66 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
9	CCEE Copiapó 110 kV 5 MVar	S/E Copiapó	Copiapó 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
10	CCEE El Peñon 23kV 5 MVar	S/E El Peñon	El Peñon 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
11	CCEE Plantas 110 kV 2x2.5 MVar	S/E Plantas	Plantas 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
12	CCEE Atacama Kozan 4.16 kV 1x2.4 MVar	S/E Atacama Kozan	Atacama Kozan 4.16 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
13	CCEE Los Colorados 13.2 kV 1x1.5 MVar	S/E Los Colorados	Los Colorados 13.2 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
14	CCEE Magnetita 4.16 kV 1x1.5 MVar	S/E Magnetita	Magnetitta 4.16 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
15	CCEE Pellets 4.16kV 1x12MVar	S/E Pellets (EB2)	Pellets (EB2) 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
16	CCEE Fundación Paipote 6kV 1x4.6MVar	S/E Fundación Paipote	Fundición Paipote 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
17	CCEE San Juan 13.2 kV 2x2.5MVar	S/E San Juan	San Juan 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
18	CCEE Salamanca 23 kV 1x5 MVar	S/E Salamanca	Salamanca 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
19	CCEE Guayacán 13.2 kV 2x2.5 MVar	S/E Guayacán	Guayacán 13.2 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
20	CCEE Luz de Norte 23 kV 4x8MVar	Central Luz del Norte	Luz del Norte 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
21	CCEE Conejo 33kV 2x9MVar	S/E Conejo	Conejo 33kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
22	CCEE Pampa Solar Norte 33kV 1x6.5MVar	S/E Pampa Solar Norte	Pampa Solar Nte 33 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
23	CCEE Salvador 23kV 1x2.4 MVar	S/E Salvador	Salvador 33 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
24	CCEE El Romero 33kV 4x6.75MVar	S/E El Romero	El Romero 33 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
25	CCEE Talinay 33kV 2x12MVar	S/E Talinay	Talinay 220 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
26	CCEE Talinay 33kV 2x12MVar	S/E Talinay	Talinay 220 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
27	CCEE El Arrayán 33 kV 1x10 MVar	S/E El Arrayán	El Arrayán 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
28	CCEE Punta Palmeras 12 kV 1x3.5 MVar	S/E Punta Palmeras	Pta Palmeras 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
29	Reactor D. Almagro 220 kV 1x24 MVar	Paños de línea Paposo 220 kV	D. de Almagro 220 kV	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
30	Reactor Cumbre 525 kV 1x150 MVar - 1 (Linea Cumbre - Los Changos L1)	Reactor Cumbre - Los Changos L1	Cumbre 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
31	Reactor Cumbre 525 kV 1x150 MVar - 2 (Linea Cumbre - Los Changos L2)	Reactor Cumbre - Los Changos L2	Cumbre 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
32	Reactor Cumbre 525 kV 1x75 MVar - 3 (Linea Nva. Cardones - Cumbre L1)	Reactor Nva. Cardones - Cumbre - L1	Cumbre 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
33	Reactor Cumbre 525 kV 1x75 MVar - 4 (Linea Nva. Cardones - Cumbre L2)	Reactor Nva. Cardones - Cumbre - L2	Cumbre 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
34	React. Nva. Cardones 525 kV 1x75 MVar - 1 (Linea Nva. Cardones - Cumbre L1)	Reactor Nva. Cardones - Cumbre - L1	Nva. Cardones 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
35	React.Nva. Cardones 525 kV 1x75 MVar - 2 (Linea Nva. Cardones - Cumbre L2)	Reactor Nva. Cardones - Cumbre - L2	Nva. Cardones 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
36	React. Nva. Cardones 525 kV 1x75 MVar - 3 (Linea Nva. Maitencillo - Nva. Cardones L1)	Reactor Nva. Maitencillo - Nva. Cardones - L1	Nva. Cardones 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
37	React. Nva. Cardones 525 kV 1x75 MVar - 4 (Linea Nva. Maitencillo - Nva. Cardones L2)	Reactor Nva. Maitencillo - Nva. Cardones - L2	Nva. Cardones 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
38	React. Nva. Maitencillo 525 kV 1x75 MVar - 1 (Linea Nva. Pde Azúcar - Nva. Maitencillo L1)	Reactor Nva. Pde Azúcar - Nva. Maitencillo - L1	Nva. Maitencillo 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
39	React. Nva. Maiten 525 kV 1x75 MVar - 2 (Linea Nva. Pde Azúcar - Nva. Maitencillo L2)	Reactor Nva. Pde Azúcar - Nva. Maitencillo - L2	Nva. Maitencillo 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
40	React. Nva. Pde Azúcar 525 kV 1x75 MVar - 1 (Linea Nva. Pde Azúcar - Nva. Maitencillo L1)	Reactor Nva. Pde Azúcar - Nva. Maitencillo - L1	Nva. Pde Azúcar 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
41	React. Nva. Pde Azúcar 525 kV 1x75 MVar - 2 (Linea Nva. Pde Azúcar - Nva. Maitencillo L2)	Reactor Nva. Pde Azúcar - Nva. Maitencillo - L2	Nva. Pde Azúcar 500 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐

Tabla 5.37. Características de cambiadores de tap bajo carga de transformadores de tres devanados en el ACT Norte Chico.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Cardones 220/110kV-75MVA T1	S/E Cardones	Cardones 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
2	Cardones 220/110kV-75MVA T2	S/E Cardones	Cardones 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
3	Cardones 220/138kV-75MVA T3	S/E Cardones	Cardones 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
4	D.de Almagro 220/110kV - 120MVA	S/E Diego de Almagro	D:Almagro 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
5	D.de Almagro 220/110kV - 120MVA	S/E Diego de Almagro	D:Almagro 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
6	Maitencillo 220/110kV-90MVA T1	S/E Maitencillo	Maitencillo 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
7	Maitencillo 220/110kV-90MVA T2	S/E Maitencillo	Maitencillo 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
8	Choapa 220/110/23kV_75MVA_1	S/E Choapa	Choapa 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
9	Choapa 220/115/23 kV_75MVA_2	S/E Choapa	Choapa 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
10	Pazucar 220/115/13.2kV_90MVA_9	S/E Pan de Azúcar	P. Azúcar 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
11	PAzucar 220/115/13.8kV_75MVA_3	S/E Pan de Azúcar	P. Azúcar 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
12	PAzucar 220/115/13.8kV_75MVA_4	S/E Pan de Azúcar	P. Azúcar 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
13	PAzucar 220/115/13.8kV_75MVA_5	S/E Pan de Azúcar	P. Azúcar 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
13	PAzucar 110/69/13.8kV 60MVA	S/E Pan de Azúcar	P. Azúcar 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
14	PAzucar 110/69/13.8kV 60MVA	S/E Pan de Azúcar	P. Azúcar 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
15	Ovalle 110/69/13.8kV_30MVA_3	S/E Ovalle	Ovalle 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
16	Ovalle 110/69/23kV_60MVA_4	S/E Ovalle	Ovalle 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
17	Illapel 115/66/13.2kV_15MVA_1	S/E Illapel	Illapel 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
18	Illapa 525/20/34.5kV-750MVA	S/E Illapa	Illapa 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
18	Nva Cardones 525/230/34.5kV - 750MVA	S/E Nueva Cardones	Nva Cardones 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
19	Nva. Maitencillo 500/230k/34.5kV - 750MVA	S/E Nueva Maitencillo	Nva Maitencillo 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	
20	Nva. Pan de Azúcar 525/230/34.5kV 750MVA	S/E Nueva Pan de Azúcar	Nva P. de Azúcar 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	

Tabla 5.38. Características de unidades de generación en el ACT Norte Chico.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Guacolda U1	Central Guacolda	Guacolda 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
2	Guacolda U2	Central Guacolda	Guacolda 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
3	Guacolda U3	Central Guacolda	Guacolda 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
4	Guacolda U4	Central Guacolda	Guacolda 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
5	Guacolda U5	Central Guacolda	Guacolda 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
6	Taltal U1	Central Taltal	Taltal 15 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓
7	Taltal U2	Central Taltal	Taltal 15 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓
8	Los Molles U1	Los Molles	Los Molles 13.8 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
9	Los Molles U2	Los Molles	Los Molles 13.8 kV 1	✓	☐	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
10	Diego de Almagro	S/E Diego de Almagro	Diego de Almagro 11.5kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
11	El Salvador	S/E Diego de Almagro	Diego de Almagro 11.5kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
12	Huasco U3	Central Huasco	Huasco 11.5 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
13	Huasco U4	Central Huasco	Huasco 11.5 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
14	Huasco U5	Central Huasco	Huasco 11.5 kV 3	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
15	Cenizas U1	Cenizas	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
16	Cenizas U2	Cenizas	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
17	Cenizas U3	Cenizas	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
18	Termopacífico N1	Central Termopacífico	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
19	Termopacífico N2	Central Termopacífico	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
20	Termopacífico N3	Central Termopacífico	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
21	Termopacífico N4	Central Termopacífico	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
22	El Peñón N1	Central El Peñón	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
23	El Peñón N2	Central El Peñón	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
24	El Peñón N3	Central El Peñón	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
25	El Peñón N4	Central El Peñón	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
26	Punta Colorada	Central Punta Colorada	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
27	S. Lorenzo de Alm. U1	San Lorenzo de Almagro	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
28	S. Lorenzo de Alm. U2	San Lorenzo de Almagro	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
29	Emelda U1	Central Emelda	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
30	Emelda U2	Central Emelda	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
31	Espinos N1	Los Espinos	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
32	Espinos N2	Los Espinos	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
33	Espinos N3	Los Espinos	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
34	Espinos N4	Los Espinos	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
35	Espinos N5	Los Espinos	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
36	Olivos N1	Central Olivos	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
37	Olivos N2	Central Olivos	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
38	Olivos N3	Central Olivos	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
39	Olivos N4	Central Olivos	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
40	Monte Patria U1	S/E Monte Patria	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
41	Monte Patria U2	S/E Monte Patria	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
42	Punitaqui	S/E Punitaqui	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
43	Cardones	Central Cardones	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
44	Rio Huasco	Central Rio Huasco	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
45	Andes Generación U1-U4	Central Andes Generación	Diego de Almagro 110 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐

Tabla 5.39. Características de compensadores estáticos de reactivos en el ACT Norte Chico.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	CER Maitencillo	S/E Maitencillo	Maitencillo 220 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
2	CER N°1 Pan de Azucar	S/E Pan de Azucar	P.Azucar 220 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
3	CER N°2 Pan de Azucar	S/E Pan de Azucar	P.Azucar 220 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
4	CER Cardones	S/E Cardones	Cardones 220 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
5	SVC Plus D.Almagro	S/E D.Almagro	D.Almagro 220 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓

Tabla 5.40. Características de líneas de transmisión que se utilizar para ayudar al CT en el ACT Norte Chico.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Paposo - Diego de Almagro 220 kV		D.Almagro 220 kV	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐
2	Carrera Pinto - Diego de Almagro 220 kV		D.Almagro 220 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐
3	Cardones - Carrera Pinto 220 kV		Cardones 500 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐
4	Maitencillo - Cardones 220 kV		Cardones 500 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐
5	Los Vilos - P.Azúcar 220 kV		P.Azúcar 220 kV	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐
6	Nva. Maitencillo - Nva. Cardones 500 kV		Nva. Cardones 500 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐
7	Nva P. de Azúcar - Nva. Maitencillo 500 kV		Nva P. de Azúcar 500kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐
8	Polpaico – Nva. P. de Azúcar 500kV		Nva P. de Azúcar 500kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐

En esta tabla se incluyeron las nuevas líneas de 500 kV como elementos que al estar fuera de servicio aportan al control de tensión del ACT Norte Chico. Cabe destacar que la posible desconexión de estas líneas, como medida operacional para el control de tensión, debe definirse de acuerdo con los requerimientos particulares que presente el sistema en condiciones específicas de operación.

Tabla 5.41. Características de plantas de generación solar y eólica en el ACT Norte Chico.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	PE Canela II	S/E Central Canela II 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
2	PE Monte Redondo	S/E Monte Redondo 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
3	PE Totoral	S/E Totoral 1 66kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
4	PE Punta Colorada	S/E Punta Colorada 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
5	PE Talinay Oriente	S/E Talinay Oriente 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
6	PE Cabo Leones	S/E Cabo Leones	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
7	PE Punta Sierra	S/E Punta Sierra	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
8	PFV Llano De Llampos	S/E Llano De Llampos 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
9	PFV San Andrés	S/E San Andrés 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
10	PFV Diego De Almagro	S/E Diego De Almagro 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
11	PE El Arrayán	S/E El Arrayán 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
12	PE Punta Palmeras	S/E Punta Palmeras 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
13	PE Sarco	S/E Sarco 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
14	PE Taltal	S/E Taltal 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
15	PFV Lalackama	S/E Lalackama 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
16	PFV Chañares	S/E Chañares 110kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
17	PFV Salvador	S/E Salvador 110kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
18	PE Talinay Poniente	S/E Talinay Poniente 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
19	PFV Javiera	S/E Javiera 110kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
20	PE Los Cururos	S/E La Cebada 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
21	PFV Luz Del Norte	S/E Luz Del Norte 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
22	PFV Pampa Solar Norte	S/E Cachiyuyal 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
23	PE San Juan	S/E Punta Colorada 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
24	PF Abasol	S/E Abasol 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
25	PF Chaka	S/E Diego De Almagro 110kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
26	PF Divisadero	S/E Pajonales 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
27	PF Doña Carmen	S/E Doña Carmen 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
28	PF El Romero	Tap Off El Romero 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
29	PF La Silla	S/E Pajonales 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
30	PF Pelicano	S/E Don Héctor 220 kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
31	PFV Carrera Pinto	S/E Carrera Pinto 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
32	PFV Los Loros	S/E Los Loros 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
33	PFV Conejo Solar	S/E Francisco 220kV	---	✓	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□

5.3.3 Caracterización de Recursos de Control de Tensión del ACT V Región Costa

Tabla 5.42. Características de elementos de Compensación Shunt en el ACT V Región Costa.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	CCEE Agua Santa 60 kV 2x20 MVar	S/E Agua Santa	Agua Santa 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
2	CCEE Casa Blanca 12 kV 1x0.9 MVar	Casa Blanca 66 kV	Casa Blanca 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
3	CCEE Casa Blanca 12 kV 2x1.2 MVar	Casa Blanca 66 kV	Casa Blanca 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
4	CCEE Esperanza 12 kV 1x4.8 MVar	S/E Esperanza (HASA)	Esperanza 66 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
5	CCEE Esperanza 12 kV 1x3.2 MVar	S/E Esperanza (HASA)	Esperanza 66 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
6	CCEE La Calera 44 kV 1x6 MVar	S/E La Calera	La Calera 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
7	CCEE La Calera 12 kV 3x1.2 MVar	S/E La Calera	La Calera 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
8	CCEE Cerro Calera 12 kV 2x2.5 MVar	S/E Cerro Calera	Cerro Calera 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
9	CCEE Miraflores 12 kV 2x2.4 MVar	S/E Miraflores	Miraflores 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
10	CCEE Miraflores 12 kV 2x4.26 MVar	S/E Miraflores	Miraflores 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
11	CCEE Placeres 12 kV 1x2.4 MVar	Placeres 110 kV	Placeres 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
12	CCEE Placeres 12 kV 2x1.2 MVar	Placeres 110 kV	Placeres 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
13	CCEE Quilpue 12 kV 4x1.2 MVar	S/E Quilpue	Quilpué 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
14	CCEE San Pedro 12 kV 1x2.5 MVar	S/E San Pedro	San Pedro 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
15	CCEE San Sebastian 12 kV 2x1.2 MVar	San Sebastian 66 kV	San Sebastian 66 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
16	CCEE Tap Achupallas 110 kV 1x2.7 MVar	S/E Reñaca	Reñaca 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
17	CCEE Reñaca 12kV 1x1.8 MVar	S/E Reñaca	Reñaca 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
18	CCEE Reñaca 12kV 2x1.2 MVar	S/E Reñaca	Reñaca 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
19	CCEE Valparaiso 12 kV 1x2.1 MVar	S/E Valparaiso	Valparaiso 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
20	CCEE Valparaiso 12 kV 1x2.8 MVar	S/E Valparaiso	Valparaiso 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
21	CCEE Valparaiso 12 kV 1x4.2 MVar	S/E Valparaiso	Valparaiso 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
22	CCEE Punta Peuco 110 kV 2x20 MVar	S/E Punta Peuco	Punta Peuco 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
23	CCEE Cemento Polpaico 44 kV 1x10 MVar	S/E Cemento Polpaico	Cemento Polpaico 44 kV	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
24	CCEE Cabildo 23kV 1x5 MVar	S/E Cabildo	Cabildo 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
25	CCEE Playa Ancha 12 kV 1x1.2 MVar	S/E Playa Ancha	Playa Ancha 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
26	CCEE Concón 12 kV 3x1.2 MVar	S/E Concón	Concón 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
27	CCEE Las Vegas 12 kV 1x1.2 MVar	S/E Las Vegas	Las Vegas 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
28	CCEE Cordillera 110 kV 1x30 MVar	S/E Las Cordillera	Cordillera 110 kV	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐

Tabla 5.43. Características de cambiadores de tap bajo carga de transformadores de tres devanados en el ACT V Región Costa.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Agua Santa 220/110/66 kV 300 MVA	S/E Agua Santa	Agua Santa 110 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
2	Los Maquis 220/110/12 95 MVA	S/E Los Maquis	Los Maquis 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
3	Ventanas 220/110/12kV_300MVA	S/E Ventanas	Ventanas 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
4	Quillota 220/115/13.8 kV 150 MVA	S/E Quillota	Quillota 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
5	Quillota 220/115/13.8kV-75 MVA	S/E Quillota	Quillota 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
6	Quillota 220/115/13.8kV-75 MVA	S/E Quillota	Quillota 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
7	Aconcagua 110/66/12kV 50 MVA	S/E Aconcagua	Aconcagua 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
8	San Antonio 34.5 MVA 110/69 kV	S/E San Antonio	San Antonio 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐

Tabla 5.44. Características de unidades de generación en el ACT V Región Costa.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Ventanas 1	Central Ventanas	Ventanas 13.2 kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
2	Ventanas 2	Central Ventanas	Ventanas 18 kV 2	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
3	Nueva Ventanas	Central Ventanas	Ventanas 18 kV 3	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
4	Blanco (Aconcagua 1)	Central Blanco (Aconcagua 1)	Aconcagua 12 kV 1	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
5	Juncal (Aconcagua 2)	Central Juncal (Aconcagua 2)	Aconcagua 12 kV 2	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
6	Los Quilos 1	Central Los Quilos	Los Quilos 6.6 kV 1	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
7	Los Quilos 2	Central Los Quilos	Los Quilos 6.6 kV 2	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
8	Los Quilos 3	Central Los Quilos	Los Quilos 6.6 kV 3	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
9	Los Vientos	Central Los Vientos	Los Vientos 15 kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
10	Chacabuquito 1	Central Chacabuquito	Chacabuquito 6.6 kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
11	Chacabuquito 2	Central Chacabuquito	Chacabuquito 6.6 kV	✓	□	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
12	Chacabuquito 3	Central Chacabuquito	Chacabuquito 6.6 kV	✓	□	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
13	Chacabuquito 4	Central Chacabuquito	Chacabuquito 6.6 kV	✓	□	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
14	Colmito 1	Central Colmito	Colmito 11.5 kV 1	✓	□	✓	□	✓	□	□	✓	□	✓	□
15	Hornitos	Central Hornitos	Hornito 11 kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	✓	□	✓	□
16	Laguna Verde 1	Central Laguna Verde	Laguna Verde 12 kV 1	✓	□	✓	□	✓	□	□	✓	□	✓	□
17	Laguna Verde 2	Central Laguna Verde	Laguna Verde 12 kV 2	✓	□	✓	□	✓	□	□	✓	□	✓	□
18	Laguna Verde TG	Central Laguna Verde	Laguna Verde 12 kV 3	✓	□	✓	□	✓	□	□	✓	□	✓	□
19	Concón U1	S/E Concón	---	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
20	Concón U2 y U3	S/E Concón	---	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
21	Curauma U1	S/E Placilla	---	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
22	Curauma U2 y U3	S/E Placilla	---	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
23	El Totoral U1 y U2	S/E El Totoral	---	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
24	El Totoral U3	S/E El Totoral	---	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
25	Las Vegas U1 y U2	S/E Las Vegas	---	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
26	Placilla U1 y U2	S/E Placilla	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
27	Placilla U3	S/E Placilla	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
28	Quintay U1 y U2	S/E Quintay	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
29	CGN Aconcagua	S/E Mauco	Mauco 12 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
30	Quintay U3	S/E Quintay	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
31	Campiche	Central Campiche	Ventanas 4 18 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒

5.3.4 Caracterización de Recursos de Control de Tensión del ACT Centro

Tabla 5.45. Características de elementos de Compensación Shunt en el ACT Centro.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	CCEE Buin 110 kV 2x40 MVar	S/E Buin	Buin 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
2	CCEE Chena 110 kV 2x40 MVar	S/E Chena	Chena 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
3	CCEE Punta Peuco 110 kV 2x20.37 MVar	S/E Punta Peuco 110 kV	Polpaico 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
4	CCEE Punta Peuco 110 kV 10.8 MVar	S/E Punta Peuco 110 kV	Polpaico 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
5	CCEE Maipo 220 kV 4x60 MVar	S/E Maipo	Maipo 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
6	CCEE A.Jahuel 220 kV 1x65 MVar	S/E Alto Jahuel	A.Jahuel 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
7	CCEE Alto Jahuel 13.2kV 3x30 MVar	S/E Alto Jahuel	A.Jahuel 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
8	CCEE Alto Jahuel 66kV 8x33MVar	S/E Alto Jahuel	A.Jahuel 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
9	CCEE Alto Melipilla 13.2 kV 4x3.6 MVar	S/E Alto Melipilla	Alto Melipilla 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
10	CCEE Ancoa 220 kV 1x65 MVar	S/E Ancoa	Ancoa 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
11	CCEE Cerro Navia 220 kV 1x50 MVar	S/E Cerro Navia	Cerro Navia 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
12	CCEE Las Arañas 15 kV 1x3.75 MVar	S/E Las Arañas	Las Arañas 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
13	CCEE Las Arañas 15 kV 3x5 MVar	S/E Las Arañas	Las Arañas 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
14	CCEE Melipilla 66 kV 1x2.5 MVar	S/E Melipilla	Melipilla 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
15	CCEE Polpaico 220 kV 100 MVar	S/E Polpaico	Polpaico 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
16	CCEE Portezuelo 15 kV 4x2.5 MVar	S/E Portezuelo	Portezuelo 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
17	CCEE Sauzal 13.2kV 1x20 MVA	Central Sauzal	Sauzal 13.2 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
18	CCEE Maule 66 kV 15 MVar	S/E Maule	Maule 66 kV	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐
19	CCEE Maule 66 kV 2x6 MVar	S/E Maule	Maule 154 kV	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐
20	CCEE Maule 66 kV 1x7.5 MVar	S/E Maule	Maule 154 kV	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐
21	Reactor A.Jahuel 242 kV 1x91 MVar	S/E Alto Jahuel	A.Jahuel 220 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐
22	Reactor A.Jahuel 525 kV 1x84 MVar – 1 (Linea Ancoa - A.Jahuel L1)	Reactor A. Jahuel L1	S/E A.Jahuel	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
23	Reactor A.Jahuel 525 kV 1x84 MVar – 2 (Linea Ancoa - A.Jahuel L2)	Reactor A. Jahuel L2	S/E A.Jahuel	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
24	Reactor A.Jahuel 525 kV 1x110 MVar – 3 (Linea Ancoa - A.Jahuel L3)	Reactor A. Jahuel L3	S/E A.Jahuel	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
25	Reactor A.Jahuel 525 kV 1x110 MVar – 4 (Linea Ancoa - A.Jahuel L4)	Reactor A. Jahuel L4	S/E A.Jahuel	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
26	Reactor Ancoa 242 kV 1x91 MVar	S/E Ancoa	Ancoa 220 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐
27	Reactor Ancoa 525 kV 1x84 MVar - 1 (Linea Ancoa - A.Jahuel L1)	Reactor Ancoa L1	S/E Ancoa	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
28	Reactor Ancoa 525 kV 1x84 MVar - 2 (Linea Ancoa - A.Jahuel L2)	Reactor Ancoa L2	S/E Ancoa	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
29	Reactor Ancoa 525 kV 1x84 MVar - 3 (Linea Ancoa - Charrúa L1)	Reactor Ancoa- Nva Charrúa L1	S/E Ancoa	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
30	Reactor Ancoa 525 kV 1x84 MVar - 4 (Linea Ancoa - Charrúa L2)	Reactor Ancoa- Nva Charrúa L2	S/E Ancoa	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐
31	Reactor Ancoa 500 kV 1x110 MVar - 5 (Linea Ancoa - A.Jahuel L3)	Reactor Ancoa-A. Jahuel L3	S/E Ancoa	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
32	Reactor Ancoa 525 kV 1x110 MVar - 6 (Linea Ancoa - A.Jahuel L4)	Reactor Ancoa-A. Jahuel L4	S/E Ancoa	✓	☐	☐	✓	☐	✓	✓	✓	☐	✓	☐
33	Reactor Ancoa 525 kV 1x110 MVar - 7 (Linea Ancoa - Charrúa L3)	Reactor Ancoa-Charrúa L3	S/E Ancoa	✓	☐	☐	✓	☐	✓	✓	✓	☐	✓	☐
34	Reactor Charrúa 525 kV 1x84 MVar – 1 (Linea Charrúa - Nva. Charrúa L1)	Reactor Charrúa-Nva. Charrúa L1	S/E Charrúa	✓	☐	☐	✓	☐	✓	✓	✓	☐	✓	☐
35	Reactor Charrúa 500 kV 1x84 MVar – 2 (Linea Charrúa - Nva. Charrúa L2)	Reactor Charrúa-Nva. Charrúa L2	S/E Charrúa	✓	☐	☐	✓	☐	✓	✓	✓	☐	✓	☐
36	Reactor Charrúa 500 kV 1x84 MVar – 3 (Linea Ancoa - Charrúa L3)	Reactor Charrúa-Ancoa L3	S/E Charrúa	✓	☐	☐	✓	☐	✓	✓	✓	☐	✓	☐
37	Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVar – 1 (Línea Polpaico - Lo Aguirre L2)	Reactor Polpaico L2	S/E Polpaico	✓	☐	☐	✓	☐	✓	✓	✓	☐	✓	☐
38	Reactor Polpaico 500 kV 1x75 MVar – 2 (Barra S/E Polpaico)	S/E Polpaico	S/E Polpaico	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
39	CCEE Alameda 66 kV 2x2.5 MVar	S/E Alameda	Alameda 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
40	CCEE Buin 15 kV 2x2.5 MVar	S/E Buin	Buin 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
41	CCEE Cachapoal 15 kV 2x2.5MVar	S/E Cachapoal	Cachapoal 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
42	CCEE Chillán 66 kV 1x10 MVar	S/E Chillán	Chillan 66 kV	✓	☐	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
43	CCEE Chillán 15 kV 1x2.5 MVar	S/E Chillán	Chillan 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
44	CCEE Colchagua 15 kV 2x2.5 MVar	S/E Colchagua	Colchagua 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
45	CCEE Constitucion 23 kV 1x2.5 MVar	S/E Constitucion	Constitución 23 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
46	CCEE Curico 13.2 kV 2x2.5 MVar	S/E Curico	Curicó 66kV	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓	☐
47	CCEE Isla de Maipo 66 kV 4x2.5 MVar	S/E Isla de Maipo	Isla de Maipo 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
48	CCEE Itahue 13.8 kV 4x5.4 MVar	S/E Itahue	Isla de Maipo 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
49	CCEE Fátima 15 kV 1x2.5 MVar	S/E Fátima	Fátima 15.5 kV	✓	☐	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
50	CCEE Fátima 15 kV 1x5 MVar	S/E Fátima	Fátima 15.5 kV	✓	☐	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
51	CCEE Itahue 13.8 kV 4x5.4 MVar	S/E Itahue	Isla de Maipo 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
52	CCEE Rancagua 13.8 kV 1x4.4 MVar	S/E Rancagua	Rancagua 66 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
53	CCEE Rancagua 13.8 kV 1x4.6 MVar	S/E Rancagua	Rancagua 66 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
54	CCEE Rancagua 13.8 kV 1x6.9 MVar	S/E Rancagua	Rancagua 66 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
55	CCEE San Francisco 15 kV 2x8 MVar	Tap San Francisco	San Francisco 66 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
56	CCEE Santa Elvira 66 kV 2x2.5 MVar	S/E Santa Elvira	Santa Elvira 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
57	CCEE Sn Vic Tagua Tagua 66 kV 2x2.5 MVar	S/E S. Vte de Tagua Tagua	S. Vte Tagua Tagua 66 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
58	CCEE Talca 66 kV 1x2.5 MVar	S/E Talca	Talca 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
59	CCEE Talca 66 kV 1x5 MVar	S/E Talca	Talca 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
60	CCEE Las Cabras 15 kV 1x2.5 MVar	S/E Las Cabras	Las Cabras 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
61	CCEE Teno 66 kV 2x5 MVar	S/E Teno	Teno 66 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
62	CCEE Angol 13.2 kV 1x2.5 MVar	S/E Angol	Angol 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
63	CCEE Charrúa 13.2 kV 1x15 MVar	S/E Charrúa	Charrúa 154 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
64	CCEE Charrúa 13.2 kV 1x30 MVar	S/E Charrúa	Charrúa 154 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
65	CCEE Charrúa 13.8 kV 1x11 MVar	S/E Charrúa	Charrúa 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
66	CCEE Charrúa 154 kV 1x55 MVar	S/E Charrúa	Charrúa 154 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
67	CCEE Charrúa 220 kV 1x65 MVar	S/E Charrúa	Charrúa 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
68	CCEE Cholguan 13.2 kV 2x2.4 MVar	Tap Cholguán	Cholguan 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
69	CCEE Laja 13.2 kV 1x8.2 MVar	S/E Laja (CMPC)	Laja 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
70	CCEE Laja 6 kV 2x5.4 MVar	S/E Laja (CMPC)	Laja 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
71	CCEE Laja 6 kV 1x7.2 MVar	S/E Laja (CMPC)	Laja 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
72	CCEE Laja 6 kV 1x4.8 MVar	S/E Laja (CMPC)	Laja 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
73	CCEE Los Angeles 13.2 kV 1x 2.5 MVar	S/E Los Angeles	Los Angeles 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
74	CCEE Los Angeles 15 kV 1x 2.5 MVar	S/E Los Angeles	Los Angeles 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
75	CCEE M.Velasco 66 kV 1x2.5 MVar	S/E Manso de Velasco	Manso de Velasco 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
76	CCEE San Fco. de Mostazal 15 kV 1x1.25 MVar	S/E San Fco de Mostazal	San Fco de Most 66 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
77	CCEE San Fco. de Mostazal 15 kV 1x2.5 MVar	S/E San Fco de Mostazal	San Fco de Most 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
78	CCEE Molina 13.2 kV 1x5MVar	S/E Molina	Molina 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
79	CCEE Molina 13.2 kV 1x2.7MVar	S/E Molina	Molina 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
80	CCEE Rauquén 15.5 kV 1x1.25MVar	S/E Rauquén	Raquén 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
81	CCEE Rauquén 15.5 kV 1x2.5 MVar	S/E Rauquén	Raquén 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
82	CCEE Rengo 15 kV 1x2.5 MVar	S/E Rengo	Rengo 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
83	CCEE Lo Miranda 15 kV 2x2.5 MVar	S/E Lo Miranda	Lo Miranda 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
84	CCEE Cementos Bio Bio 6.3 kV 2x1.2 MVar	S/E Cementos Bio Bio	Cementos Bio Bio 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
85	CCEE Cementos Bio Bio 6.3 kV 1x1.8 MVar	S/E Cementos Bio Bio	Cementos Bio Bio 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
86	CCEE Los Maitenes 15 kV 6x6 MVar	S/E Los Maitenes	Los Maitenes 220 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
87	CCEE La Confluencia 23 kV 2x10.9 MVar	S/E La Confluencia	La Confluencia 220 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
88	CCEE La Confluencia 23 kV 2x10.3 MVar	S/E La Confluencia	La Confluencia 220 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
89	CCEE La Confluencia 23 kV 2x7.5 MVar	S/E La Confluencia	La Confluencia 220 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
90	CCEE Las Tórtolas 23 kV 2x7 MVar	S/E Las Tórtolas	Las Tórtolas 220 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
91	CCEE Santa Filomena 23 kV 1x8 MVar	S/E Santa Filomena	Santa Filomena 220 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
92	CCEE Chagres 12kV 1x3 MVar	S/E Chagres	Santa Chagres 110 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
93	CCEE Panimavida 7.6 kV 1x1 MVar	S/E Panimavida	Panimavida 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
94	CCEE Panimavida 7.6 kV 1x0.45 MVar	S/E Panimavida	Panimavida 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
95	CCEE Longavi 7.6 kV 1x1 MVar	S/E Longaví	Longaví 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
96	CCEE San Gregorio 7.6 kV 1x0.6 MVar	S/E San Gregorio	San Gregorio 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
97	CCEE San Felipe 12 kV 7x1.2 MVar	S/E San Felipe	San Felipe 110 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
98	CCEE San Rafael 12 kV 3x3 MVar	S/E San Rafael	San Rafael 110 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
99	CCEE San Rafael 12 kV 1x2.18 MVar	S/E San Rafael	San Rafael 110 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□

Tabla 5.46. Características de cambiadores de tap bajo carga de transformadores de tres devanados en el ACT Centro.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Buin 220/110kV-400MVA	S/E Buin	Buin 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
2	C. Navia 220/110/13.8 kV 400 MVA (Hyosung)	S/E C.Navia	C.Navia 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
3	C. Navia 220/110/13.2 kV 400 MVA (Hyundai)	S/E C.Navia	C.Navia 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
4	C. Navia 220/110/13.8 kV 400 MVA (ABB)	S/E C.Navia	C.Navia 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
5	Chena 220/110kV-400MVA 1	S/E Chena	Chena 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
6	Chena 220/110kV-400MVA 2	S/E Chena	Chena 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
7	El Salto 220/110kV-400MVA T1	S/E El Salto	El Salto 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
8	El Salto 220/110kV-400MVA T2	S/E El Salto	El Salto 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
9	Los Almendros 220/110kV 400MVA	S/E Los Almendros	Los Almendros 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
10	Colbún 230/66/13,8 kV 25MVA	S/E Colbun	Colbun 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
11	Minero 230/115/13.8 kV – 167 MVAT1	S/E Minero	Minero 110 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
12	Minero 230/115/13.8 kV – 167 MVA T2	S/E Minero	Minero 110 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
13	Minero 230/115/13.8 kV – 167 MVA T3	S/E Minero	Minero 110 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
14	A.Jahuel 525/230/66kV-750MVA-A1	S/E A.Jahuel	A.Jahuel 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
15	A.Jahuel 525/230/66kV-750MVA-A2	S/E A.Jahuel	A.Jahuel 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
16	A.Jahuel 525/230/66kV-750MVA-A3	S/E A.Jahuel	A.Jahuel 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
17	AJahuel 220/110/13.2kV-390MVA	S/E A.Jahuel	A.Jahuel 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
18	Alto Jahuel 220/154kV-300MVA	S/E A.Jahuel	A.Jahuel 154 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
19	Alto Jahuel 110/69/13.8KV-30MVA	S/E A.Jahuel	A.Jahuel 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
20	Alto Melipilla 220/110kV-150MVA	S/E A.Melipilla	A.Melipilla 110 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
21	Las Arañas 110/66/13.8kV-50MVA T1	S/ Las Arañas	Las Arañas 66 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
22	Las Arañas 110/66/13.8kV-50MVA T2	S/ Las Arañas	Las Arañas 66 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
23	Portezuelo 110/66/13.8kV-50MVA T1	S/E Portezuelo	Portezuelo 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
24	Portezuelo 110/66/13.8kV-18MVA T2	S/E Portezuelo	Portezuelo 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
25	Quelentaro 220/110kV-65MVA	S/E Quelentaro	Quelentaro 110 kV	☐	✔	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
26	Quelentaro 220/110kV-65MVA	S/E Quelentaro	Quelentaro 110 kV	☐	✔	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
27	Quintero 220/110 kV_65 MVA	Central Quintero	Quintero 110 kV	☐	✔	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
28	Chillán 154/66kV_75MVA_3	S/E Chillan	Chillan 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
29	Itahue 154/66/13.2kV 56MVA-2	S/E Itahue	Itahue 66 KV	☐	✔	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
30	Itahue 154/66/13.8kV 56MVA-5	S/E Itahue	Itahue 66 KV	☐	✔	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
31	Itahue 154/69/14.8kV 75MVA_1	S/E Itahue	Itahue 66 KV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
32	Itahue 220/154/66 kV 300 MVA_4	S/E Itahue	Itahue 154 KV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
33	Itahue 154/66/13.2kV 100MVA_5	S/E Itahue	Itahue 66 KV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
34	Linares 154/69kV_75MVA_1	S/E Linares	Linares 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
35	Malloa 154/66/15kV 75MVA	S/E Malloa	Malloa 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
36	Malloa 154/66/15kV 75MVA-2	S/E Malloa	Malloa 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
37	Maule 154/69kV-60MVA 1	S/E Maule	Maule 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
38	Maule 154/69kV-60MVA 2	S/E Maule	Maule 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
39	PCortes 154/69kV_56MVA_1	S/E Pcortes	PCortes 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
40	PCortes 154/69kV_60MVA_2	S/E Pcortes	PCortes 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
41	Paine 154/66 kV_56MVA_1	S/E Paine	Paine 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
42	Paine 154/66 kV_75MVA_2	S/E Paine	Paine 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
43	Parral 154/66 kV_75MVA	S/E Parral	Parral 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
44	Rancagua 154/69kV_56MVA_1	S/E Rancagua	Rancagua 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
45	Rancagua 154/69kV_75MVA_4	S/E Rancagua	Rancagua 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
46	San Fernando 154/69 kV 56 MVA 1	S/E San Fernando	San Fernando 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
47	San Fernando 154/69 kV 75 MVA 2	S/E San Fernando	San Fernando 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐
48	San Fernando 154/69 kV 25 MVA 3	S/E San Fernando	San Fernando 66 kV	✔	☐	☐	✔	✔	☐	☐	✔	☐	☐	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
49	Teno 154/66/14.8kV_75MVA_3	S/E Teno	Teno 66 kV	✓	☐	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
50	Teno 154/66/13.2kV_25MVA_5	S/E Teno	Teno 66 kV	✓	☐	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
51	Campanario 220/110kV-75MVA	S/E Campanario	Campanario 110 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
52	Charrúa 154/69/13.8kV-75MVA-TR2	S/E Charrúa	Charrúa 154 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
53	Charrúa 154/69/13.8kV-75MVA-TR7	S/E Charrúa	Charrúa 154 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
54	Charrúa 220/154kV-390MVA-TR1	S/E Charrúa	Charrúa 154 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
55	Charrúa 525/230/66kV-750MVA-TR5	S/E Charrúa	Charrúa 220 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
56	Charrúa 525/230/66kV-750MVA-TR6	S/E Charrúa	Charrúa 220 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
57	Charrúa 525/230/66kV-750MVA-TR8	S/E Charrúa	Charrúa 220 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
58	Entre ríos 525/230/66kV-750MVA	S/E Entre Ríos	Entre Ríos 220 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
59	Lo Aguirre 525/230/66kV-750MVA-TR1	S/E Lo Aguirre	Lo Aguirre 220 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
60	Planta Cholguán 66/13.2/4.16kV_20MVA	S/E Cholguan	Cholguan 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
61	Zona Caída 220/66/13.8kV_37MVA	S/E Zona de Caída	Zona de Caída 220 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐

Tabla 5.47. Características de unidades de generación en el ACT Centro.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Alfalfal U1	Central Alfalfal	Alfalfal 12 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
2	Alfalfal U2	Central Alfalfal	Alfalfal 12 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
3	El Volcán	Central El Volcán	El Volcán 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
4	Florida	S/E Florida	Florida 12 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
5	Guayacán U1-U2	Central Guayacán	Guayacán 6.3 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
6	Maitenes U1-U5	Central Maitenes	Maitenes 6.6 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
7	Nueva Renca TG	Central Renca	N.Renca TG 15.75 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
8	Nueva Renca TV	Central Renca	N.Renca TV 15.75 kV	✓	□	✓	□	✓	□	✓	□	✓	□	✓
9	Queltehues U1	Central Queltehues	Queltehues 12 kV 1	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
10	Queltehues U2	Central Queltehues	Queltehues 12 kV 2	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
11	Queltehues U3	Central Queltehues	Queltehues 12 kV 3	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
12	Carena	Central Carena	Carena 6.3 kV	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
13	Central Puntilla U1	S/E Puntilla	Puntilla 6.9 kV	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
14	Central Puntilla U2	S/E Puntilla	Puntilla 6.9 kV	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
15	Central Puntilla U3	S/E Puntilla	Puntilla 6.9 kV	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
16	Loma Los Color I (x4)	S/E Lomas Los Color	Lomas Los Color 23 kV	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
17	Loma Los Color II (x11)	S/E Lomas Los Color	Lomas Los Color 23 kV	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
18	Renca	S/E Renca	Renca 12.5 kV	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
19	Candelaria U1	Central Candelaria	Candelaria 15 kV 1	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
20	Candelaria U2	Central Candelaria	Candelaria 15 kV 2	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
21	Chacayes U1	Central Chacayes	Chacayes 13.8 kV 1	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
22	Chacayes U2	Central Chacayes	Chacayes 13.8 kV 2	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
23	Colbun U1	Central Colbun	Colbun 13.8 kV 1	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
24	Colbun U2	Central Colbun	Colbun 13.8 kV 2	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
25	Machicura U1	Central Machicura	Machicura 13.8 kV 1	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
26	Machicura U2	Central Machicura	Machicura 13.8 kV 2	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
27	Chiburgo U1	Central Chiburgo	Chiburgo 6.6 kV	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
28	Chiburgo U2	Central Chiburgo	Chiburgo 6.6 kV	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
29	San Clemente	Central San Clemente	San Clemente 6.6 kV	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□	✓	□
30	Loma Alta	Central Loma Alta	Loma Alta 13.8 kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
31	Nehuenco I TG	Central Neuenco	Nehuenco I TG 15.75 kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
32	Nehuenco I TV	Central Neuenco	Nehuenco I TV 10.5 kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
33	Nehuenco II TG	Central Neuenco	Nehuenco II TG 15.75 kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓
34	Nehuenco II TV	Central Neuenco	Nehuenco II TV 15.75 kV	✓	□	✓	□	✓	□	□	□	✓	□	✓

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
35	Nehuenco III	Central Neuhenco	Nehuenco III 10.5 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
36	Pehuenche U1	Central Pehuenche	Pehuenche 13.8 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
37	Pehuenche U2	Central Pehuenche	Pehuenche 13.8 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
38	Quintero TG1A	Central Quintero	Quintero TG1A 15 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
39	Quintero TG1B	Central Quintero	Quintero TG1B 15 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
40	Rapel U1	Central Rapel	Rapel 13.8 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
41	Rapel U2	Central Rapel	Rapel 13.8 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
42	Rapel U3	Central Rapel	Rapel 13.8 kV 3	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
43	Rapel U4	Central Rapel	Rapel 13.8 kV 4	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
44	Rapel U5	Central Rapel	Rapel 13.8 kV 5	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
45	San Isidro II TG	Central San Isidro	San Isidro II TG 15 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
46	San Isidro II TV	Central San Isidro	San Isidro II TV 13.2 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
47	San Isidro TG	Central San Isidro	San Isidro TG 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
48	San Isidro TV	Central San Isidro	San Isidro TV 15 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
49	Sauzal U1	Central Sauzal	Sauzal 13.2 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
50	Sauzal U2	Central Sauzal	Sauzal 13.2 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
51	Sauzal U3	Central Sauzal	Sauzal 13.2 kV 3	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
52	Sauzalito	Central Sauzalito	Sauzalito 13.2 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
53	Coya	Central Coya	Coya 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
54	Celco	Central Celco	Celco 6 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
55	Cipreses U1	Central Cipreses	Cipreses 13.8 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
56	Cipreses U2	Central Cipreses	Cipreses 13.8 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
57	Cipreses U3	Central Cipreses	Cipreses 13.8 kV 3	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
58	Confluencia U1	Central Confluencia	Confluencia 15 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
59	Confluencia U2	Central Confluencia	Confluencia 15 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
60	Curillínque	Central Curillínque	Curillínque 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
61	Isla U1	Central Isla	Isla 13.8 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
62	Isla U2	Central Isla	Isla 13.8 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
63	La Higuera U1	Central La Higuera	La Higuera 13.8 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
64	La Higuera U2	Central La Higuera	La Higuera 13.8 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
65	Nueva Aldea G1	Central Nueva Aldea	N.Aldea L2 15 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
66	Nueva Aldea G2	Central Nueva Aldea	N.Aldea B4 15 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
67	Nueva Aldea G3	Central Nueva Aldea	N.Aldea B5 15 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
68	Nueva Aldea G4	Central Nueva Aldea	N.Aldea B1 11.5 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
69	San Ignacio	Central San Ignacio	San Ignacio 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
70	Viñales	Planta Viñales	Viñales 13.2 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
71	Cementos Bio Bio	S/E Cementos Bio Bio	Cementos Bio Bio 6.3 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
72	Colihues U1	S/E Minera Valle Central	Minera V. Central 11 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
73	Colihues U2	S/E Minera Valle Central	Minera V. Central 11 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
74	Constitución 2A	S/E Central Constitución	Central Const 23 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
75	Constitución 2B	S/E Central Constitución	Central Const 23 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
76	Constitución U1	S/E Central Constitución	Central Const 23 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
77	DS1	S/E Minera Valle Central	Minera V. Central 0.4 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
78	DS2	S/E Minera Valle Central	Minera V. Central 0.4 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
79	Esperanza U1	S/E Minera Valle Central	Minera V. Central 0.4 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
80	Lincanten	S/E Licanten	Licanten 13.8 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
81	Lircay U1	S/E Lircay	Lircay 6.6 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
82	Lircay U2	S/E Lircay	Lircay 6.6 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
83	Mallarauco	S/E El Paico	El Paico 13.2 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
84	Mariposas	S/E Mariposas	Mariposas 6.6 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
85	Ojos de Agua	S/E Cipreses	Cipreses 13.8 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
86	Pacífico	S/E Pacífico	Pacífico 13.2 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
87	San Fco de Mostazal	Central San Fco de Most	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
88	San Gregorio	S/E San Gregorio	San Gregorio 0.38 kV	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
89	Teno G1	S/E Aguas Negras	Aguas Negras 0.4 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
90	Teno G2	S/E Aguas Negras	Aguas Negras 0.4 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
91	Teno G3	S/E Aguas Negras	Aguas Negras 0.4 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
92	Abanico U1-U6	S/E Abanico	Abanico 13.8 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
93	Antuco U1	S/E Antuco	Antuco 13.8 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
94	Antuco U2	S/E Antuco	Antuco 13.8 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
95	Yungay U1-U4	S/E Yungay	Campanario 11.5 kV 1	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
96	El Toro U1-U4	S/E El Toro	El Toro 13.8 kV 1	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
97	Mampil U1	Central Mampil	Mampil 13.8 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
98	Mampil U2	Central Mampil	Mampil 13.8 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
99	Palmucho	Central Palmucho	Palmucho 13.8 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
100	Pangue U1	Central Pangue	Pangue 13.8 kV 1	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
101	Pangue U2	Central Pangue	Pangue 13.8 kV 2	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
102	Peuchen U1	Central Peuchen	Peuchen 13.8 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
103	Peuchen U2	Central Peuchen	Peuchen 13.8 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
104	Llauquereo U1	Central Llauquereo	Llauquereo 23 kV	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
105	Quilleco U1	Central Quilleco	Quilleco 13.8 kV 1	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
106	Quilleco U2	Central Quilleco	Quilleco 13.8 kV 2	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
107	Ralco U1	Central Ralco	Ralco 13.8 kV 1	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
108	Ralco U2	Central Ralco	Ralco 13.8 kV 2	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
109	Rucue U1	Central Rucue	Rucue 13.8 kV 1	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
110	Laja 1	Central Laja 1	Central Laja 220 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
111	Rucue U2	Central Rucue	Rucue 13.8 kV 2	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
112	Santa María	Central Santa María	Santa María 18 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒
113	Cholguan	Central Cholguan	Cholguan 13.2 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
114	Itata	Central Itata	Itata 10.5 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
115	Laja (CMPC)	S/E Laja (CMPC)	Laja 13.2 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
116	Laja (Energía Verde)	S/E Bucalemu	Bucalemu 13.2 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
117	Los Pinos	Central Los Pinos	Los Pinos 11.5 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
118	Los Sauces	Central Los Sauces	---	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
119	Masisa	S/E Masisa	Masisa 13.2 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
120	Orafti	Orafti	Cabrero 23 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
121	Santa Lidia	Central Santa Lidia	Santa Lidia 15 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
122	La Mina	Central La Mina	Armerillo 66kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
123	CMPC Cordillera	Puente Alto	Puente Alto 110 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
124	Los Hierros	Central Los Hierros	Canal Melado	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
125	Los Hierros II	Central Los Hierros II	Canal Melado	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
126	Rio Colorado	Rio Colorado	Rio Colorado 66 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
127	Santa Marta	Central Santa Marta	Santa Marta 23kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
128	El Paso	Central El Paso	Central El Paso 154 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
129	Energía Pacífico	S/E Mostazal	Mostazal 15 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
130	Providencia	Central Providencia	Providencia 66 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
131	San Andrés	Central San Andrés	Central S. Andrés 10.5 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
133	Los Guindos	Los Guindos	Los Guindos 15 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
134	Picoiquén	Picoiquén	Picoiquén 13.2kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
135	Santa Fe Energía	S/E Santa Fé Energía	Santa Fé Energía 13.2 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
136	Santa Fé	S/E Santa Fé	Santa Fé 13.2 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
137	CMPC Tissue	S/E Isla de Maipo	Isla de Maipo 66kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
138	Las Lajas	S/E Alto Maipo	Alto Maipo 110 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
139	Convento Viejo	Tap Convento Viejo	Tap Convento Viejo 154 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
140	Cóndores	S/E Ancoa	Ancoa 220 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐

Tabla 5.48. Características de compensadores estáticos de reactivos en el ACT Centro.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	CER Polpaico	S/E Polpaico	Polpaico 220 kV	✓	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓
2	STATCOM Cerro Navia	S/E Cerro Navia	Cerro Navia 220 kV	✓	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓

Tabla 5.49. Características de plantas de generación solar y eólica en el ACT Centro.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	PE Cuel	S/E Cuel 23 kV	---	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
2	PE Ucuquer II	S/E Quelentaro 110 kV}	---	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
3	PF Loma Los Colorados	S/E Los Colorados 2 (110kV)	---	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
4	PF Santiago Solar	Santiago Solar 110 kV	---	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐

5.3.5 Caracterización de Recursos de Control de Tensión del ACT Concepción

Tabla 5.50. Características de elementos de Compensación Shunt en el ACT Concepción.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	CCEE Chiguayante 15 kV 2x2.5 MVar	S/E Chiguayante	Chiguayante 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
2	CCEE Colo Colo 66 kV 2x2.5 MVar	S/E Colo Colo	Colo Colo 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
3	CCEE Concepcion 13.2 kV 4X5 MVar	S/E Concepción	Concepción 154 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
4	CCEE Concepcion 13.2 kV 1x20 MVar	S/E Concepción	Concepción 154 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
5	CCEE Concepcion 13.2 kV 1x5 MVar	S/E Concepción	Concepción 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
6	CCEE Coronel 66 kV 1x10 MVar	S/E Coronel	Coronel 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
7	CCEE Coronel 13.2 kV 4x5 MVar	S/E Coronel	Coronel 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
8	CCEE Curalinahue 13.2 kV 1x2.5 MVar	Curanilahue	Curalinahue 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
9	CCEE Curanilahue 23 kV 1x2.5 MVar	Curanilahue	Curalinahue 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
10	CCEE Ejercito 66 kV 2x2.5 MVar	S/E Ejercito	Ejercito 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
11	CCEE Escuadrón 8.95 kV 1x1.25 MVar	S/E Escuadron	Escuadrón 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
12	CCEE Escuadrón 8.95 kV 1x2.5 MVar	S/E Escuadron	Escuadrón 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
13	CCEE Latorre 15 kV 2x2.5 MVar	S/E Latorre	Latorre 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
14	CCEE Lebu 13.2 kV 1x2.5 MVar	Lebu 66 kV	Lebu 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
15	CCEE Perales 15 kV 2x2.5 MVar	S/E Perales	Perales 66	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
16	CCEE Petropower 20 kV 1x25 MVar	Central Petropower	Petropower 66 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
17	CCEE San Vicente 13.2 kV 1x10MVar	S/E San Vicente	San Vicente 154 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
18	CCEE San Vicente 13.2 kV 1x8.3MVar	S/E San Vicente	San Vicente 154 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
19	CCEE San Vicente 154kV 1x40 MVar	S/E San Vicente	San Vicente 154 kV	□	✓	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
20	CCEE Tumbes 15 kV 1x2.5 MVar	S/E Tumbes	Tumbes 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
21	CCEE Lirquén 15 kV 1x1.9 MVar	S/E Lirquén	Lirquén 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□
22	CCEE Lirquén (INDURA) 6.2 kV 1x1.2 MVar	Tap Lirquén (INDURA)	Lirquén 66 kV	✓	□	□	✓	✓	□	□	✓	□	✓	□

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
23	CCEE Loma Colorada 15 kV 1x2.5 MVar	S/E Loma Colorada	Loma Colorada 66 kV	✓	☐	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
24	CCEE Arenas Blancas 8.95 kV 1x2.5 MVar	S/E Arenas Blancas	Arenas Blancas 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
25	CCEE Arenas Blancas 8.95 kV 1x1.25 MVar	S/E Arenas Blancas	Arenas Blancas 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
26	CCEE Retiro13.8 kV 1x2.5 MVar	S/E Retiro	Retiro 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
27	CCEE Celulosa Pacífico 13.2 kV 1x2.4 MVar	S/E Pacífico	Pacífico 220 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
28	CCEE Parral 15 kV 1x5 MVar	S/E Parral	Parral 154 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐
29	CCEE Tres Pinos 66 kV 1x2.5 MVar	S/E Tres Pinos	Tres Pinos 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐

Tabla 5.51. Características de cambiadores de tap bajo carga de transformadores de tres devanados en el ACT Concepción.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Alonso de Ribera 154/66kV_75MVA_2	S/E A. Ribera	A. de Ribera 66 kV	✓	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
2	Alonso de Ribera 154/66kV_75MVA_1	S/E A. Ribera	A. de Ribera 66 kV	✓	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
3	C. Petropower 66/11/6.6 kV 85MVA	Central Petropower	Petropower 66 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
4	Concepcion 220/161/13.2kV-260MVA	S/E Concepción	Concepcion 154 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
5	Coronel 154/69kV-60MVA _T4	S/E Coronel	Coronel 66 kV	✓	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
6	Coronel 154/69kV-60MVA _T5	S/E Coronel	Coronel 66 kV	✓	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
7	Curanilahue 66/66 kV_30 MVA	S/E Curanilahue	Tres Pinos 66 kV	✓	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
8	Hualpen 220/161/66kV-300MVA	S/E Hualpen	Hualpen 154 kV	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
9	San Vicente 154/66/13.2	S/E San Vicente	San Vicente 66 kV	✓	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐
10	Talcahuano 154/69kV_75MVA__2	S/E Talcahuano	Talcahuano 66 kV	✓	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	☐	☐

Tabla 5.52. Características de unidades de generación en el ACT Concepción.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Arauco	Central Arauco	Arauco 13.2 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
2	Arauco U6	Central Arauco	Arauco 13.2 kV 6	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
3	Bocamina U1	Central Bocamina	Bocamina 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
4	Bocamina U2	Central Bocamina	Bocamina 18 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
5	Petropower	Central Petropower	Petropower 11.5 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
6	Coronel	Central Coronel	Coronel 11 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
7	Lebu	Central Lebu	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
8	Cañete	Central Cañete	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
9	FPC	Central Fopaco	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
10	FPC U2	Central Fopaco	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
11	Horcones	Central Horcones	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
12	Newen	Central Newen	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
13	Trongol	Central Trongol	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
14	Energía Biobío	Papeles BíoBío	---	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐

5.3.6 Caracterización de Recursos de Control de Tensión del ACT Sur

Tabla 5.53. Características de elementos de Compensación Shunt en el ACT Sur.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	CCEE Ancud 23 kV 1x3 MVar	Central Ancud	Ancud 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
2	CCEE Chivilcan 66 kV 2x2.5 MVar	S/E Chivilcán	Chivilcán 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
3	CCEE Chonchi 23 kV 1x1.2 MVar	S/E Chonchi (Castro)	Chonchi 23 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
4	CCEE Imperial 23 kV 1x2.4 MVar	S/E Imperial	Imperial 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
5	CCEE L. Union 13.2 kV 2x2.4 MVar	La Unión	L.Unión 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
6	CCEE L. Union 23 kV 1x1.8 MVar	La Unión	L.Unión 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
7	CCEE Loncoche 23 kV 1x1.25 MVar	S/E Loncoche	Loncoche 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
8	CCEE Loncoche 23 kV 1x2.5 MVar	S/E Loncoche	Loncoche 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
9	CCEE Los Lagos 13.2 2x1.2 MVar	S/E Los Lagos	Los Lagos 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
10	CCEE Osorno 23 kV 1x5.1 MVar	S/E Osorno	Osorno 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
11	CCEE P. Varas 13.8 kV 2x1.4 MVar	Pto. Varas	P.Varas 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
12	CCEE P. Varas 13.8 kV 2x1.2 MVar	Pto. Varas	P.Varas 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
13	CCEE Picarte 13.2 kV 1x2.7 MVar	Picarte	Picarte 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
14	CCEE Picarte 13.2 kV 1x1.8 MVar	Picarte	Picarte 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
15	CCEE Pitrufrquén 23 kV 1x2.5 MVar	Pitrufrquén	Pitrufrquén 23 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
16	CCEE Pto Montt 23 kV 1x4.5 MVar	S/E Puerto Montt	P.Montt 23 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
17	CCEE Pto Montt 23 kV 3x3.6 MVar	S/E Puerto Montt	P.Montt 23 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
18	CCEE Pumahue 15 kV 2x2.5 MVar	S/E Pumahue	Pumahue 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
19	CCEE Quellón 24 kV 2x1.8MVar	S/E Quellón	Quellón 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
20	CCEE Valdivia 13.2 kV 1x3 MVar	Eq. Valdivia	Valdivia 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
21	CCEE Valdivia 13.2 kV 1x1.8 MVar	Eq. Valdivia	Valdivia 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐
22	CCEE Victoria 13.2 kV 1x2.5 MVar	S/E Victoria	Victoria 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control											
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva		
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D	
23	CCEE S. Pedro Dalcahue 30 kV 2x8.14 MVar	S/E Dalcahue	Dalcahue 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	
24	CCEE Pid Pid 23 kV 1x1.2 MVar	S/E Pid Pid	Pid Pid 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	
25	CCEE Padre de las Casas 15 kV 1x2.5 MVar	S/E P. de las Casas	P. de las Casas 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	
26	CCEE Villarrica 23 kV 1x2.5 MVar	S/E Villarrica	Villarrica 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	
27	CCEE Villarrica 23 kV 1x2.5 MVar	S/E Villarrica	Villarrica 66 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	
28	CCEE Chumpullo 6.3 kV 1x4.2 MVar	S/E Chumpullo	Chumpullo 6.3 kV	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	
29	CCEE Pichirropulli 23 kV 1x2.4 MVar	S/E Pichirropulli	Pichirropulli 23 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	
30	CCEE Pichirropulli 13.8 kV 1x2.4 MVar	S/E Pichirropulli	Pichirropulli 23 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	
31	CCEE Pucón 23 kV 1x 2.5 MVar	S/E Pucón	Pucón 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	
32	Puerto Montt 220 kV 1x15 MVar (Reactor de Línea Puerto Montt- Rahue L1)	Puerto Montt - Rahue L1	Puerto Montt 220 kV	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐	
33	Puerto Montt 220 kV 1x15 MVar (Reactor de Línea Puerto Montt- Rahue L2)	Puerto Montt - Rahue L2	Puerto Montt 220 kV	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐	
34	Reactor Cautín 220 kV 1x15 MVar -1 (Reactor de Línea Cautín - Ciruelos L1)	S/E Cautín	S/E Cautín	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐	
35	Reactor Cautín 220 kV 1x15 MVar -2 (Reactor de Línea Cautín - Ciruelos L2)	S/E Cautín	S/E Cautín	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐	

Tabla 5.54. Características de cambiadores de tap bajo carga de transformadores de tres devanados en el ACT Sur.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Melipulli 230/115/13.8kV_60MVA	S/E Melipulli	Melipulli 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
2	Melipulli 230/69/13.8kV_60MVA	S/E Melipulli	Melipulli 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
3	Temuco 230/69/13,8kV_60MV	S/E Temuco	Temuco 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
4	Temuco 220/66kV-75 MVA	S/E Temuco	Temuco 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
5	Temuco 220/66kV-75 MVA	S/E Temuco	Temuco 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
6	Temuco 220/66kV-75 MVA	S/E Temuco	Temuco 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
7	Valdivia 220/66kV-60 MVA	S/E Valdivia	Valdivia 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
8	Valdivia 220/66kV-60 MVA 2	S/E Valdivia	Valdivia 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
9	Pilauco 220/66/23kV-120 MVA	S/E Pilauco	Pilauco 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
10	Melipeuco 110/23/13.8KV 60MVA	S/E Melipeuco	Melipeuco 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
11	Río Toltén 220/110/13.8KV 60MVA	S/E Río Toltén	Río Toltén 220 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
12	Chiloé 220/110/23kV 90MVA	S/E Chiloé	Chiloé 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
13	Antillanca 220/110kV-180 MVA	S/E Antillanca	Antillanca 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
14	Copihues 115/69/13.8kV-30 MVA	S/E Copihues	Copihues 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
15	Duqueco 220/66 kV 75 MVA	S/E Duqueco	Duqueco 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
16	Los Peumos 220/66 kV 75 MVA	S/E Los Peumos	Los Peumos 66 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
17	Río Bonito 110/23 kV_30 MVA	S/E Río Bonito	Río Bonito 110 kV	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐

Tabla 5.55. Características de unidades de generación en el ACT Sur.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	Canutillar U1	Central Canutillar	Canutillar 13.8 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
2	Canutillar U2	Central Canutillar	Canutillar 13.8 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
3	Rucatayo	Central Rucatayo	Rucatayo 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
4	Valdivia	Central Valdivia	Valdivia 15 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
5	Pilmaiquen U1	Central Pilmaiquén	Pilmaiquén 6.9 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
6	Pilmaiquen U2	Central Pilmaiquén	Pilmaiquén 6.9 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
7	Pilmaiquen U3	Central Pilmaiquén	Pilmaiquén 6.9 kV 3	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
8	Pilmaiquen U4	Central Pilmaiquén	Pilmaiquén 6.9 kV 4	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
9	Pilmaiquen U5	Central Pilmaiquén	Pilmaiquén 6.9 kV 5	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
10	Pullinque U1	Central Pullinque	Pullinque 13.8 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
11	Pullinque U2	Central Pullinque	Pullinque 13.8 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
12	Pullinque U3	Central Pullinque	Pullinque 13.8 kV 3	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓
13	Licán	Central Licán	Licán 13.2 kV	✓	☐	✓	☐	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓
14	Capullo	Central Capullo	Capullo 13.8 kV	✓	☐	✓	☐	☐	✓	☐	☐	✓	☐	✓
15	Generador Antilhue U1	Central Antilhue	Antilhue 11.5 kV 1	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓
16	Generador Antilhue U1	Central Antilhue	Antilhue 11.5 kV 2	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐	✓
17	Trapen N1	Central Trapen	---	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐
18	Trapen N2	Central Trapen	---	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐
19	Trapen N3	Central Trapen	---	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐
20	Trapen N4	Central Trapen	---	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐
21	Chuyaca U1-U4	Central Chuyaca	---	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐
22	Chuyaca U5-U6	Central Chuyaca	---	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐
23	Chuyaca U7-U8	Central Chuyaca	---	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐
24	Calle Calle U1-U7	Central Calle Calle	---	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐
25	Calle Calle U8	Central Calle Calle	---	☐	✓	✓	☐	✓	✓	☐	✓	☐	✓	☐

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
26	Ancud	Central Ancud	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
27	Callao	Central Callao	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
28	Chiloé	Central Chiloé	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
29	Comasa	Central Comasa	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
30	Chufquén	Central Chufquén	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
31	Collipulli	Central Collipulli	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
32	Curacautín U1-U3	Central Curacautín	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
33	Curacautín U2	Central Curacautín	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
34	Degañ	Central Degañ	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
35	El Manzano	Central El Manzano	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
36	Las Nalcas	Central Las Nalcas	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
37	Pelohuén	Central Pelohuén	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
38	Quellón II	Central Quellón II	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
39	Truful-Truful	Central Truful-Truful	---	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐
40	Angostura U1	Central Angostura	Angostura 13.8 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒
41	Angostura U2	Central Angostura	Angostura 13.8 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒
42	Angostura U2	Central Angostura	Angostura 13.8 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒
43	Laja	Central Laja	Central Laja 220 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒
44	Carilafquén	S/E Melipeuco	Melipeuco 23 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
45	Malalcahuello	S/E Melipeuco	Melipeuco 23 kV	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐
46	Pulelfu	Central Pulelfu	Pulelfu 66 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒
47	Río Picoiquén	S/E Río Picoiquén	Río Picoiquén 66 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒
48	Licán	S/E Licán	Licán 110 kV	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒

Tabla 5.56. Características de compensadores estáticos de reactivos en el ACT Sur.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	CER Puerto Montt	S/E Pto. Montt	P.Montt 220 kV	✓	☐	✓	☐	✓	☐	☐	☐	✓	☐	✓

Tabla 5.57. Características de plantas de generación solar y eólica en el ACT Sur.

Id	Nombre	Terminal S/E	Barra a controlar (Nombre y kV)	Control										
				Tipo		Acción		Función/Objetivo			Respuesta		Reserva	
				A	M	C	D	V	Q	SS	P	D	P	D
1	PE San Pedro Dalcahue	S/E S. Pedro de Dalcahue 110 kV	---	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
2	PE Renaico	S/E PE Renaico 220 kV	---	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
3	PE Aurora	PE Aurora 33 kV	---	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐
4	PE San Gabriel	PE San Gabriel 20 kV	---	✓	✓	✓	☐	☐	✓	☐	✓	☐	✓	☐