

**CDEC SING**

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE

## ESTUDIO DE EDAC POR SUBTENSIÓN - AÑO 2015

**INFORME**

Autor  
Fecha Creación  
Correlativo  
Versión

Dirección de Operación  
26-06-2015  
CDEC-SING C-0039/2015  
1.0

## CONTROL DEL DOCUMENTO

### REGISTRO DE CAMBIOS

Fecha	Versión	Autor	Descripción del Cambio
30-04-2015	1.0	Departamento de Sistemas Eléctricos	Informe Preliminar
26-06-2015	1.0	Departamento de Sistemas Eléctricos	Informe Definitivo

### REVISADO POR

Nombre	Cargo
Daniel Salazar J.	Director de Operación y Peajes
Raúl Moreno T.	Subdirector de Operaciones
Gretchen Zbinden V.	Jefe Departamento de Sistemas Eléctricos

### REALIZADO POR

Nombre	Cargo
Gretchen Zbinden V.	Jefe Departamento de Sistemas Eléctricos
Eduardo Verdugo C.	Ingeniero Departamento de Sistemas Eléctricos
Germán Concha V.	Ingeniero Departamento de Sistemas Eléctricos
Sebastián Barckhahn F.	Ingeniero Departamento de Sistemas Eléctricos

### DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
1	Sres. Encargados CDEC-SING
2	Superintendencia de Electricidad y Combustibles

## CONTENIDO

<b>CONTROL DEL DOCUMENTO</b>	<b>2</b>
<b>CONTENIDO</b>	<b>3</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>4</b>
<b>2. ANTECEDENTES PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO</b>	<b>5</b>
2.1 Horizonte de evaluación	5
2.2 Previsión de demanda	5
2.3 Reserva para control de frecuencia	5
2.4 Topología del sistema	5
2.5 Tipos de contingencias	6
2.6 Despacho tipo para estado normal	6
2.7 Proyectos considerados en el estudio	6
2.7.1 Proyectos de consumos	6
2.7.2 Proyectos de generación	7
2.7.3 Proyectos de transmisión	8
<b>3. ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES</b>	<b>9</b>
3.1 Zona Norte	9
3.1.1 Antecedentes	9
3.1.2 Análisis	10
3.1.3 Recomendaciones	14
3.2 Zona Chuquicamata-Calama	15
3.2.1 Antecedentes	15
3.2.2 Análisis	16
3.2.3 Recomendaciones	21
3.3 Zona Escondida-Zaldívar	21
3.3.1 Antecedentes	21
3.3.2 Análisis	21
3.3.3 Recomendaciones	26
3.4 Otras zonas del SING	26
<b>4. CONCLUSIONES</b>	<b>27</b>
<b>5. ANEXOS</b>	<b>29</b>
5.1 Gráficos	29
5.1.1 Zona Norte	29
5.1.2 Zona Chuquicamata	36
5.1.3 Zona Escondida	42
5.2 Despacho de generación	47

## 1. INTRODUCCIÓN

---

El presente Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) por Subtensión, encomendado en el Título 6-9 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT), tiene por objeto revisar y de ser necesario adecuar los EDAC vigentes. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 6-51 de la NT, éste deberá realizarse al menos con periodicidad bianual.

En el Estudio de EDAC por Subtensión realizado el año 2013, se determinó que si bien en el SING no se requiere la implementación de automatismos para evitar condiciones de subtensión, existen ciertos problemas que podrían presentarse en distintas zonas del sistema, específicamente en las zonas Norte, Chuquicamata-Calama y Escondida-Zaldívar, condiciones que han tenido especial foco en el presente Estudio a efectos de verificar su permanencia bajo los cambios topológicos previstos para el SING.

En relación con el tratamiento de nuevas tecnologías, en particular relativo a las ERNC, los análisis parten de la base que la generación ERNC cumple con las exigencias de la NT. Sin perjuicio de esto, y considerando que a la fecha no se cuenta con información técnica detallada del diseño de las centrales ERNC en operación, que permitan garantizar el cumplimiento de las exigencias de la NT, en cuanto a soportar perturbaciones y mantenerse en servicio ante la ocurrencia de contingencias en el sistema de transmisión cercano a sus puntos de conexión, como escenario conservador y desfavorable se evaluaron casos en los cuales se fuerza la desconexión de las centrales ERNC ante estas perturbaciones, de manera de evaluar los efectos colaterales de una eventual desconexión intempestiva.

## 2. ANTECEDENTES PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO

---

En este Capítulo se describen los antecedentes técnicos requeridos para el desarrollo del presente Estudio.

### 2.1 HORIZONTE DE EVALUACIÓN

El Artículo 6-51 de la NT establece que la DO realizará el Estudio de EDAC, al menos con periodicidad bianual.

Considerando lo anterior, para la elaboración del presente Estudio se consideró un horizonte de evaluación comprendido entre Junio de 2015 y Mayo de 2017.

### 2.2 PREVISIÓN DE DEMANDA

Para el presente Estudio se considera la previsión de demandas informadas por las empresas, en respuesta a la carta CDEC-SING N° 1507/2014 para el período Enero 2015 - Diciembre 2029.

Se consideraron escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda, los cuales presentan una modulación intradiaria.

Dado el horizonte de evaluación, en el presente Estudio se ha considerado la conexión al sistema de los consumos indicados en la Sección 2.7.1.

### 2.3 RESERVA PARA CONTROL DE FRECUENCIA

Según lo indicado en el Art 6-52 de la NT, se han considerado las reservas óptimas determinadas en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas vigente, esto es:

- Reserva Primaria Contingencia  $\geq 79$  [MW].
- Reserva Primaria Estado Normal  $\geq 24$  [MW]<sup>1</sup>.
- Reserva en Giro, holgura para aumentar generación + 70 [MW].
- Reserva en Giro, holgura para disminuir generación - 116 [MW].

### 2.4 TOPOLOGÍA DEL SISTEMA

La topología considerada para el análisis, corresponde a la condición habitual que se estima operará el Sistema de Transmisión en el horizonte de evaluación del Estudio.

Al respecto, en el Estudio se considera lo siguiente:

- Línea 110 kV Mejillones-Antofagasta abierta en extremo Subestación Antofagasta.
- Línea 220 kV Encuentro-Tesoro abierta en ambos extremos.

---

<sup>1</sup> Para la Reserva Primaria para Estado Normal, se establece que ésta está contenida dentro de los 79 [MW] de Reserva Primaria para Contingencia, con la única restricción de que debe ser abastecida solo por las unidades generadoras que participen del CPF y no por equipos BESS, debido a que éstos no aportan potencia activa en la operación normal.

- Línea de 3 puntas Encuentro-Angamos-Laberinto, cerrada en todos los extremos y conectada en esa modalidad durante todo el año 2015<sup>2</sup>.

## 2.5 TIPOS DE CONTINGENCIAS

Los tipos de Contingencias a considerar, a efectos de evaluar el comportamiento del sistema en lo que respecta a los problemas de subtensión, corresponden a las establecidas en el Capítulo N°5 de la NT, las cuales se detallan en los análisis de cada una de las zonas, considerando aquellas que resulten particularmente críticas.

## 2.6 DESPACHO TIPO PARA ESTADO NORMAL

El análisis general considera un despacho base, utilizando para ello el programa PLEXOS, y cuya característica principal se presenta en *el Anexo 5.2 Despacho de generación*.

De acuerdo a los análisis realizados, para cada una de las zonas consideradas, este despacho base puede sufrir modificaciones con el objeto de realizar diferentes análisis, en particular en lo que respecta a sensibilidades relativas al despacho de centrales ERNC consideradas para el período de análisis del Estudio, u otra que se considere relevante para el Estudio.

## 2.7 PROYECTOS CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO

De acuerdo a los antecedentes que dispone la DO y a lo informado a este CDEC por los propietarios respectivos, para el período de evaluación del Estudio se prevé la entrada de una serie de proyectos de consumo, generación y transmisión, los que se caracterizan de acuerdo a lo indicado en los siguientes puntos.

### 2.7.1 PROYECTOS DE CONSUMOS

En la Tabla N°1, se indican los proyectos de consumos considerados en el período de evaluación.

**Tabla N°1 Proyectos de Consumos**

Año	Coordinado	Nombre Consumo	Barra	Demanda [MW]
2015	Minera Escondida	OGP1	OGP1 220 kV	112.5
2016	Minera Escondida	EWS (54 MW)	Coloso 220 kV	11.9
			HPPS2 220 kV	5.9
			HPPS3 220 kV	5.9
			HPPS4 220 kV	5.9
2017	Minera Escondida	EWS (109 MW)	Coloso 220 kV	32.8
			HPPS2 220 kV	16.4
			HPPS3 220 kV	16.4
			HPPS4 220 kV	16.4
	Minera Quebrada Blanca	Quebrada Blanca	Lagunas 220 kV	10.9

<sup>2</sup> La Línea de 3 puntas Encuentro-Angamos-Laberinto corresponde a la Línea 220 kV Encuentro-Cochrane Circuito N°1 conectada en Tap Off con la Línea 220 kV Angamos-Laberinto Circuito N°2.

## 2.7.2 PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la Tabla N°2 y Tabla N°3, se muestra un resumen del número de proyectos, por tecnología, que se espera se conecten al sistema durante el periodo de evaluación considerado.

**Tabla N°2 Número de Proyectos de Generación**

Año	ERNC		Tecnología Convencional	
	N° Proyectos	Potencia [MW]	N° Proyectos	Potencia [MW]
2015	7	290	0	0
2016	9	639	2	989
2017	1	50	0	0

**Tabla N°3 Detalle de Proyectos de Generación**

Año	Empresa	Proyecto	Fecha estimada de Conexión	Punto de Conexión - Potencia (MW)
2015	Sps La Huayca S.A	PFV La Huayca	1° Sem. 2015	S/E Pozo Almonte (66 kV) 30
	RIJN Capital	PFV San Pedro - Etapa 1	abr-15	S/E Calama (220 kV) 30
	E-CL	PFV Pampa Camarones	jun-15	S/E Vitor (110 kV) 6
	Aes Gener	PFV Andes Solar	jun-15	S/E Andes (23 kV) 21
	Enel	PFV Finis Terrae - Etapa 1	jun-15	S/E Encuentro (220 kV) 120
	Sociedad Parque Eólico Quillagua	PFV Quillagua I - Etapa 1	jul-15	Conexión en Tap Off a Línea 220 kV María Elena-Lagunas 23
	RIJN Capital	PFV San Pedro Etapa 2	oct-15	S/E Calama 220 kV 60
2016	SK Ecologia S.A	PFV Arica Solar	1° Sem. 2016	S/E Parinacota (66 kV) 40
	Sociedad Fotovoltaica Norte Grande 5 Spa	PFV Uribe	1° Sem. 2016	S/E Uribe (110 kV) 50
	RIJN Capital	PFV San Pedro Etapa 3	Ene-16	S/E Calama (220 kV) 60
	Empresa Eléctrica Cochrane Spa	CT Cochrane	May-16	S/E Encuentro a través de Línea 2x220 kV Cochrane- Encuentro 236 MW
			Oct -16	236 MW
	BHP Billiton	CT Kelar	May-16	S/E Kelar a través de Línea 2x220 kV Kelar-Kapatur 517 (2TG+1TV)
	EDF	PFV Bolero	May-16	S/E Laberinto (220 kV) 146
	RIJN Capital	PFV Lagunas	Jun-16	S/E Lagunas (220 kV) 190
	Enel	PFV Finis Terrae - Etapa 2	Jun-16	S/E Encuentro a través de Línea 220 kV Encuentro-Rande 40
	Sociedad Parque Eólico Quillagua	PFV Quillahua I - Etapa2	Jul-15	Conexión Tap Off a Línea 220 kV M.Elena-Lagunas 27
	Crucero Este Dos Spa	PFV Blue Sky 2	Ago-16	S/E Encuentro a través de Línea 220 kV Encuentro-Rande 34
Crucero Este Solar Spa	PFV Blue Sky 1	Oct-16	S/E Encuentro a través de Línea 220 kV Encuentro-Rande 51.6	
2017	Sociedad Parque Eólico Quillagua	PFV Quillahua I - Etapa3	1° Sem. 2017	Conexión Tap Off a Línea 220 kV M.Elena-Lagunas 50

### 2.7.3 PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

En la Tabla N°4, se indican los proyectos de transmisión considerados en el período de evaluación.

**Tabla N°4 Proyectos de Transmisión**

Año	Empresa	Fecha estimada de Conexión	Proyecto - Instalación	
2015	Codelco Chile	May-15	Ampliación SE Salar	Barra 220 kV S/E Salar
	Transemel	May-15	Ampliación SE Calama	Barra 220 kV S/E Calama
				Línea 220 kV Salar - Calama
	Transelec	May-15	Ampliación SE Lagunas	Condensador 60 MVAR
				Línea 220 kV Lagunas-Crucero (cambio TTCC en extremo S/E Lagunas)
	Minera Escondida	1° semestre 2015	OGP1 Etapa Final	SVC 120 MVAR
S/E OGP1				
Transelec	Jul-05	Ampliación Línea 2x220 kV Crucero-Encuentro	Línea 2x220 kV Crucero-Encuentro	
2016	Minera Escondida	Abr-16	Sistema de Transmisión de MEL	S/E Kapatur (seccionamiento Línea 220 kV Angamos-Laberinto)
				Línea 2x220 kV Kapatur-O'Higgins
	Bhp Billiton	May-16	CT Kelar	Línea 2x220 kV Kelar-Kapatur
				S/E Kelar
	Empresa Eléctrica Cochrane Spa	May-16	Línea 2x220 kV Cochrane-Encuentro	Línea 2x220 kV Cochrane-Encuentro
	Minera Escondida	Jul-16	Proyecto EWS	Secciona Línea 2x220 kV Atacama-Domeyko en S/E O'Higgins
				Ampliación S/E Coloso y S/E O'Higgins
3 SSEE Bombeo en Línea 220 kV O'Higgins-Domeyko				
2017	ISA	1° semestre 2017	Línea 2x220 kV Lagunas-Encuentro	Línea 2x220 kV Lagunas-Encuentro



### **3. ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES**

---

Debido al carácter local asociado a los problemas de subtensión, inestabilidad o colapso de tensión, el análisis se concentra en verificar la presencia de dichos problemas en zonas específicas del SING, considerando como base la experiencia adquirida a través del análisis y la operación del sistema, los resultados del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva 2014, el Estudio del EDAC por Subtensión del año 2013 y el tipo de contingencias establecidas en el Capítulo N°5 de la NT.

En el Estudio EDAC por Subtensión del año 2013, se verificó la presencia de eventuales problemas de subtensión, de modo de sugerir recomendaciones y evaluar la necesidad y conveniencia de implementar medidas de mitigación en el SING.

A continuación se presenta el análisis realizado por zona.

#### **3.1 ZONA NORTE**

##### **3.1.1 ANTECEDENTES**

En la actualidad, se encuentra vigente la Política de Operación “Programación y operación de las transferencias de potencia desde la zona centro a la zona norte, con restricciones de seguridad”<sup>3</sup>, la cual recoge y resume las acciones que debe llevar a cabo el CDC, considerando las condiciones actuales de operación del SING en lo que respecta a las restricciones de transmisión, y las exigencias de la NT vigente.

Durante el presente año, se espera un aumento de la capacidad de las Líneas 220 kV Crucero-Lagunas N°1, 220 kV Crucero-María Elena y 220 kV María Elena-Lagunas, debido al cambio de TTCC en los extremos Lagunas y Crucero. Con esto, la capacidad de las Líneas aumentará en 45 MVA para temperaturas ambiente en el rango de los 18°C a 26°C. A partir de dicha temperatura, la capacidad de las Líneas estará definida a partir de la capacidad de su conductor.

Al respecto, se deberán revisar las capacidades de transferencia indicadas en dicha Política de Operación, estimando que las restricciones de transmisión asociadas a las líneas mencionadas, sean menores que las actuales, quedando limitadas por la capacidad de la Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°1.

Considerando las centrales ERNC que se espera se conecten en la Zona Norte, tanto para el año 2015 como para el año 2016, se han analizado los casos más desfavorables, siendo éstos aquellos en que la unidad CTTAR se encuentra fuera de servicio.

Con respecto a la Generación ERNC que se conectará en la Zona Norte del SING, a la fecha no se cuenta con información técnica detallada relativa a su diseño, en lo que respecta a mantenerse en servicio ante la ocurrencia de contingencias en el sistema de transmisión cercano a sus puntos de conexión. Dado lo anterior, en el presente estudio se han analizado casos en los cuales para una misma contingencia, se considera que las centrales ERNC permanecen conectadas al sistema o se fuerza su desconexión, de manera de evaluar los efectos colaterales de su desconexión intempestiva.

---

<sup>3</sup> La Política de Operación de la Zona Norte fue actualizada en Noviembre de 2014 y comunicada a los Coordinados mediante carta CDEC-SING N°1353/2014

### 3.1.2 ANÁLISIS

Los análisis realizados, muestran la excursión de la tensión en distintos puntos de la Zona Norte, ante la ocurrencia de una falla en alguna de las líneas de principal abastecimiento a la zona, es decir, las Líneas 220 kV Crucero-Lagunas N°1, 220 kV Crucero-María Elena, 220 kV María Elena-Lagunas y 220 kV Encuentro-Collahuasi N°1 y N°2.

En los casos analizados, se han considerado los siguientes recursos de potencia reactiva de la zona, teniendo en cuenta que es posible utilizar estos elementos de control post-contingencia para mejorar la tensión del sistema después de una falla o tomar las acciones adecuadas frente a la realización de algún mantenimiento en ésta:

- Banco de condensadores y reactor de S/E Cóndores.
- Banco de condensadores de S/E Parinacota.
- Condensador y reactor de S/E Arica.
- Reactor de S/E Pozo Almonte.
- Condensador de S/E Lagunas de 40 MVar.
- Condensador de S/E Lagunas de 60 MVar, proyectado para Mayo de 2015.

Por otro lado, en los análisis se ha considerado como el caso más desfavorable un escenario con la unidad CTTAR fuera de servicio, para el cual se realizan sensibilidades en el despacho, variando el nivel de generación de las Centrales ERNC de la zona, de acuerdo a los despachos presentados en el *Anexo 5.2 Despacho de generación*. En dichos despachos, se consideran niveles de generación de ERNC entre 4 MW y 41 MW para el año 2015, y entre 13 MW y 276 MW para el año 2016.

Para una misma contingencia analizada, se presentan las diferencias entre los distintos casos, dependiendo de los recursos de potencia reactiva utilizados, abordando los siguientes casos:

Casos	Año	Despacho de unidad CTTAR	Nivel de despacho Generación ERNC en la Zona Norte	Demanda del Sistema
<b>Caso 1</b>	2015	Fuera de servicio	Despacho máximo: 41 MW	Demanda máxima
<b>Caso 2</b>	2015	Fuera de servicio	Despacho mínimo: 4 MW	Demanda máxima
<b>Caso 3</b>	2016	Fuera de servicio	Despacho máximo: 276 MW	Demanda máxima

No se analizan casos de demanda mínima por no resultar críticos en lo que respecta a problemas de Subtensión.

**Caso 1: Año 2015. Unidad CTTAR fuera de servicio, despacho máximo de ERNC en la Zona (41 MW de unidades fotovoltaicas), demanda máxima del sistema.**

Barra	Año 2015					
	Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1		Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 (desconexión de 41 MW ERNC en la Zona)		Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1 (desconexión de 41 MW ERNC en la Zona)	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Arica 110 kV	50.035	0.990	49.870	0.970	49.880	0.989
Parinacota 220 kV		0.949		0.925		0.994
Cóndores 220 kV		0.956		0.933		0.996
Lagunas 220 kV		0.971		0.951		0.999
Pozo Almonte 220 kV		0.947		0.923		0.970
Collahuasi 220 kV		0.966		0.948		0.982
Tarapacá 220 kV		0.968		0.947		0.999
Crucero 220 kV		1.002		0.996		1.001
Observaciones		-No se presentan sobrecargas en Líneas		-No se presentan sobrecargas en Líneas		-No se presentan sobrecargas en Líneas
Uso de equipos de potencia reactiva de la Zona.	-Condensador de Cóndores desconectado. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Arica desconectado. Reactor de Arica conectado. -Condensador de Lagunas de 40 Mvar conectado. <b>-Fuera de servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar.</b>		-Condensador de Cóndores desconectado. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Arica desconectado. Reactor de Arica conectado. -Conectado el condensador de Lagunas de 40 Mvar. <b>-Fuera de servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar.</b>		-Condensador de Cóndores conectado. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Arica desconectado. Reactor de Arica conectado. -Conectado el condensador de Lagunas de 40 Mvar. <b>-En servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar.</b>	

Barra	Año 2015					
	Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2		Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2 (desconexión de 41 MW ERNC en la Zona)		Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2 (desconexión de 41 MW ERNC en la Zona)	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Arica 110 kV	50.02	0.986	49.86	0.967	49.85	0.980
Parinacota 220 kV		0.939		0.919		0.977
Cóndores 220 kV		0.946		0.928		0.981
Lagunas 220 kV		0.963		0.946		0.984
Pozo Almonte 220 kV		0.939		0.918		0.956
Collahuasi 220 kV		0.948		0.933		0.966
Tarapacá 220 kV		0.959		0.942		0.984
Crucero 220 kV		0.999		0.994		0.999
Observaciones		- No se presentan sobrecargas en Líneas		<b>-Sobrecarga de 6.2 % en Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°1.</b>		<b>-Sobrecarga de 4.5 % en Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°1.</b>
Uso de equipos de potencia reactiva de la Zona.	-Condensador de Cóndores desconectado. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Arica desconectado. Reactor de Arica conectado. -Conectado el condensador de Lagunas de 40 Mvar. <b>-Fuera de servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar.</b>		-Condensador de Cóndores desconectado. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Arica desconectado. Reactor de Arica conectado. -Conectado el condensador de Lagunas de 40 Mvar. <b>-Fuera de servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar.</b>		-Condensador de Cóndores conectado. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Arica desconectado. Reactor de Arica conectado. -Conectado el condensador de Lagunas de 40 Mvar. <b>-En servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar.</b>	

**Caso 2: Año 2015. Unidad CTTAR fuera de servicio, mínimo despacho de ERNC en la Zona (4 MW de unidades fotovoltaicas), demanda máxima del sistema.**

Barra	Año 2015			
	Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1		Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Arica 110 kV	50.05	0.981	50.04	0.985
Parinacota 220 kV		0.932		0.999
Cóndores 220 kV		0.939		1.001
Lagunas 220 kV		0.957		1.003
Pozo Almonte 220 kV		0.930		0.976
Collahuasi 220 kV		0.954		0.986
Tarapacá 220 kV		0.953		1.004
Crucero 220 kV		1.001		1.006
Observaciones	- No se presentan sobrecargas en Líneas		- No se presentan sobrecargas en Líneas	
Uso de equipos de potencia reactiva de la Zona.	-Condensador de Cóndores desconectado. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Arica desconectado. Reactor de Arica conectado. -Conectado el condensador de Lagunas de 40 Mvar. -Fuera de servicio condensador Lagunas de 60 Mvar.		-Condensador de Cóndores conectado. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Arica desconectado. Reactor de Arica conectado. -Conectado el condensador de Lagunas de 40 Mvar. -En servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar.	

Barra	Año 2015			
	Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2		Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Arica 110 kV	50.03	0.978	50.03	0.977
Parinacota 220 kV		0.927		0.983
Cóndores 220 kV		0.934		0.986
Lagunas 220 kV		0.952		0.989
Pozo Almonte 220 kV		0.925		0.962
Collahuasi 220 kV		0.938		0.970
Tarapacá 220 kV		0.948		0.990
Crucero 220 kV		0.998		1.003
Observaciones	-Sobrecarga de 6.8 % en Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°1.		-Sobrecarga de 5.4% en Línea 220 KV Encuentro-Collahuasi N°1.	
Uso de equipos de potencia reactiva de la Zona.	- Condensador de Cóndores desconectado. - Condensador de Parinacota conectado. - Condensador de Arica desconectado. Reactor de Arica conectado. -Conectado el condensador de Lagunas de 40 Mvar. -Fuera de servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar.		- Condensador de Cóndores conectado. - Condensador de Parinacota conectado. - Condensador de Arica desconectado. Reactor de Arica conectado. -Conectado el condensador de Lagunas de 40 Mvar. -En servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar.	

**Caso 3: Año 2016. Unidad CTTAR fuera de servicio, máximo despacho de ERNC en la Zona (276 MW de unidades fotovoltaicas), demanda máxima del sistema.**

Barra	2016			
	Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1		Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2 (desconexión de 235 MW de ERNC en la Zona)	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Arica 110 kV	50.04	1.007	49.84	0.986
Parinacota 220 kV		1.050		1.033
Cóndores 220 kV		1.037		1.020
Lagunas 220 kV		1.042		1.012
Pozo Almonte 220 kV		1.026		0.985
Collahuasi 220 kV		1.021		1.001
Tarapacá 220 kV		1.042		1.015
Crucero 220 kV		1.017		1.016
Observaciones		-No se presentan sobrecargas en Líneas.		-No se presentan sobrecargas en Líneas. <b>-En caso de desconexión simultanea de las Centrales ERNC de SS/EE Lagunas, Quillagua y María Elena, se produce la operación del 3er escalón del EDAC por Subfrecuencia.</b>
Uso de equipos de potencia reactiva de la Zona	-Desconexión del Tap Off Nueva Victoria. -Condensador y Reactor de Cóndores desconectado. -Condensador y Reactor de Cóndores desconectado. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Lagunas de 40 Mvar conectado. -Fuera de servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar. -Condensador de Arica Desconectado. Reactor de Arica desconectado. -Desconectado reactor de S/E Pozo Almonte.		-Desconexión de Quillagua, María Elena y centrales ERNC conectadas en S/E Lagunas. -Condensador y Reactor de Cóndores desconectado. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Lagunas de 40 Mvar conectado. -Fuera de servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar. -Condensador de Arica Desconectado. Reactor de Arica Conectado. -Desconectado reactor de S/E Pozo Almonte.	

Barra	Año 2016			
	Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2		Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2 (desconexión de 145 MW de ERNC en la Zona)	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Arica 110 kV	49.97	0.993	49.80	0.974
Parinacota 220 kV		1.024		0.988
Cóndores 220 kV		1.014		0.981
Lagunas 220 kV		1.021		0.989
Pozo Almonte 220 kV		1.005		0.973
Collahuasi 220 kV		0.998		0.971
Tarapacá 220 kV		1.020		0.988
Crucero 220 kV		1.013		1.006
Observaciones		- No se presentan sobrecargas en Líneas.		-No se presentan sobrecargas en Líneas. <b>-En caso de desconexión simultanea de las Centrales ERNC de S/E Lagunas, se produce la operación del 1er escalón del EDAC.</b>
Uso de equipos de potencia reactiva de la Zona	-Condensador y Reactor de Cóndores desconectados. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Lagunas de 40 Mvar conectado. -Fuera de servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar. -Condensador de Arica Desconectado. Reactor de Arica desconectado. -Desconectado reactor de S/E Pozo Almonte.		-Condensador y Reactor de Cóndores desconectados. -Condensador de Parinacota conectado. -Condensador de Lagunas de 40 Mvar conectado. -Fuera de servicio condensador de Lagunas de 60 Mvar. -Condensador de Arica Desconectado. Reactor de Arica desconectado. - Desconectado reactor de S/E Pozo Almonte.	

De los análisis realizados, se verifica que la zona presenta problemas de suficiencia, dado que ante ciertas contingencias se presentan sobrecargas de la línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°1, siendo posible tomar acciones post contingencias para disminuir el flujo por dicha línea. Lo anterior será revisado en el contexto de una actualización de la Política de Operación actualmente vigente, debido a los cambios informados para las Líneas 220 kV Crucero-Lagunas N°1, 220 kV Crucero-María Elena y 220 kV María Elena-Lagunas, estimándose que existirán restricciones de transferencia debido a la capacidad de la Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°1.

Se observa que son estos problemas de suficiencia, los que para ciertas contingencias generan en la zona una baja tensión en régimen permanente. No obstante, no se observa en ninguno de los casos analizados, tensiones en régimen transitorio fuera de los rangos establecidos en el Artículo 5-39 de la NT, que pudieran ocasionar algún colapso de tensión en la zona, como se muestra en los gráficos de tensión del *Anexo 5.1 Gráficos*.

Los casos más críticos en términos de subtensiones, se observan cuando la unidad CTTAR no se encuentra despachada y se produce una falla en alguna de las líneas que alimentan la zona norte, considerando además que las unidades de Generación ERNC de la Zona no permanecen conectadas. Sin embargo, en los casos analizados, incluso en aquellos en que se consideró la desconexión de centrales ERNC, no se verifica el incumplimiento de los rangos de tensión establecidos en los Artículos 5-24, 5-28 y 5-52 de la NT.

En los casos analizados, se evidencia que es posible realizar acciones post contingencia, con el fin de restablecer las tensiones en las barras del sistema a los valores establecidos en la NT. Estas acciones consideran lo siguiente: conectar bancos de condensadores disponibles en S/E Parinacota y S/E Cóndores, o desconectar el reactor en S/E Cóndores; despacho de generación local convencional y en caso que ello no sea suficiente, aplicar DMC en la zona.

Es importante destacar que los condensadores ubicados S/E Lagunas (60 y 40 MVAR respectivamente), ayudan a mejorar sustancialmente las tensiones de la zona, permitiendo al sistema soportar el desprendimiento de generación, debido a alguna contingencia en el sistema de transmisión.

En el caso en que la unidad CTTAR se encuentra en servicio, su capacidad de control de reactivos es utilizada de forma dinámica ante la ocurrencia de una falla, mejorando las condiciones de operación del sistema post contingencia.

Por último, cabe mencionar que, si bien no se observa en el análisis problemas de subtensión en la Zona Norte, en la práctica, y dada la experiencia adquirida en la operación del sistema, en algunos casos registrados ante la ocurrencia de fallas en dicha zona, se han generado desprendimientos de carga de Minera Collahuasi, ya que sus consumos cuentan con protecciones de baja tensión sensibles a los niveles de tensión obtenidos en los análisis. Este efecto no ha sido considerado en la modelación, debido a que a la fecha no se cuenta con información técnica detallada de los procesos mineros que permita su incorporación en el modelo utilizado para el análisis.

### **3.1.3 RECOMENDACIONES**

De los análisis realizados, los problemas de suficiencia de la zona generan para ciertos escenarios, tensiones en el límite de lo exigido por la NT.

Debido a esto, en primer lugar es necesario adecuar la Política de Operación vigente, la cual controla las transferencias de potencia entre la Zona Centro y la Zona Norte, considerando para ello los aumentos de capacidad de las Líneas 220 kV Crucero-Lagunas N°1, 220 kV Crucero-María Elena y 220 kV María Elena-Lagunas. La aplicación de dicha Política evita la presencia de sobrecargas en las instalaciones del Sistema de Transmisión, y en forma indirecta, disminuye las subtensiones detectadas en ausencia de la misma, quedando estas acotadas y no resultando críticas para la SyCS del SING.

Considerando los resultados obtenidos de evaluar el desprendimiento de importantes montos de generación ERNC en el horizonte de análisis en la Zona, se considera relevante y prioritario que los propietarios de medios de generación ERNC garanticen mediante verificaciones de diseño y pruebas efectivas, el cumplimiento de los requerimientos que establece la NT en su Artículo 3-7, respecto a su capacidad de soportar contingencias cercanas a sus puntos de conexión, de manera de evitar la operación del Esquema EDAC por Subfrecuencia.

Finalmente, resulta recomendable recopilar información específica de las protecciones por baja tensión que tienen los consumos de Minera Collahuasi, para su correcta modelación, y de esta forma poder determinar de manera más precisa el comportamiento de la tensión en la zona, y si sería necesario en un futuro, la implementación de un EDAC por Subtensión. Actualmente, sin contar con la modelación de estas protecciones, de acuerdo a lo análisis realizados, se concluye que no es necesario en el horizonte de evaluación contar con un esquema de EDAC por subtensión en la Zona.

## **3.2 ZONA CHUQUICAMATA-CALAMA**

### **3.2.1 ANTECEDENTES**

En la actualidad, se encuentra completamente operativo el EDAG por Sobrefrecuencia en el SING, el que ha permitido un control satisfactorio de aquellas contingencias que derivan en una desconexión masiva de carga, evitando así la condición de apagón total que fuera detectado en ausencia de dicho control.

Desde esta perspectiva, considerando que la problemática de subtensión detectada en la Zona Chuquicamata-Calama podría derivar en una problemática de sobrefrecuencia, en caso que se desconecte una parte o la totalidad de los consumos de dicha zona producto de subtensiones, dicha sobrefrecuencia sería controlada mediante la operación del EDAG, preservando la seguridad del sistema.

En el periodo de análisis, no hay cambios topológicos relevantes en la zona, y la demanda en dicha zona no presenta aumentos significativos. Sólo se prevé un aumento de la generación mediante Centrales de ERNC en la Zona de Calama (61 MW el año 2015 y 111 MW el 2016) y 187 MW para el año 2016 en la S/E Encuentro. Dado lo anterior, se estima que las recomendaciones indicadas en el Estudio de Subtensión del 2013 siguen siendo válidas.

Con respecto a la Generación ERNC que se conectará en esta Zona del SING, a la fecha no se cuenta con información técnica relativa a su diseño, en lo que respecta a mantenerse en servicio ante la ocurrencia de contingencias en el sistema de transmisión cercano a sus puntos de conexión. Dado lo anterior, en el presente estudio se han analizado casos en los cuales para una misma contingencia, se considera que las centrales ERNC permanecen conectadas al sistema o se fuerza su desconexión, de manera de evaluar los efectos colaterales de su desconexión intempestiva.

### 3.2.2 ANÁLISIS

Los análisis realizados, muestran la excursión de la tensión en distintos puntos de la zona de Chuquicamata y Calama, ante una falla en las Líneas de 220 kV que abastecen la Zona, mientras se encuentra en mantenimiento la Línea 220kV Chuquicamata-Salar o la Línea 220 kV Crucero-Salar.

Se ha considerado la demanda máxima prevista para la Zona de Chuquicamata, para los años 2015 y 2016, realizando sensibilidades en el despacho sistémico respecto de la penetración de ERNC en el SING.

Además, para el año 2016, en el cual se prevé una alta penetración de energía ERNC en el SING a través de los proyectos de generación que se conectarán en la S/E Calama (Centrales Fotovoltaica San Pedro) y en S/E Encuentro (Centrales Fotovoltaicas Finis Terrae y Blue Sky), se ha analizado el caso más desfavorable, consistente en que debido a una falla en el sistema de transmisión, se presenta una desconexión masiva de las unidades ERNC, por el no cumplimiento del Artículo 3-7 de NT por parte de las unidades ERNC.

Para el caso que suceda lo indicado anteriormente, es decir, se produzca la desconexión de unidades ERNC conectadas en las Zonas de Calama o Encuentro, se produciría la operación de hasta del segundo escalón del EDAC por Subfrecuencia, en función de las centrales desconectadas.

Se exponen a continuación los casos más relevantes analizados.

Casos	Año	Nivel de despacho Generación ERNC	Demanda del Sistema
Caso 1	2015	Despacho máximo: 61 MW en S/E Calama	Demanda máxima
Caso 2	2015	Despacho mínimo: 8 MW en S/E Calama	Demanda máxima
Caso 3	2016	Despacho máximo: 111 MW en S/E Calama y 187 MW en S/E Encuentro	Demanda máxima



**Caso 1: Año 2015, Demanda Máxima Zona Chuquicamata, máximo despacho de ERNC en SING (S/E Calama 61 MW de unidades fotovoltaicas).**

Barra	Año 2015							
	Línea 220 kV Chuquicamata-Salar F/S		Línea 220 kV Chuquicamata-Salar F/S		Línea Chuquicamata-Salar F/S		Línea 220 kV Crucero-Salar F/S	
	Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata y Desconexión 61 MW ERNC de S/E Calama		Falla Línea 220 kV Crucero-Salar y Desconexión de 61MW ERNC de S/E Calama		Falla Línea 220 kV Salar-Calama		Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata y Desconexión de 61 MW ERNC de S/E Calama	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Crucero 220 kV	49.9	1.010	49.84	1.014	49.89	1.018	49.97	1.009
Chuquicamata 220kV		1.010		0.985		1.022		0.670
Chuquicamata S/E 100		0.985		0.957		1.011		0.703
Chuquicamata S/E Km 6		0.985		0.952		1.011		0.703
Salar 220 kV		0.964		0.902		0.999		0.664
Calama 220 kV		0.960		0.900		0.000		0.657
Calama 100 kV		1.026		0.977		0.000		0.681
Observaciones		-Sobrecarga de 32% en transformador 220/110 de S/E Salar. La sobrecarga presentada es independiente de la desconexión de las Centrales ERNC de la Zona.		-No se presentan sobrecargas en el sistema.		-No se presentan sobrecargas en el sistema. - Desconexión de centrales ERNC conectadas en S/E Calama 220 kV (incumplimiento Art 3-7)		-Sobrecarga en Líneas 110kV que van desde la Central Tocopilla hasta la zona de Chuquicamata (aprox. 50%). -Se produce una baja tensión en la zona de Chuquicamata, la que se debiera subsanar con las protecciones de baja tensión que existen en la zona, desconectando carga y posible operación del primer escalón del EDAG por Sobrefrecuencia.

**Caso 2: Año 2015, Demanda Máxima Zona Chuquicamata, mínimo despacho de ERNC en SING (S/E Calama 8 MW de unidades fotovoltaicas).**

Barra	Año 2015							
	Línea 220 kV Chuquicamata-Salar F/S		Sin mantenimientos en la Zona		Línea 220 kV Chuquicamata-Salar F/S		Línea 220 kV Crucero-Salar F/S	
	Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata		Falla Línea 220 kV Salar-Calama		Falla Línea 220 kV Crucero-Salar		Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Crucero 220 kV	50.00	1.010	49.93	1.013	49.99	1.010	50.03	1.009
Chuquicamata 220kV		0.969		1.007		0.975		0.609
Chuquicamata S/E 100		0.969		1.010		0.950		0.640
Chuquicamata S/E Km 6		0.972		1.010		0.943		0.645
Salar 220 kV		0.952		0.980		0.844		0.602
Calama 220 kV		0.951		0.000		0.840		0.596
Calama 100 kV		1.017		0.000		0.893		0.609
Observaciones		-Sobrecarga de 27% en transformador 220/110 S/E Salar. La sobrecarga presentada es independiente de la desconexión de las Centrales ERNC de la Zona.		-No se presentan sobrecargas en el sistema. -Desconexión de centrales ERNC conectadas en S/E Calama 220 kV		-No se presentan sobrecargas en el sistema.		-Sobrecarga en Líneas 110kV que van desde la Central Tocopilla hasta la zona de Chuquicamata (aprox. 40 %) y en los ATR de S/E Tocopilla (13%). -Se produce una baja tensión en la zona de Chuquicamata, la que se debiera subsanar con las protecciones de baja tensión que existen en la zona, desconectando carga y operando el primer escalón del EDAG por Sobre frecuencia.

**Caso 3: Año 2016, Demanda Máxima Zona Chuquicamata, máximo despacho de ERNC en SING (Calama 111 MW de unidades fotovoltaicas, Encuentro 187 MW de unidades fotovoltaicas).**

Barra	Año 2016							
	Línea 220 kV Chuquicamata-Salar F/S Desconexión de ERNC zona Calama (111 MW)		Línea 220 kV Chuquicamata-Salar F/S Sin desconexión de ERNC zona Calama		Línea 220 kV Crucero-Salar F/S Sin desconexión de ERNC zona Calama		Línea 220 kV Crucero-Salar F/S Desconexión de ERNC zona Calama (111 MW)	
	Falla Línea 220 kV Crucero-Salar		Falla Línea 220 kV Crucero-Salar		Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata		Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Crucero 220 kV	49.54	1.018	49.95	1.020	49.95	1.020	49.54	1.017
Chuquicamata 220kV		1.005		1.015		0.890		0.687
Chuquicamata S/E 100		0.962		0.967		0.900		0.692
Chuquicamata S/E A		0.962		0.967		0.900		0.692
Chuquicamata S/E Km 6		0.957		0.963		0.900		0.691
Salar 220 kV		0.917		0.896		0.883		0.681
Salar 100 kV		0.956		0.963		0.902		0.692
Calama 220 kV		0.914		0.893		0.879		0.677
Calama 100 kV		0.954		0.925		0.909		0.695
Observaciones		-No se presentan sobrecargas en el sistema. -Desconexión hacia el sistema de centrales ERNC conectadas en S/E Calama 220 kV. -Se produce la operación del primer escalón del EDAC por subfrecuencia.		-No se presentan sobrecargas en el sistema.		-No se presentan sobrecargas en el sistema. -Se produce una baja tensión en la zona de Chuquicamata, la que se debiera subsanar con las protecciones de baja tensión que existen en la zona, desconectando carga y operando el EDAG por Sobre frecuencia.		Se sobrecargan las líneas desde Tocopilla en 110 kV (56%) y la Línea 110 kV Chuquicamata-A N° 1 y 2 (11.3%). -Se produce operación de primer escalón del EDAC por subfrecuencia.

Del análisis realizado para el año 2015, se observa que ante la ocurrencia de una contingencia en la Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata, estando la Línea 220 kV Crucero-Salar fuera de servicio, se observa lo siguiente:

- En los casos donde producto de la baja tensión que presente la Barra Calama 220 kV durante la contingencia, si se desconectan las Centrales ERNC de la Zona, el sistema Chuquicamata-Calama queda en una condición crítica, debido a que las tensiones post contingencia quedan en torno a 0.68 pu, sobrecargándose las líneas de 110 kV que van desde Central Tocopilla hasta la zona de Chuquicamata.
- Cabe mencionar que la condición crítica descrita en el párrafo anterior, se verifica de igual modo aun que las Centrales ERNC de la Zona de Calama permanezcan en servicio.
- Es importante destacar que se ha observado que los consumos de la Zona de Chuquicamata tienen protecciones de baja tensión, por lo que se estima que éstos se desconectarían, mejorando de esta forma las tensiones post contingencia de la Zona Chuquicamata-Calama.
- Respecto al comportamiento dinámico de la tensión en la zona, se observa que la tensión desciende transitoriamente por debajo de los 0.7 pu luego de 10 ms de despejada la contingencia, permaneciendo por debajo de los 0.8 pu, por un tiempo superior a 1 segundo, por lo que no se cumple con lo indicado en el artículo 5-39 de la NT (ver gráficos de resultados de Anexo 5.1).

Si consideramos la misma condición descrita, pero en el escenario de análisis del año 2016, se observa lo siguiente:

- Si las Centrales ERNC de la Zona de Calama se desconectan producto de la baja tensión que presenta la Barra Calama 220 kV durante la contingencia, se prevé que su desconexión implicaría la operación del primer escalón del esquema EDAC por Subfrecuencia, además de presentarse tensiones críticas en la Zona Chuquicamata-Calama, similares a las descritas para el escenario de operación del año 2015, sobrecargándose las líneas de 110 kV que van desde Central Tocopilla hasta la zona de Chuquicamata.
- Si las Centrales ERNC de la Zona de Calama no se desconectan producto de la baja tensión que presenta la Barra Calama 220 kV durante la contingencia, se estima que las tensiones en la Zona Chuquicamata-Calama quedarían en torno a 0.9 pu, en cuyo caso también podrían producirse desprendimientos de consumos producto de sus protecciones de subtensión, pero en menor medida.

Se puede concluir que para el año 2016, se considera relevante que las Centrales ERNC en la Zona de Calama (proyecto San Pedro), cumplan con los requerimientos estipulados en el Artículo 3-7 de NT, esto es, mantenerse en servicio cuando se presenten contingencias cercanas a sus puntos de conexión. De lo contrario, debido a los montos de generación ERNC conectados en la zona, se prevé que su desconexión implicará la operación hasta el primer escalón del esquema EDAC por Subfrecuencia.

### **3.2.3 RECOMENDACIONES**

Considerando los resultados obtenidos de evaluar el desprendimiento de importantes montos de generación ERNC en el horizonte de análisis de la Zona, se considera importante y prioritario que los propietarios de medios de generación ERNC garanticen mediante verificaciones de diseño y pruebas efectivas, la permanencia en servicio de estas unidades cuando se presenten contingencias simples cercanas a sus puntos de conexión, de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 3-7 de NT. Lo anterior, debido a que el hecho de que ante la ocurrencia de una contingencia en la Zona, las Centrales ERNC permanezcan en servicio en la Zona Chuquicamata-Calama, tiene directa incidencia en que las tensiones post contingencia sean más altas que en el caso en que éstas se desconectan. Adicionalmente, la desconexión de las Centrales ERNC, implicaría la operación del esquema EDAC por Subfrecuencia.

Debido a la relevancia que tiene la correcta modelación de los consumos de la Zona de Chuquicamata, es necesario recopilar los antecedentes relacionados con: montos de desconexión por baja tensión, sensibilidad de la carga en función de la tensión, ajustes de protecciones, etc. Esta información debe ser solicitada a los respectivos Coordinados, y será esencial para poder determinar de manera más precisa el comportamiento de la tensión en la zona, y si sería efectivamente necesario la implementación de un EDAC por Subtensión.

### **3.3 ZONA ESCONDIDA-ZALDÍVAR**

#### **3.3.1 ANTECEDENTES**

Actualmente, la Zona de Escondida-Zaldívar presenta dificultades en el control de tensión de las barras de la Zona, esto se debe a los aumentos progresivos de demanda en la zona y a su lejanía de los principales elementos de control de tensión de la Zona, esto es las unidades generadoras de Central Gasatacama, Central Angamos y las unidades generadoras conectadas a S/E Chacaya. Considerando las previsiones de demanda de la Zona, se estima que el control de tensión en la zona se hará aún más crítico durante el año 2015.

Esta situación, se verá en parte aminorada, debido a la conexión de un equipo SVC en S/E Domeyko (por proyecto OGP1), el cual es indispensable para mantener las tensiones de operación conforme a lo indicado en NT.

Para el año 2016, de acuerdo a lo indicado en las secciones 2.7.2 y 2.7.3 del presente Estudio, se han informado importantes cambios topológicos en la Zona, debido a la construcción de nuevas líneas de transmisión, nuevas subestaciones seccionadoras y a la conexión al sistema de la Central Térmica Kelar de BHP Billiton. Bajo esta nueva condición topológica, se estima que no se verificarán problemas de subtensión en la Zona.

Cabe destacar que para los análisis correspondientes al año 2015, se han considerado dos escenarios de operación, el primero con máxima demanda, lo que implica el despacho de un ciclo completo de la Central Gasatacama, mientras que el segundo escenario corresponde a la demanda mínima, en cuyo caso no se despachan las unidades de la Central Gasatacama.

#### **3.3.2 ANÁLISIS**

Los análisis realizados para el año 2015, muestran la excursión de la tensión en distintos puntos de la Zona, considerando las siguientes contingencias e indisponibilidades de instalaciones:

Mantenimiento	Contingencia analizada
<b>Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins</b>	- Uno de los circuitos de la Línea 220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar - Uno de los circuitos de la Línea 220 kV Atacama-Domeyko, - Línea 220 kV Chacaya-Mejillones
<b>Uno de los circuitos de la Línea 220 kV Atacama-Domeyko</b>	- Uno de los circuitos de la Línea 220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar - Uno de los circuitos de la Línea 220 kV Atacama-Domeyko, Línea 220 kV Chacaya-Mejillones
<b>SVC (120 MVAR) conectado a S/E Domeyko</b>	- Uno de los circuitos de la Línea 220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar - Uno de los circuitos de la Línea 220 kV Atacama-Domeyko, Línea 220 kV Chacaya-Mejillones
<b>SVC (120 MVAR) conectado a S/E Domeyko</b>	- Línea 220 kV Chacaya-Mejillones

En el caso de demanda máxima y al encontrarse en mantenimiento cualquiera de las líneas mencionadas o el SVC, se observa que en condiciones de operación normal, la Zona Escondida presenta tensiones en las barras de 220 kV bajo los 0.92 pu. En este caso, se observa que para mejorar los niveles de tensión en condiciones de demanda máxima, es posible conectar en vacío la Línea de 345 kV Salta-Andes, en cuyo caso no se verifican problemas de subtensión en la Zona analizada. Si la conexión de la Línea 345 kV Salta-Andes no fuese posible, es posible tomar otras acciones tales como despacho de generación forzada y de no ser esto suficiente, aplicación de DMC a las demandas de la zona.

Con respecto al año 2016, se han informado importantes cambios topológicos en el sistema de transmisión de la Zona de Minera Escondida, los cuales se indican en la sección 2.4, siendo las principales las siguientes:

- Construcción de S/E Kapatur y seccionamiento de la Línea 2x220 kV Angamos-Laberinto en S/E Kapatur.
- Conexión al sistema de Central Térmica Kelar de 517 MW, a través de una línea de un doble circuito, la que se conectará a S/E Kapatur.
- Ampliación de la S/E O'Higgins.
- Seccionamiento de la Línea 2x220 kV Atacama-Domeyko en S/E O'Higgins.
- Nueva Línea 2x220 kV Kapatur-O'Higgins.
- Nueva Línea 220 kV O'Higgins-Coloso

Una vez que se produzca la puesta en servicio de todas las instalaciones indicadas, no se prevén problemas de tensión en la Zona de Escondida-Zaldívar, aún en el caso de presentarse una contingencia simple bajo el escenario más exigente, esto es demanda máxima y considerando fuera de servicio las centrales Kelar y Gasatacama, y mantenimiento simultáneo del SVC de S/E Domeyko.

A continuación se detallan los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas.

**Caso 1: Año 2015. Demanda Máxima Zona Escondida.**

Barra	Año 2015							
	Todo en servicio		SVC F/S		F/S Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins		F/S Línea 220 kV Atacama-Domeyko N°1	
	Falla SVC Domeyko		Falla Línea 220 kV Atacama-Domeyko N°1		Falla Línea 220 kV Atacama-Domeyko N°1		Falla Línea 220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar N°1	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Chacaya 220kV	50.06	1.018	50.03	1.018	50.05	1.018	50.03	1.014
Atacama 220kV		1.023		1.020		1.024		1.033
Domeyko 220kV		0.934		0.906		0.904		0.934
Zaldívar 220kV		0.940		0.914		0.911		0.937
N. Zaldívar 220kV		0.940		0.915		0.911		0.937
Escondida 220kV		0.934		0.907		0.905		0.933
Laberinto 220kV		0.985		0.945		0.970		0.992
Sulfuros 220kV		0.934		0.906		0.904		0.933
Laguna Seca 220kV		0.924		0.895		0.894		0.923
OGP1 220kV		0.929		0.902		0.900		0.928
O'Higgins 220 kV		0.980		0.966		0.893		0.979
Coloso 220 kV		0.976		0.944		0.889		0.958
Mejillones 220 kV		1.022		1.019		1.026		1.026
Andes 220 kV		0.948		0.925		0.919		0.945
Observaciones		-Tensiones iniciales muy disminuidas sin la presencia del SVC Domeyko. Sin el SVC se debe limitar la demanda a abastecer en la Zona de Escondida (Valores en torno a 0.94 pu sin SVC) o conectar en vacío de Línea 345 kV Salta-Andes.		-Tensiones iniciales muy disminuidas aun con la presencia del SVC Domeyko. Para este mantenimiento se debe limitar la demanda a abastecer en la Zona de Escondida (Valores en torno a 0.94 pu) o conectar en vacío la Línea 345 kV Salta-Andes.				

**Caso 2: Año 2015. Demanda Mínima Zona Escondida.**

Barra	Año 2015 Demanda Mínima							
	Todo en servicio		SVC F/S		F/S Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins		SVC F/S	
	Falla SVC Domeyko		Falla Línea 220 kV Atacama-Domeyko N°1		Falla Línea 220 kV Atacama-Domeyko N°1		Falla Línea 220 kV Chacaya-Mejillones	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Chacaya 220kV	50.06	1.020	50.03	1.027	50.03	1.027	50.04	1.028
Atacama 220kV		0.996		1.003		1.005		0.980
Domeyko 220kV		0.951		0.943		0.959		0.917
Zaldívar 220kV		0.957		0.951		0.963		0.926
Nueva Zaldívar 220kV		0.957		0.951		0.964		0.926
Escondida 220kV		0.951		0.944		0.959		0.918
Laberinto 220kV		0.992		0.994		0.995		0.980
Sulfuros 220kV		0.951		0.943		0.959		0.917
Laguna Seca 220kV		0.942		0.934		0.950		0.907
OGP1 220kV		0.952		0.945		0.960		0.919
O'Higgins 220 kV		0.985		0.980		0.946		0.907
Coloso 220 kV		0.981		0.982		0.942		0.902
Mejillones 220 kV		1.019		1.026		1.027		0.907
Andes 220 kV		0.965		0.960		0.969		0.835
Observaciones								-Tensiones iniciales muy disminuidas sin la presencia del SVC. Para este mantenimiento se debe limitar la demanda a abastecer en la Zona de Escondida o la conexión de Línea Salta-Andes.



**Caso 3: Año 2016. Demanda Máxima Zona Escondida.**

Barra	2016 Demanda Máxima			
	SVC F/S		Sin mantenimientos	
	Falla Línea 220 kV Chacaya-Mejillones		Falla Línea 220 kV Chacaya-Mejillones	
	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]	Frec máx/min [Hz]	Tensión final [pu]
Chacaya 220kV	50	1.029	50	1.027
Atacama 220kV		1.007		1.018
Kapatur 220 kV		1.022		1.026
Domeyko 220kV		0.953		0.993
Zaldívar 220kV		0.957		0.993
Nueva Zaldívar 220kV		0.958		0.993
Escondida 220kV		0.953		0.991
Laberinto 220kV		0.992		1.005
Sulfuros 220kV		0.952		0.992
Laguna Seca 220kV		0.946		0.986
Óxidos 220kV		0.952		0.992
OGP1 220kV		0.952		0.993
O'Higgins 220 kV		1.003		1.019
Coloso 220 kV		0.961		1.015
Mejillones 220 kV		1.003		1.019
Andes 220 kV		0.963		0.995
Observaciones	-No se prevén problemas de tensión para el escenario analizado.		-No se prevén problemas de tensión para el escenario analizado.	

Del análisis realizado, se observa que con la demanda proyectada para el años 2015, al considerar escenarios de operación críticos, caracterizados por el mantenimiento de las líneas que más inciden en el nivel de subtensión de la zona, como lo son la Línea 220 kV Atacama-Domeyko o la Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins, en régimen permanente y post-contingencia, las tensiones en la Zona queden fuera del rango establecido en la NT para el estado de emergencia. Esto se vuelve aún más crítico si se consideran lo aumentos de demanda previstos en la Zona o si el SVC de S/E Domeyko 220 kV se encuentra fuera de servicio. Considerando lo anterior, para evitar que las tensiones queden fuera del rango establecido en la NT, en los casos de mantenimiento en la zona, es necesario programarlos con bajas de demanda en la zona y/o realizarlos con la Línea de 345 kV Salta-Andes conectada en vacío a S/E Andes.

Adicionalmente, se verifica que no es factible realizar el mantenimiento de la Línea 220 kV Chacaya-Mejillones, aún con el SVC de Domeyko en servicio, para el escenario de demanda máxima de la Zona, puesto que las unidades generadoras que más inciden en la regulación de tensión de la Zona, superan su capacidad de aporte de potencia reactiva. En este caso, el mantenimiento debe ser realizado con la Línea de 345 kV Salta-Andes conectada en vacío a S/E Andes y/o con un nivel de generación de Central Gasatamarca más alto.

No obstante lo anterior, si bien la tensión en estado estacionario se encuentra por debajo de lo establecido en la NT, en estado transitorio no se observan valores fuera de rango de NT, que pudieran indicar que el sistema se acerca a un colapso de tensión, por lo que no se requeriría un EDAC por subtensión. En estos casos, es posible normalizar la tensión post contingencias mediante el control de tensión de las unidades generadoras despachadas, y en caso de que esto no sea suficiente, mediante la aplicación de DMC.

Con respecto a lo analizado para el año 2016, no se prevén problemas de tensión en la Zona Escondida-Zaldívar.

### **3.3.3 RECOMENDACIONES**

Para el año 2015, se sugiere evaluar las alternativas topológicas y de demanda necesaria para evitar las posibles sobrecargas de las líneas de transmisión y/o problemas de subtensión que se pudieran presentar, con motivo realización de mantenimientos en el sistema de transmisión que abastece la zona.

Para el caso de mantenimientos de Líneas críticas de la Zona o del SVC de S/E Domeyko, se recomienda realizar estos mantenimientos en períodos de baja demanda de la Zona y/o la conexión de la Línea de 345 kV Salta-Andes o el despacho forzado de unidades de la Central Gasatacama.

Por otro lado, al igual que para las demás zonas analizadas, los consumos de la zona podrían presentar desconexiones por variaciones de tensión en el sistema. Es por ello que es relevante contar con dicha información para su correcta modelación, y determinar de esta forma si sería necesario implementar un EDAC por Subtensión en la zona.

### **3.4 OTRAS ZONAS DEL SING**

- Dados los importantes montos de generación ERNC previstos a conectarse durante el año 2016, tanto en S/E Encuentro (187 ME asociados a los proyectos Finis Terrae y Blue Sky) como en S/E Laberinto (146 MW asociados a proyecto Bolero), se considera relevante y prioritario que los propietarios de estos medios de generación ERNC garanticen mediante verificaciones de diseño y pruebas efectivas, el cumplimiento de los requerimientos que establece la NT en su Artículo 3-7, esto es, mantenerse en servicio cuando se presenten contingencias cercanas a sus puntos de conexión. De lo contrario, debido a los montos de generación ERNC conectados en la zona, su desconexión podría producir la operación del esquema EDAC por Subfrecuencia.

## 4. CONCLUSIONES

---

El presente Estudio tiene por objeto revisar la presencia de eventuales problemas de subtensión en el SING, enfocando los análisis en las Zonas Norte, Chuquicamata-Calama y Escondida-Zaldívar, y que pudieran requerir la implementación de un EDAC por Subtensión.

Los análisis realizados permiten concluir, de manera general, lo siguiente:

- Considerando los resultados obtenidos de evaluar el desprendimiento de importantes montos de generación ERNC en el horizonte de análisis de las Zonas analizadas, se considera importante y prioritario que los propietarios de medios de generación ERNC, garanticen mediante verificaciones de diseño y pruebas efectivas, la permanencia en servicio de estas unidades cuando se presenten contingencias simples cercanas a sus puntos de conexión, de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 3-7 de NT. Lo anterior, debido a que ante la ocurrencia de una contingencia, la permanencia en servicio de las Centrales ERNC tiene directa incidencia en que las tensiones post contingencia sean más altas que en el caso en que éstas se desconectan. Adicionalmente, la desconexión de las Centrales ERNC, implicaría la operación del esquema EDAC por Subfrecuencia.
- En base a la experiencia adquirida en la operación del sistema, se ha observado que los consumos mineros de cada zona podrían presentar desconexiones por variaciones de tensión en el sistema. Es por ello que es relevante contar con información detallada de los procesos mineros para mejorar la modelación de éstos.
- En los casos analizados, en particular para la Zona Escondida-Zaldívar, los análisis han sido realizados sin considerar la futura interconexión con el sistema SADI, de manera de verificar los casos más exigentes en cuanto al control de tensión.
- Para todas las Zonas en análisis, no se verifica necesario la implementación de un esquema EDAC por Subtensión para el período de evaluación del presente Estudio.

Los análisis realizados permiten concluir, para cada Zona analizada, lo siguiente:

### a) Zona Norte

- La aplicación de la Política de Operación de la Zona Norte actualmente vigente, la cual se verá modificada debido al aumento de capacidad de las Líneas 220 kV Crucero-Lagunas N°1, 220 kV Crucero-María Elena y 220 kV María Elena-Lagunas, evita sobrecargas en las instalaciones de transmisión ante la ocurrencia de contingencias simples, y en forma indirecta, la presencia de subtensiones; de este modo se concluye que, mientras se encuentre en aplicación dicha Política de Operación, no resulta relevante implementar un EDAC por subtensión.
- De acuerdo a los análisis efectuados, se destaca que los equipos de compensación de potencia reactiva de la Zona, permiten un adecuado control de la tensión en ésta. Sin embargo, considerando las conclusiones del Estudio EDAC por Subfrecuencia 2015, se estima que la incorporación de equipos FACTS, como apoyo al control dinámico de la tensión en la Zona, contribuirían a mitigar las problemáticas de tensión y estabilidad mencionadas en dicho estudio.

## **b) Zona Chuquicamata-Calama**

- El EDAG por sobrefrecuencia actualmente disponible en el SING permite un control satisfactorio de aquellas contingencias que deriven en una desconexión masiva de carga, si así resultara, producto de la condición inicial de subtenensión que pueda ser experimentada.
- En este sentido, si bien un EDAC por subtenensión podría evitar la desconexión de un bloque de los consumos de la zona, la información que caracteriza el monto de desconexión y la sensibilidad de las cargas en función de la tenensión resulta de difícil determinación, por lo que dichos antecedentes deben ser informados por los respectivos Coordinados.

## **c) Zona Escondida**

- Para el abastecimiento de la demanda máxima proyectada en la Zona de Escondida, en particular ante la entrada en servicio del nuevo proyecto OGP1, se verifica que es fundamental la presencia del equipo SVC a conectarse en S/E Domeyko 220 kV. Al estar este equipo conectado, no se detectaron problemas de Subtenensión en esta Zona del Sistema que implicaran un riesgo de colapso de tenensión global del SING. Sin embargo, para ciertas contingencias, se presentan tensiones que quedan en el límite del rango establecido en la NT, en cuyo caso se deberá proceder a controlar la tenensión mediante las Centrales Atacama, Mejillones, Hornito, Andina y Angamos, y en caso de que esto no sea suficiente, la aplicación de DMC en los consumos de la zona. Se observa además, que ante mantenimientos en el equipo SVC, para abastecer la demanda de la Zona Escondida con tensiones en los rangos permitidos de la NT, se puede recurrir a la conexión en vacio de la Línea de 345 kV Salta-Andes o al despacho forzado de unidades de la central Gasatacama.
- Dado que la demanda prevista para el año 2016 presenta un aumento considerable en comparación con la demanda actual del SING, junto con importantes cambios topológicos proyectados para el ese mismo año, en particular la alta penetración de ERNC, entrada en servicio de las centrales térmicas Kelar de BHP Billiton y Cochrane de Empresa Eléctrica Cochrane SpA y los cambios en el sistema de transmisión proyectados para la Zona de Escondida, los resultados presentados en este informe podrían requerir una revisión el año 2016, dada la información preliminar con la que se cuenta actualmente para realizar los análisis. De ser necesario, la DO actualizará el presente Estudio, considerando lo planteado anteriormente.

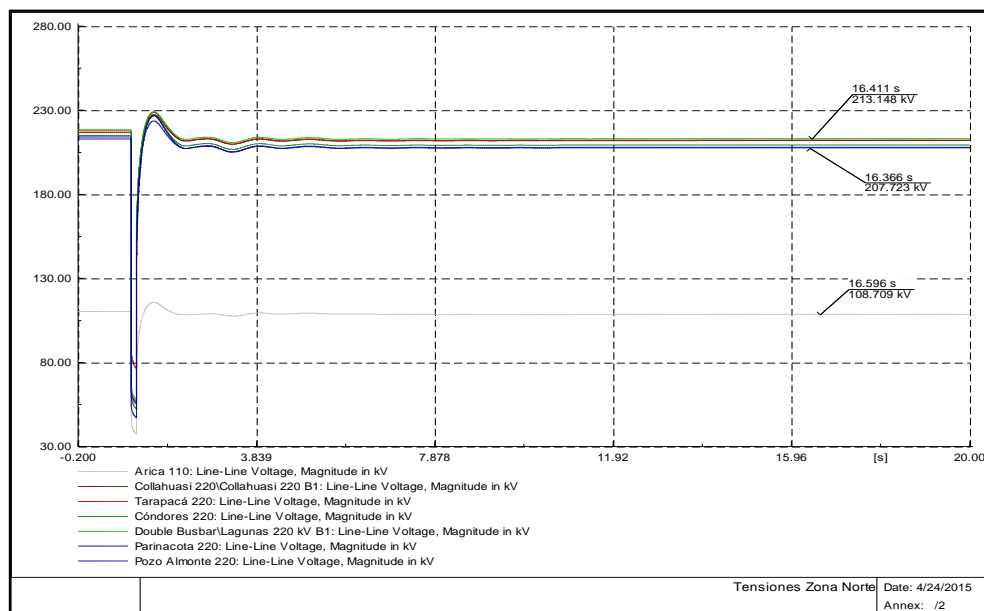
## 5. ANEXOS

### 5.1 GRÁFICOS

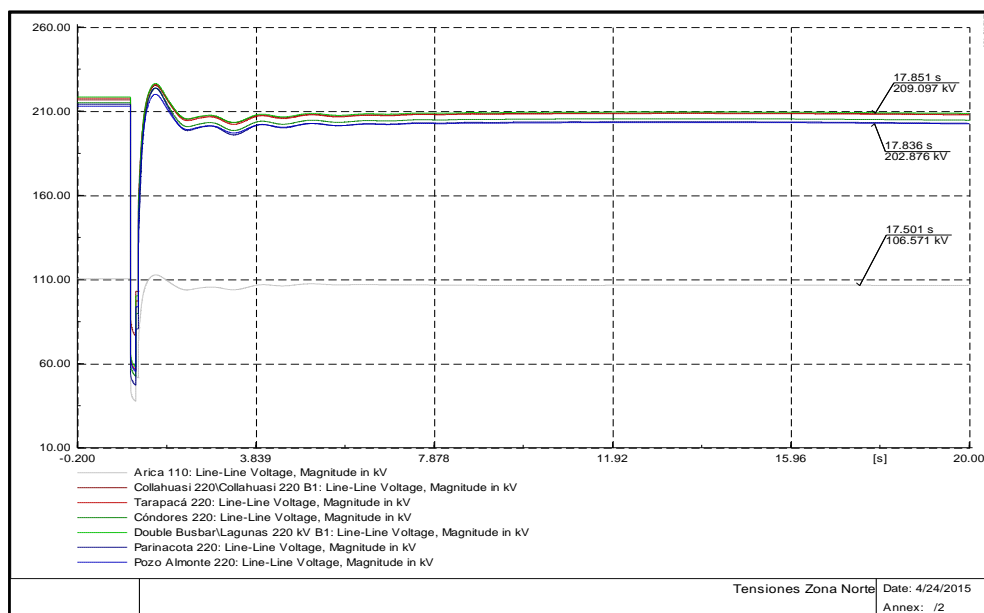
#### 5.1.1 ZONA NORTE

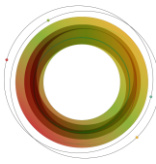
**Caso 1: Año 2015. Unidad CTTAR fuera de servicio, despacho máximo de ERNC en la Zona (41 MW de unidades fotovoltaicas), demanda máxima del sistema.**

- 2015: Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1.

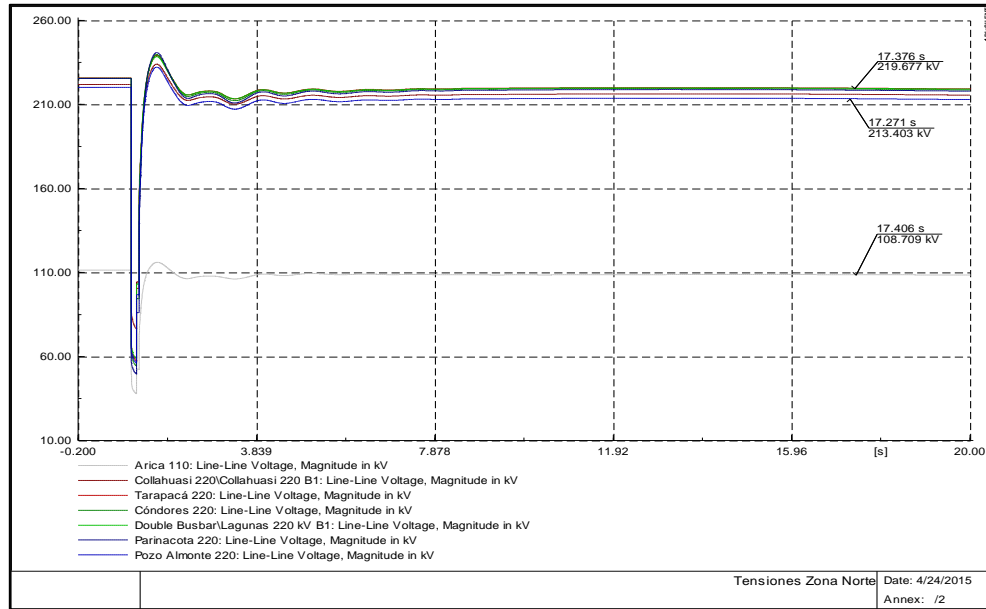


- 2015: Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1. Desconexión desconexión de 41 MW de ERNC en la Zona

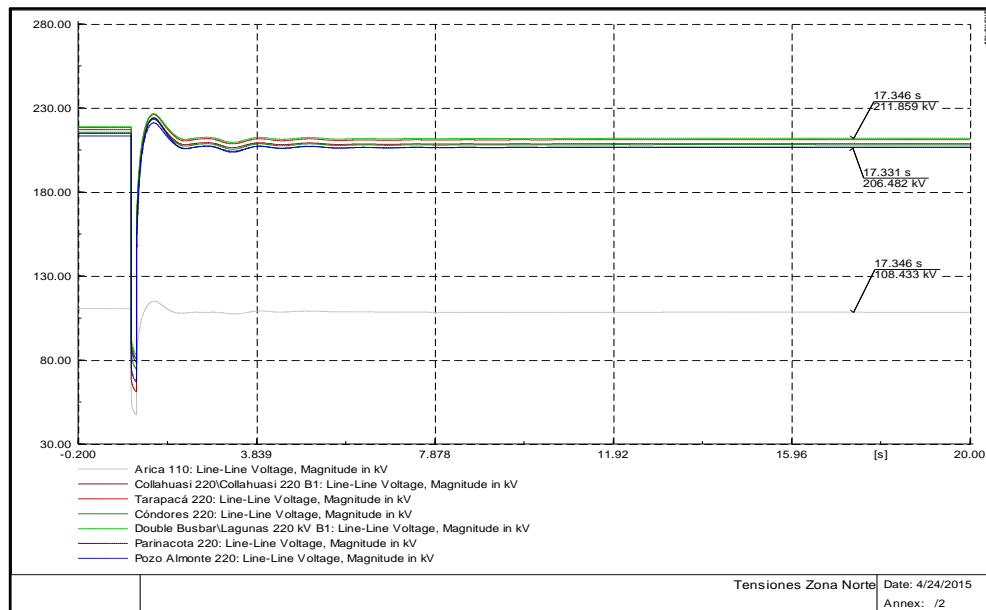




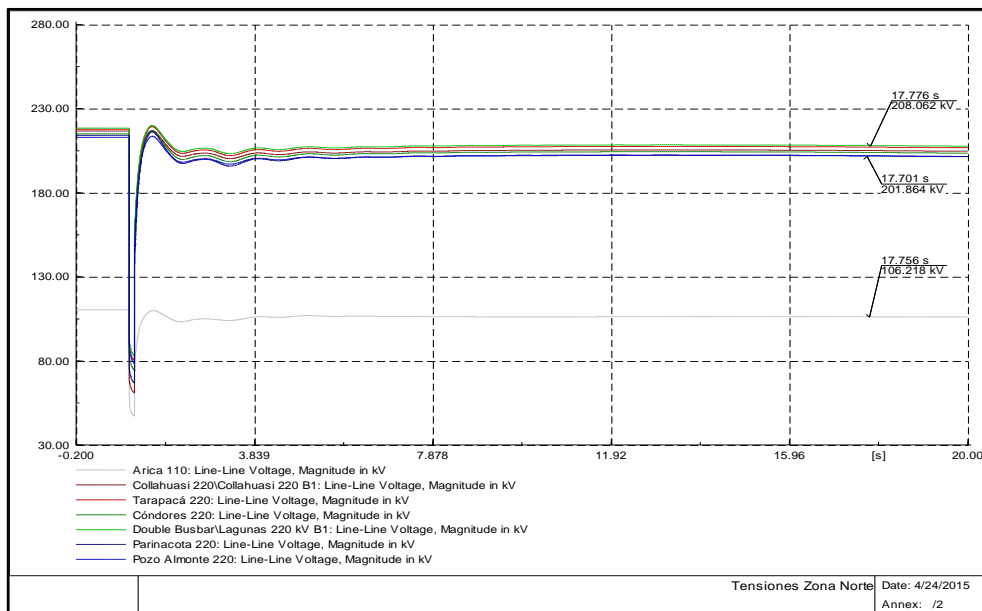
- 2015: Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1. Desconexión de 41 MW ERNC en la Zona. Condensador de Lagunas 60 Mvar en servicio.



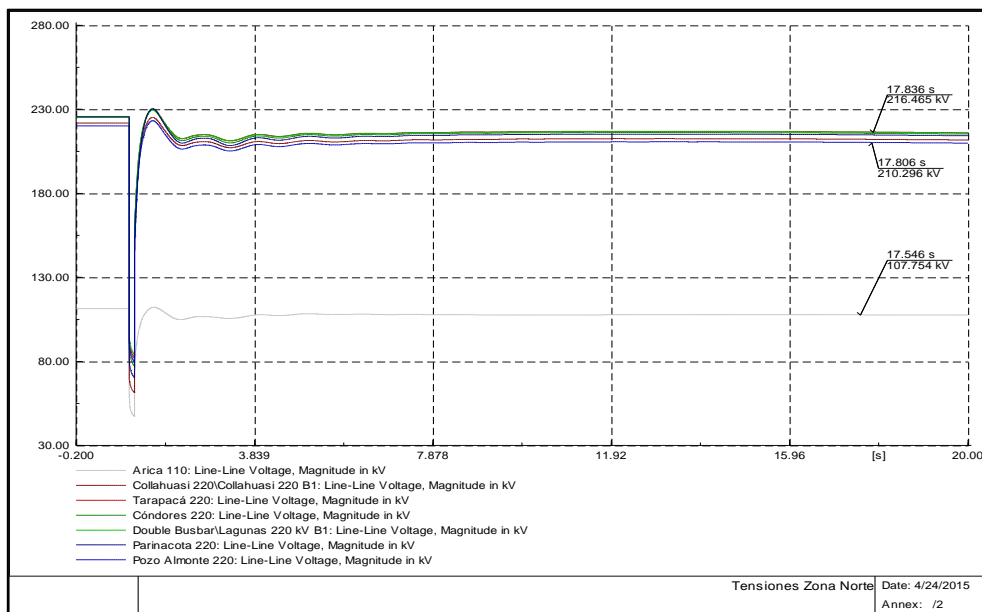
- 2015: Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2



- 2015: Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2. Desconexión de 41 MW de ERNC en la Zona.

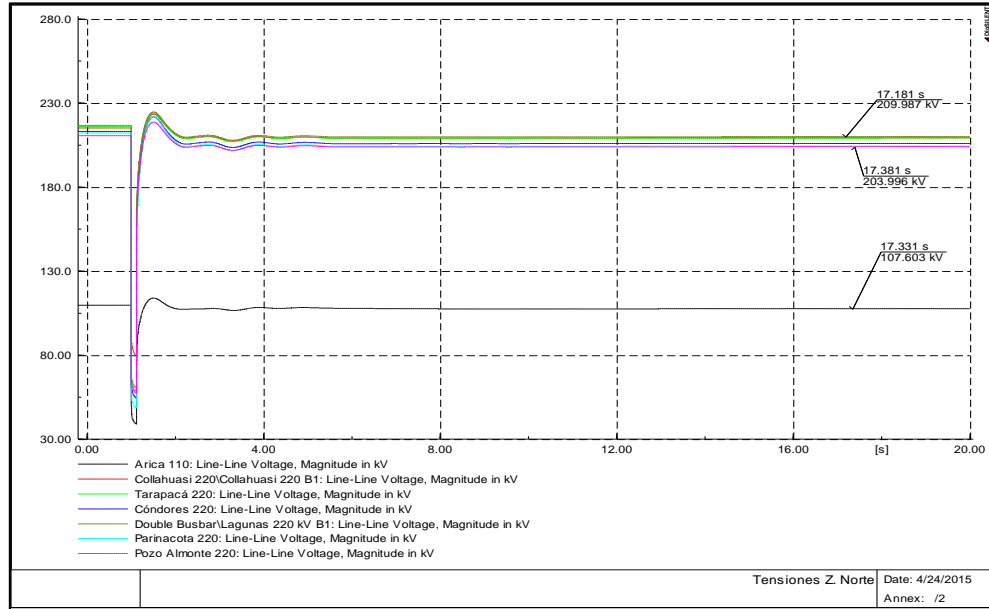


- 2015: Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2. Desconexión de 41 MW de ERNC en la Zona. Condensador de 60 Mvar de S/E Lagunas en servicio.

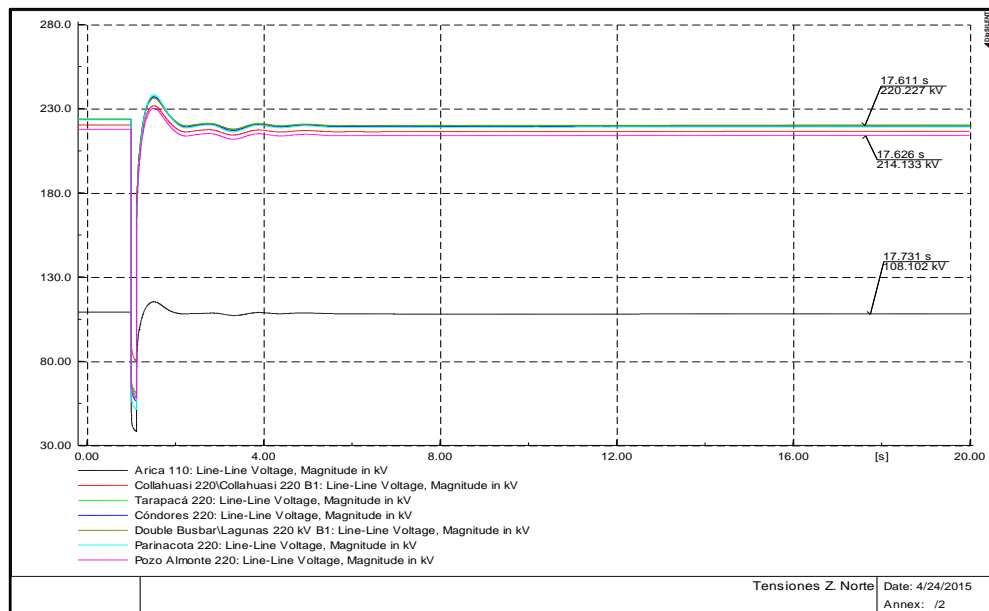


**Caso 2: Año 2015. Unidad CTTAR fuera de servicio, mínimo despacho de ERNC en la Zona (4 MW de unidades fotovoltaicas), demanda máxima del sistema.**

- 2015: Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1

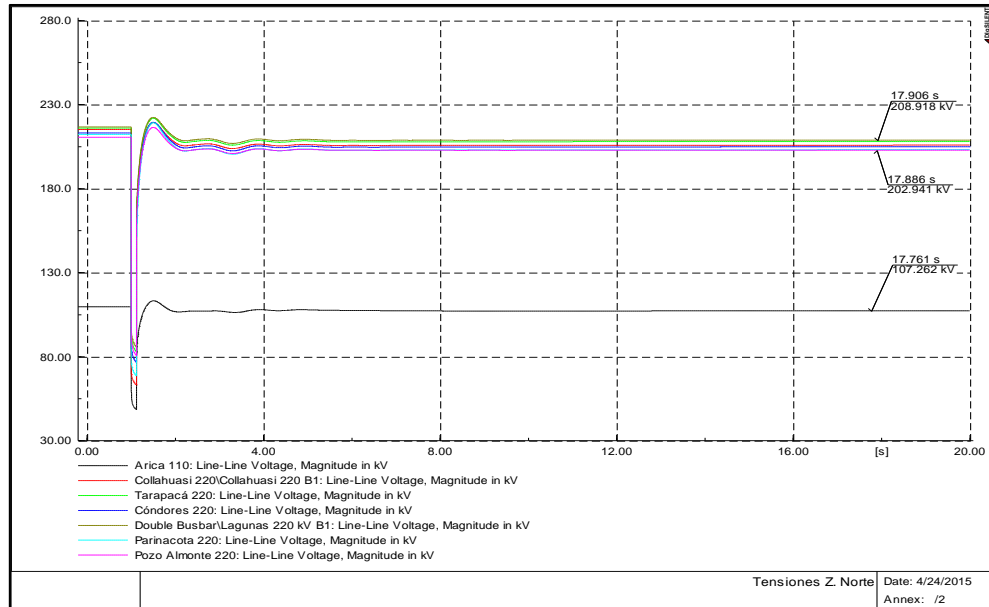


- 2015: Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1. Condensador de 60 Mvar de S/E Lagunas en servicio.

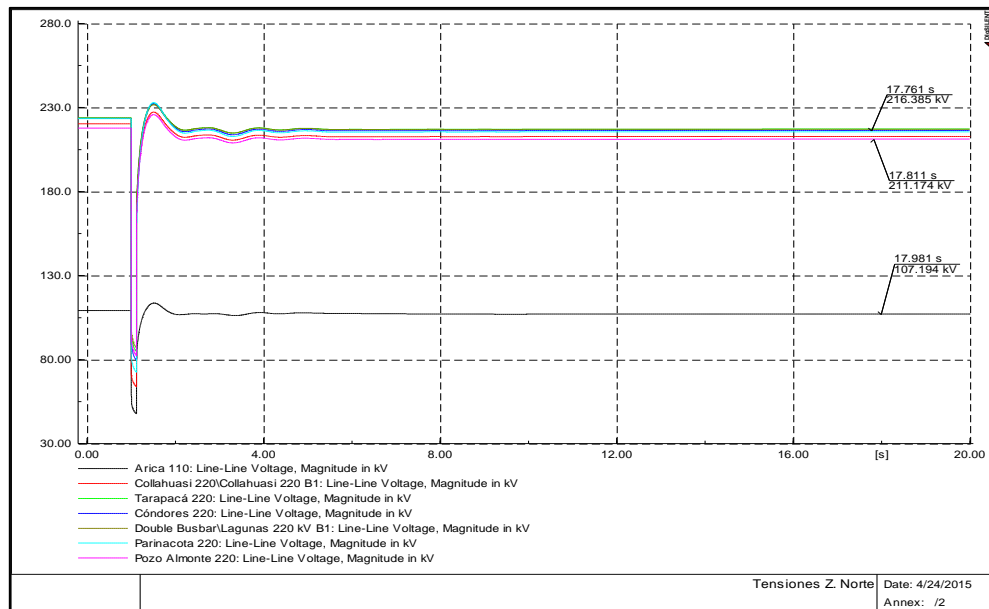




- 2015: Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2.

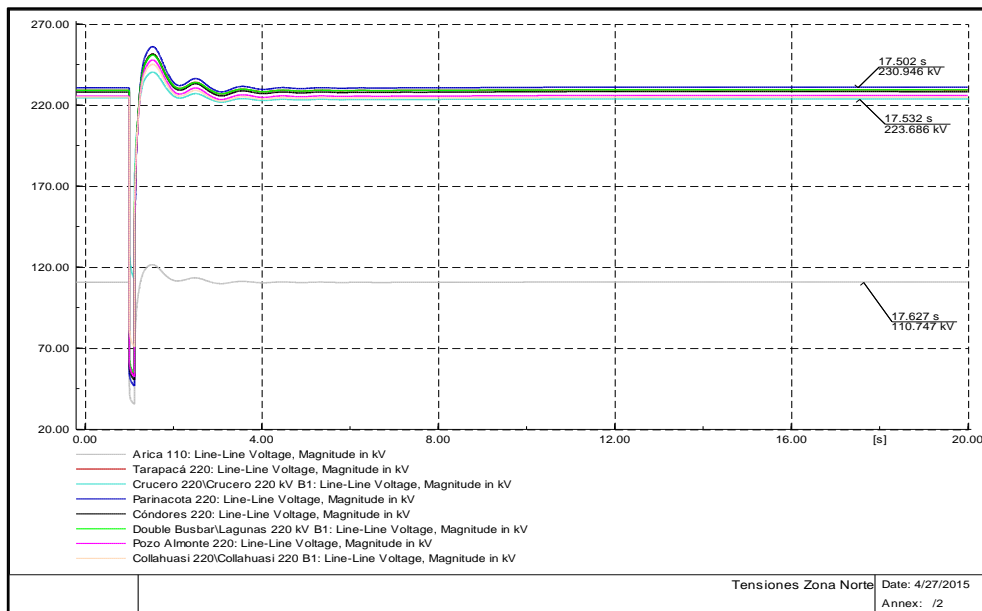


- 2015: Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2. Condensador de 60 Mvar de S/E Lagunas en servicio.

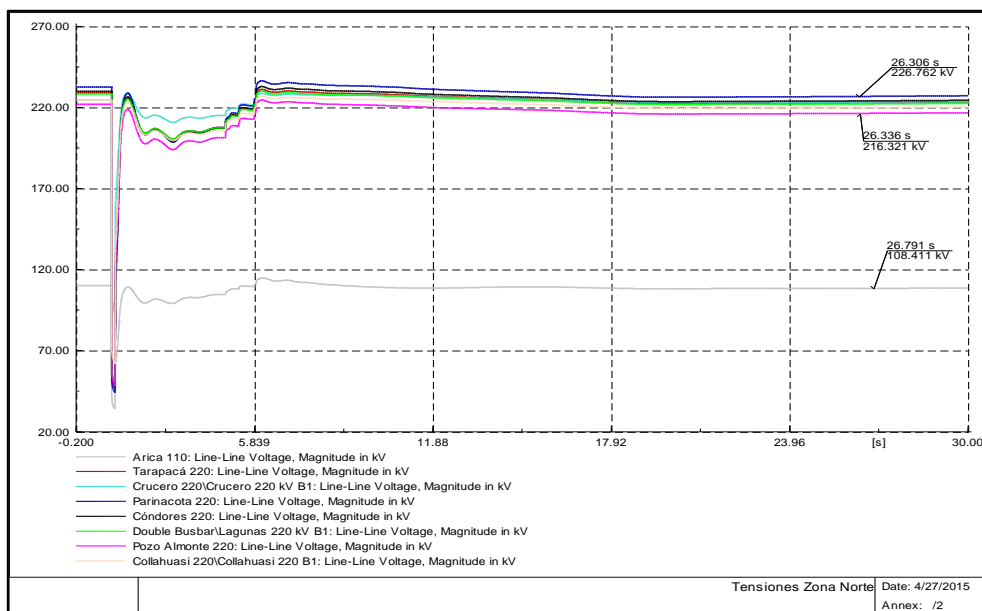


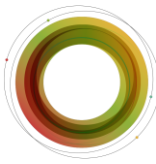
**Caso 3: Año 2016. Unidad CTTAR fuera de servicio, máximo despacho de ERNC en la Zona (276 MW de unidades fotovoltaicas), demanda máxima del sistema.**

- 2016: Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1

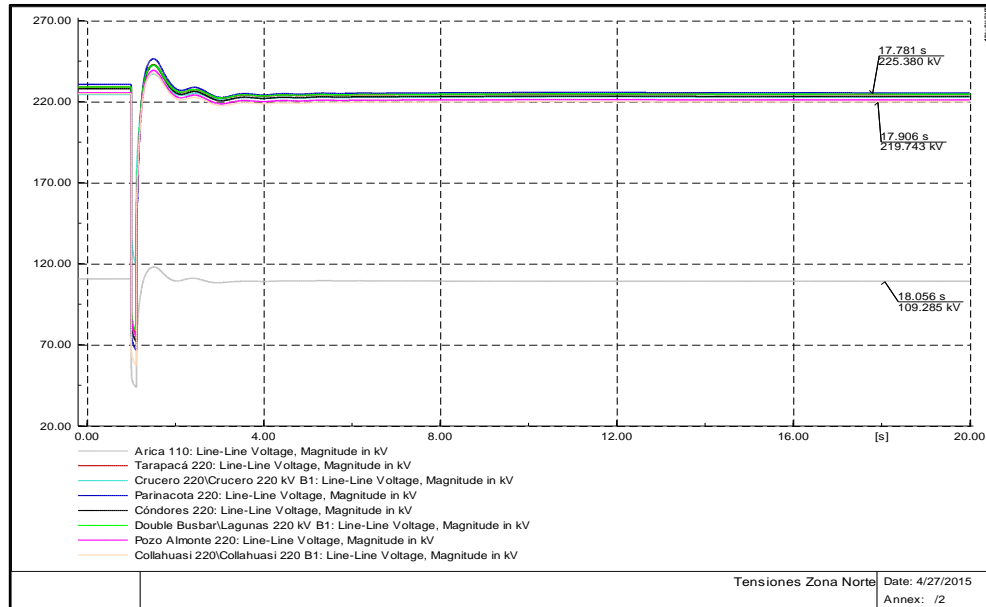


- 2016: Falla Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°2. Desconexión de 235 MW ERNC en la Zona.

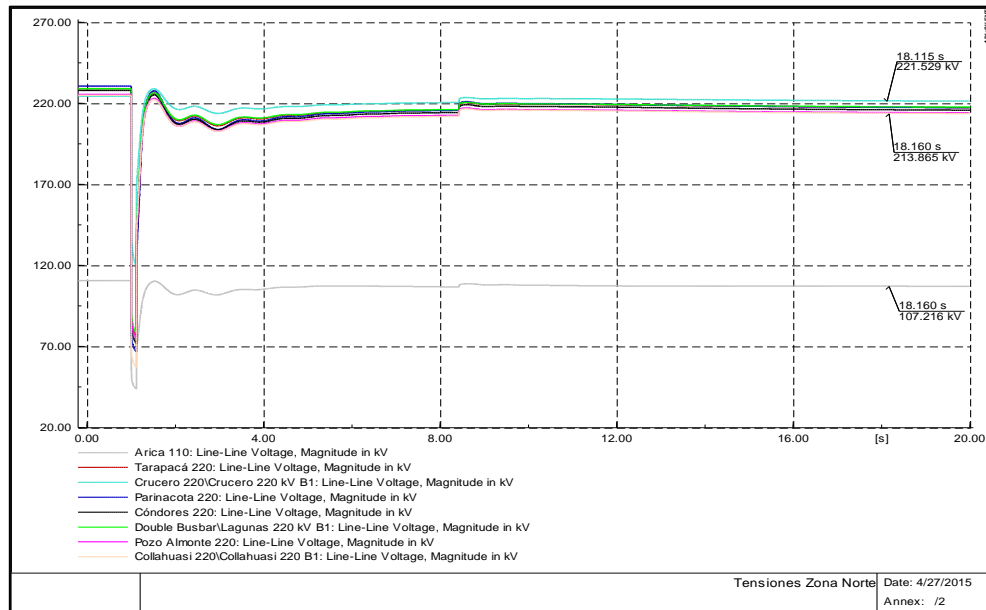




- 2016: Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2.



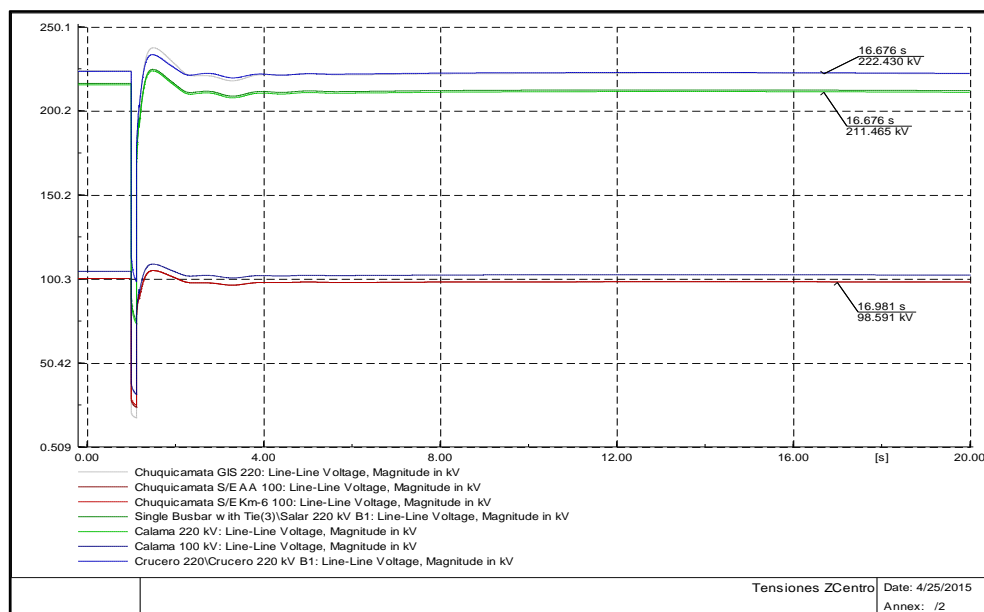
- 2016: Falla Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi N°2. Desconexión de 145 MW de ERNC en la Zona.



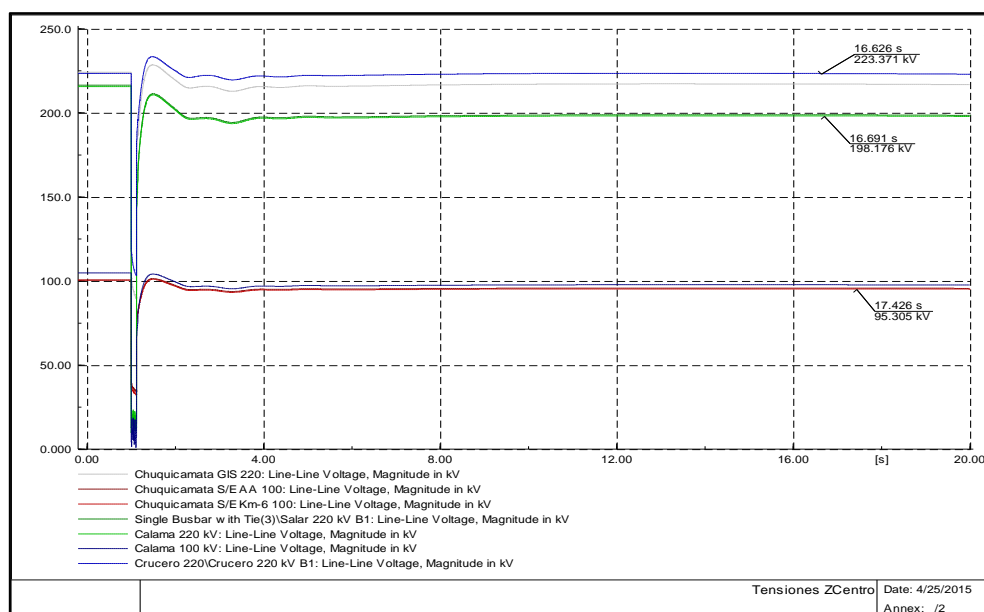
### 5.1.2 ZONA CHUQUICAMATA

**Caso 1: Año 2015, Demanda Máxima Zona Chuquicamata, máximo despacho de ERNC en SING (Calama 61 MW de unidades fotovoltaicas).**

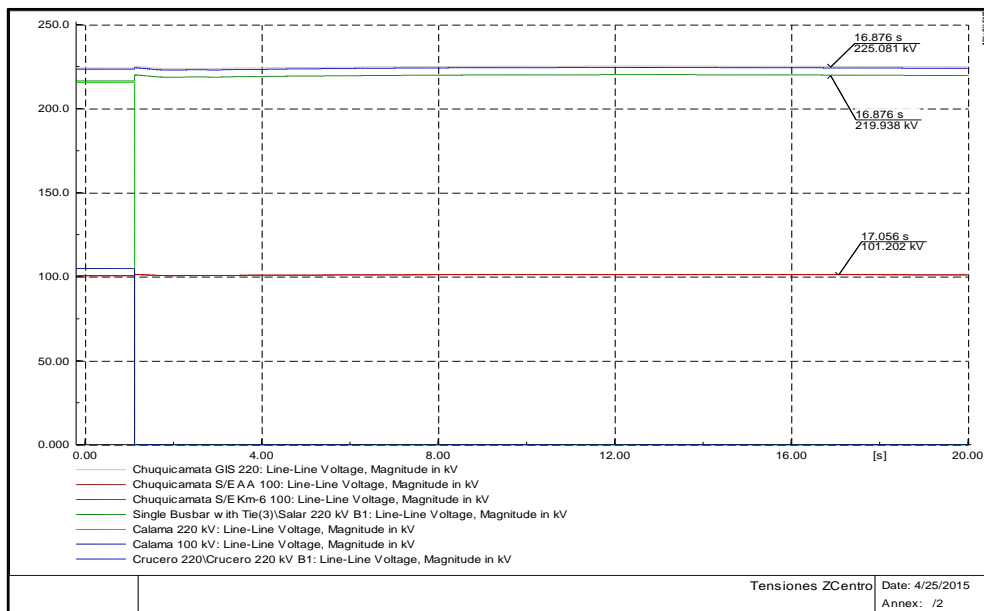
- 2015: Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata. Desconexión de 61 MW de ERNC Zona de Calama. Línea 220 kV Chuquicamata-Salar fuera de servicio.



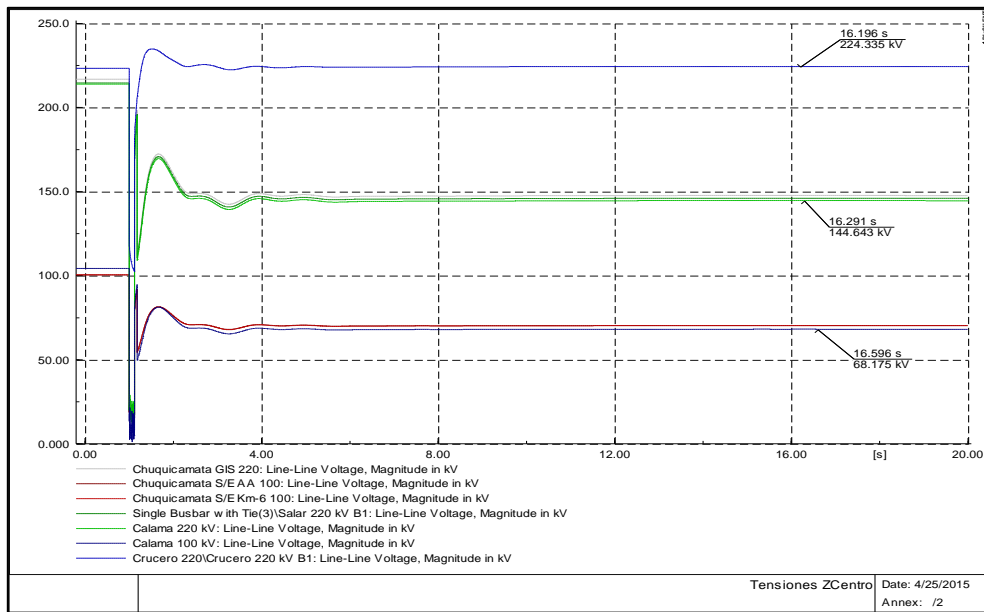
- 2015: Falla Línea 220 kV Crucero-Salar. Desconexión de 61 MW de ERNC Zona de Calama. Línea 220 kV Chuquicamata-Salar fuera de servicio.



- 2015: Falla Línea 220 kV Salar-Calama. Línea 220 kV Chuquicamata-Salar fuera de servicio.

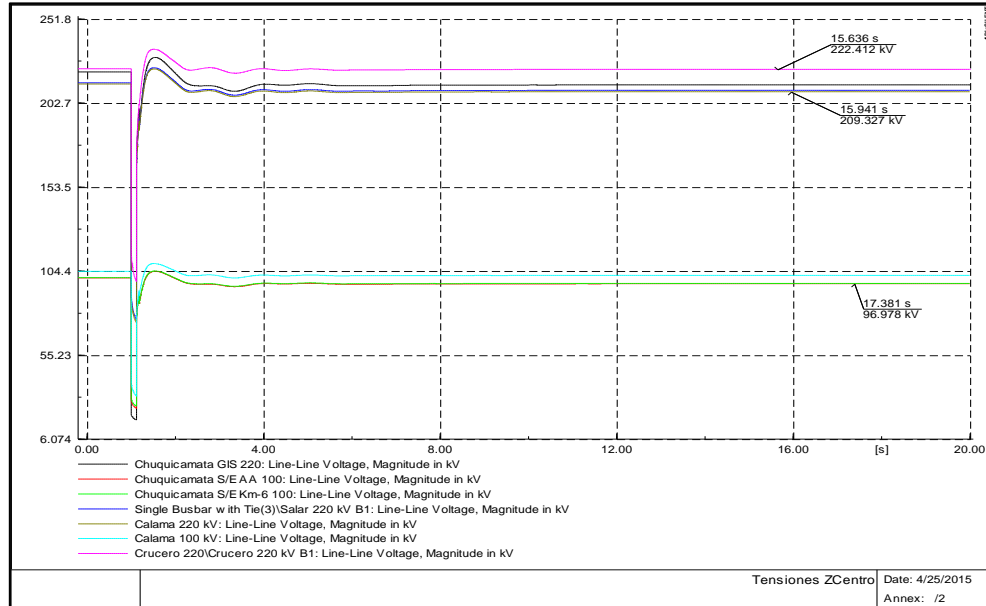


- 2015: Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata. Línea 220 kV Crucero-Salar fuera de servicio. Desconexión de 61 MW de ERNC de Zona Calama.

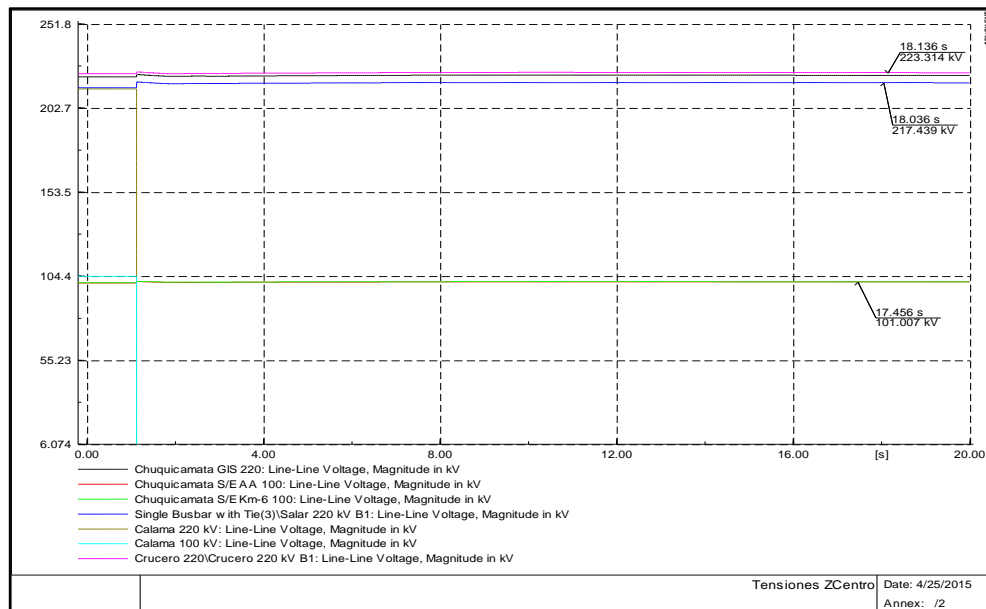


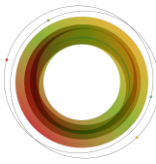
**Caso 2: Año 2015, Demanda Máxima Zona Chuquicamata, mínimo despacho de ERNC en SING (Calama 8 MW de unidades fotovoltaicas).**

- 2015: Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata. Línea 220 kV Chuquicamata-Salar fuera de servicio.

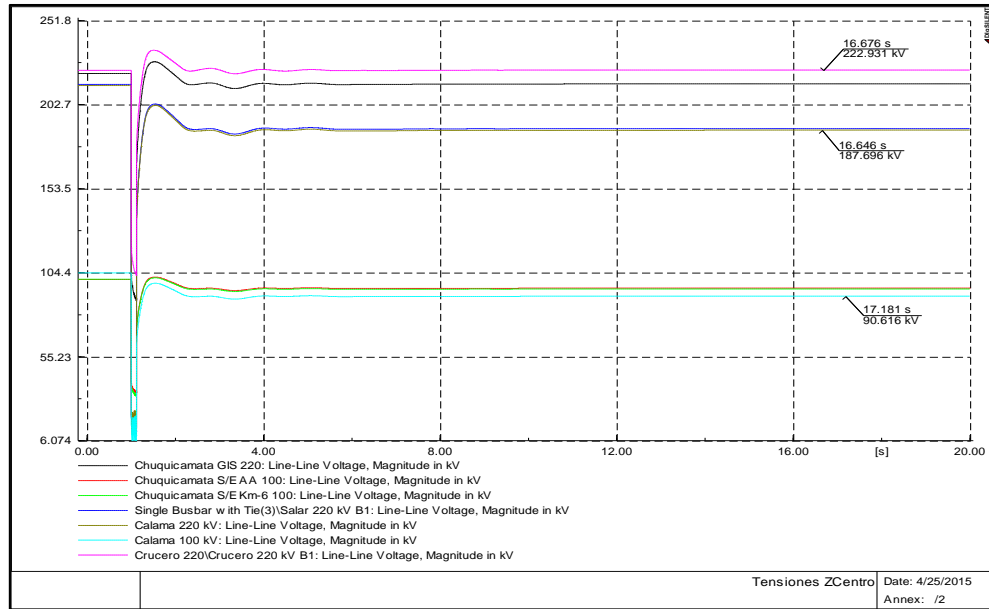


- 2015: Falla Línea 220 kV Salar-Calama. Sin mantenimientos en la Zona.

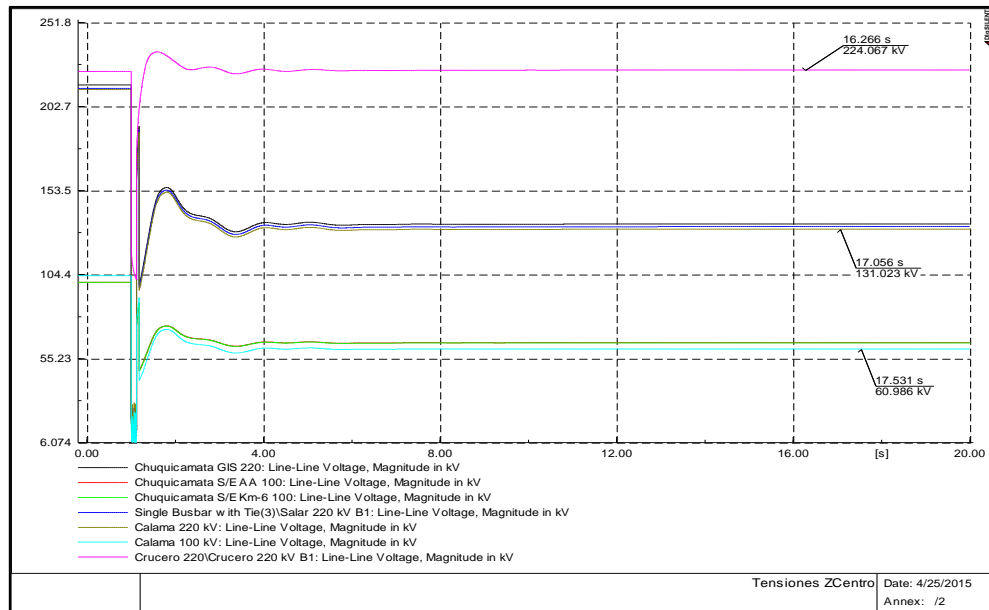




- 2015: Falla Línea 220 kV Crucero-Salar. Línea 220 kV Chuquicamata-Salar fuera de servicio.

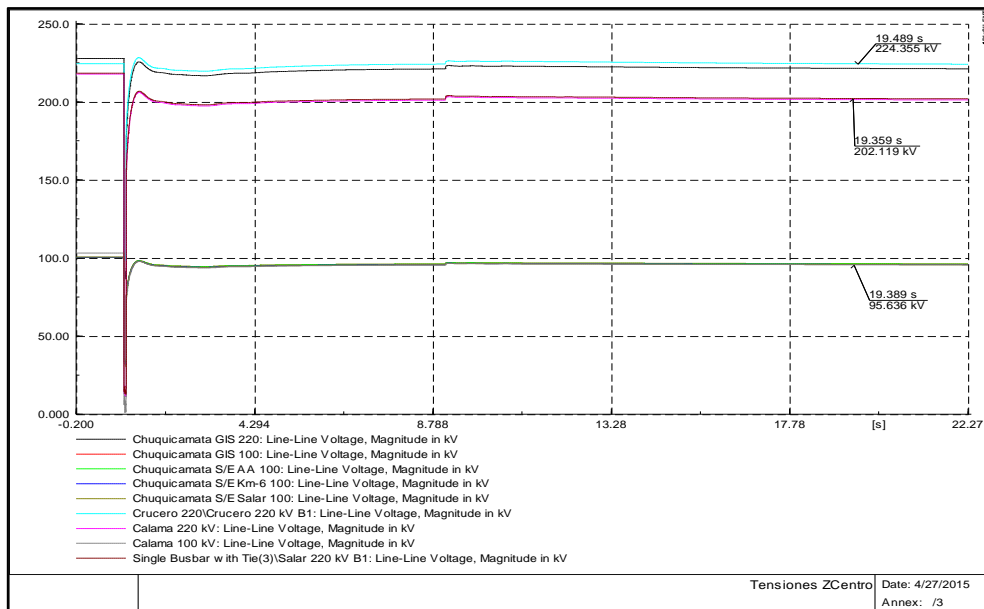


- 2015: Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata. Línea 220 kV Crucero-Salar fuera de servicio.

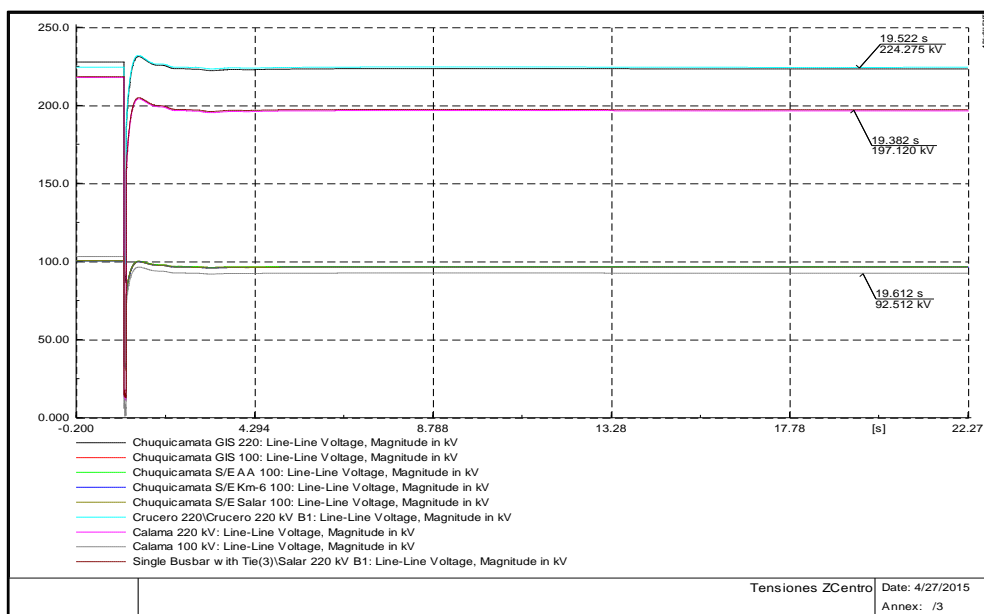


**Caso 3: Año 2016, Demanda Máxima Zona Chuquicamata, máximo despacho de ERNC en SING (Calama 111 MW de unidades fotovoltaicas, Encuentro 187 MW de unidades fotovoltaicas).**

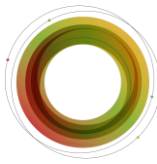
- 2016: Falla Línea 220 kV Crucero-Salar. Desconexión de 111 MW de ERNC Zona de Calama. Línea 220 kV Chuquicamata-Salar fuera de servicio.



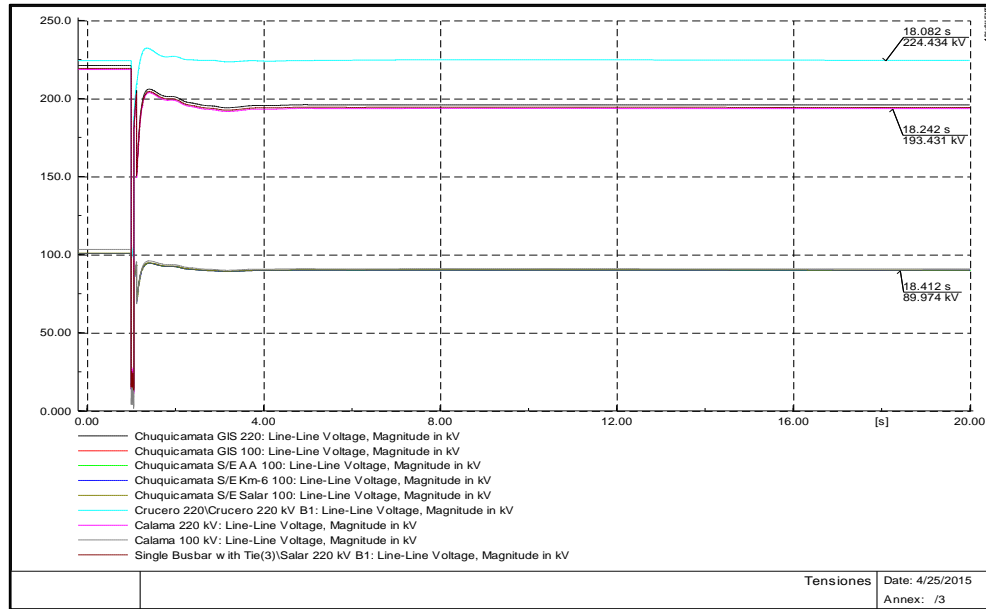
- 2016: Falla Línea 220 kV Crucero-Salar. Línea 220 kV Chuquicamata-Salar fuera de servicio. Sin desconexión de ERNC Zona Calama.



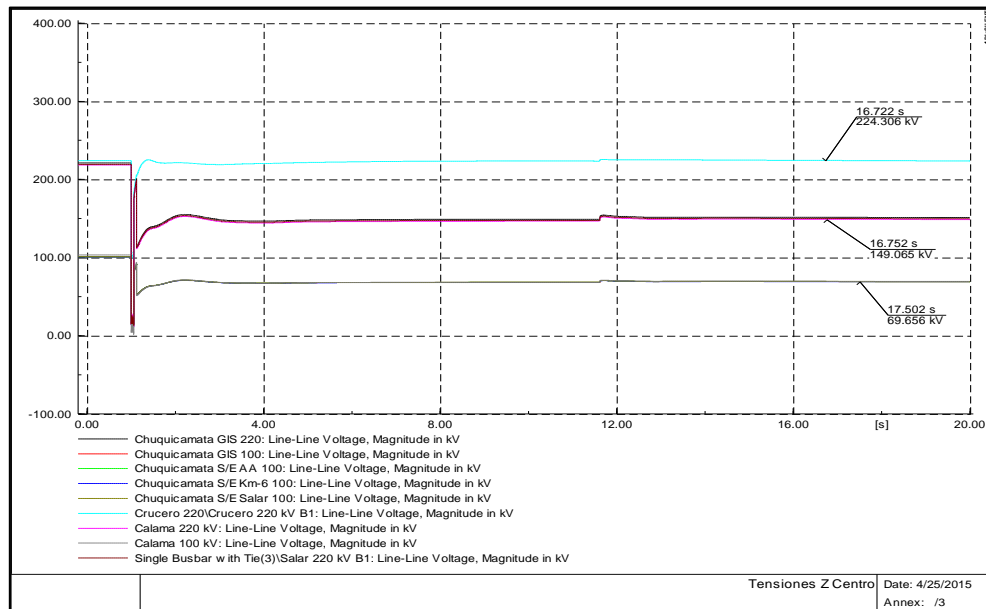




- 2016: Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata. Línea 220 kV Chuquicamata-Salar fuera de servicio Sin desconexión de ERNC Zona Calama.



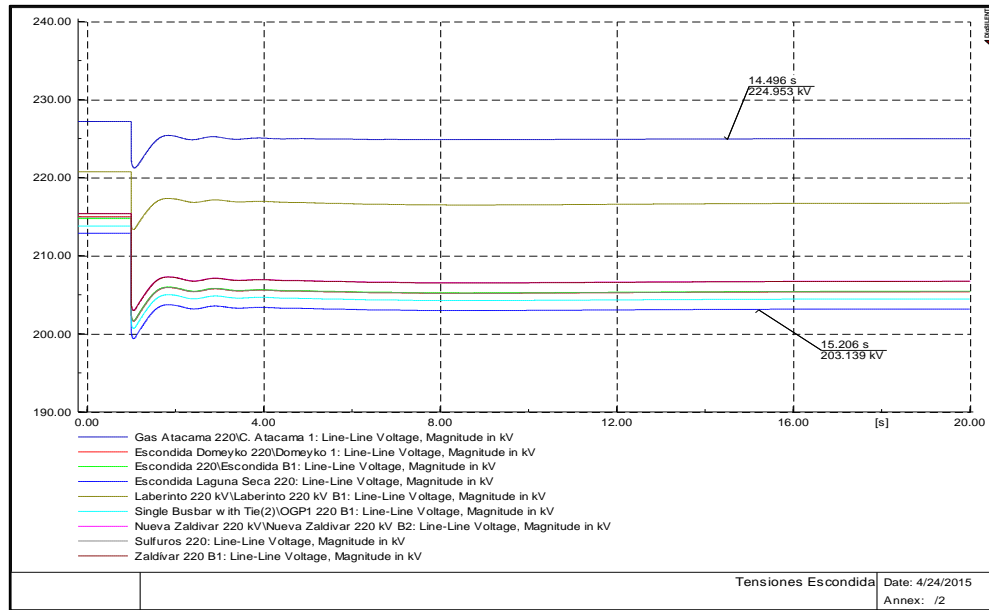
- 2016: Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata. Línea 220 kV Chuquicamata-Salar fuera de servicio. Desconexión de 111 MW de ERNC en la Zona de Calama.



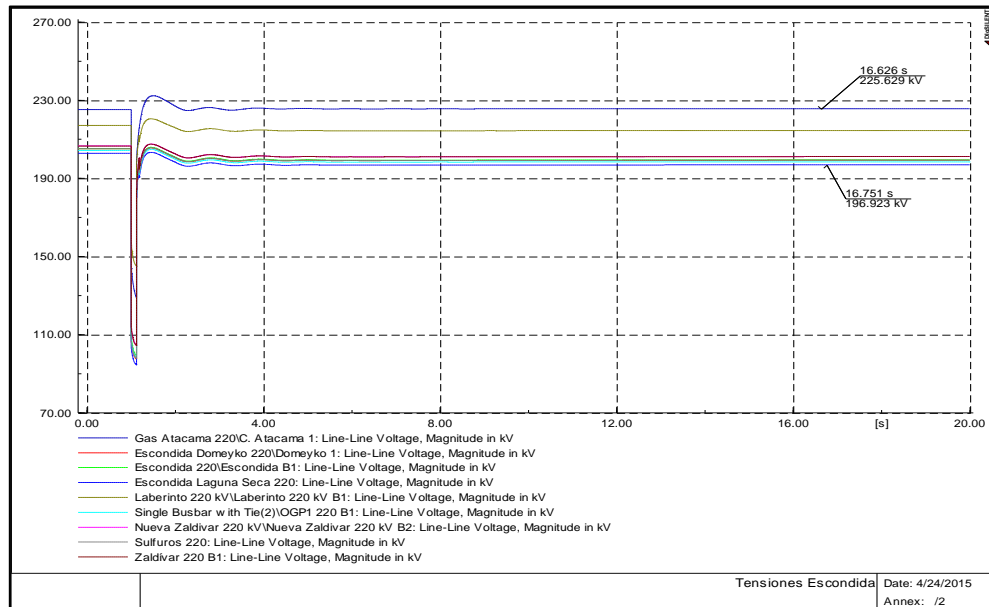
### 5.1.3 ZONA ESCONDIDA

#### **Caso 1: Año 2015. Demanda Máxima Zona Escondida.**

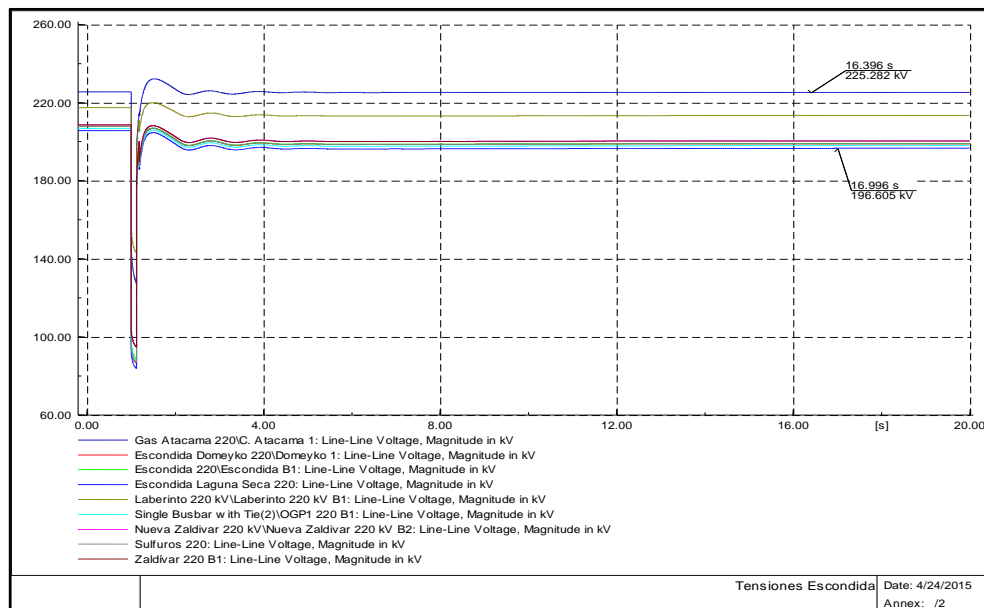
- 2015: Falla equipo SVC Domeyko 220 kV.



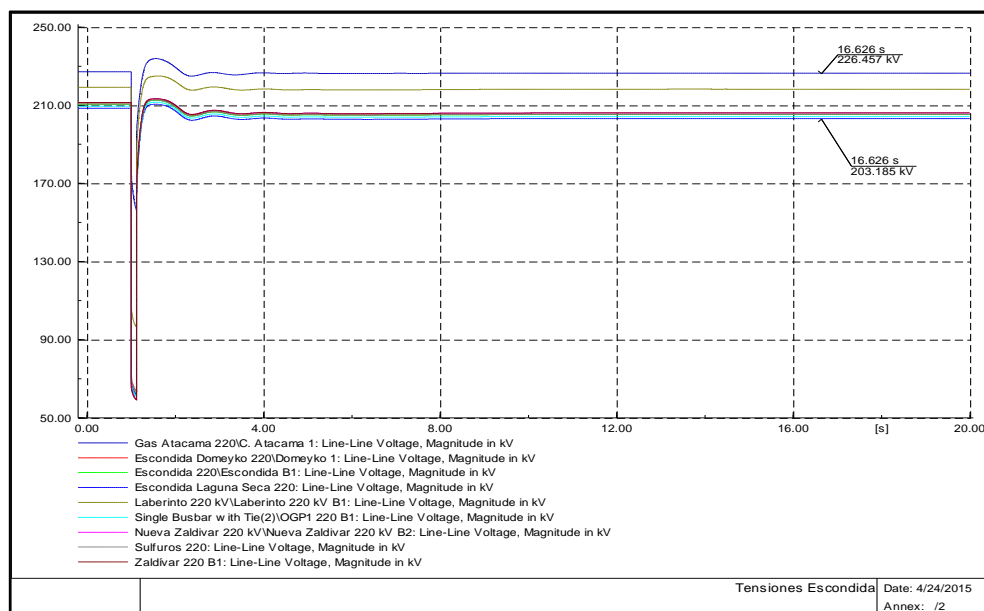
- 2015: Falla Línea 220 kV Atacama-Domeyko N°1, equipo SVC fuera de servicio.



- 2015: Falla Línea 220 kV Atacama-Domeyko N°1. Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins en mantenimiento.

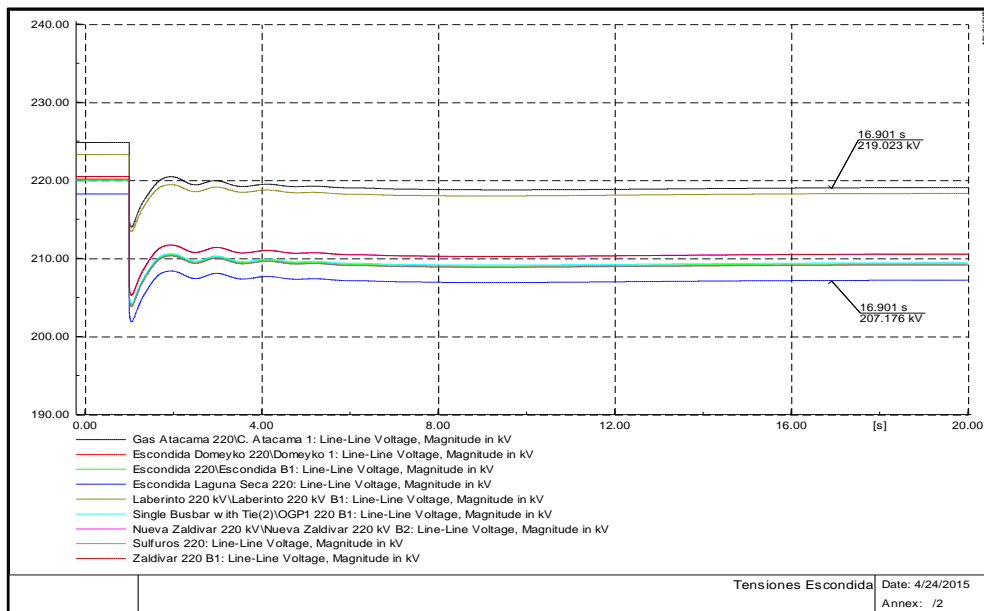


- 2015: Falla Línea 220 kV Laberinto-Nueva Zaldívar N°1. Línea Atacama-Domeyko N°1 en mantenimiento.

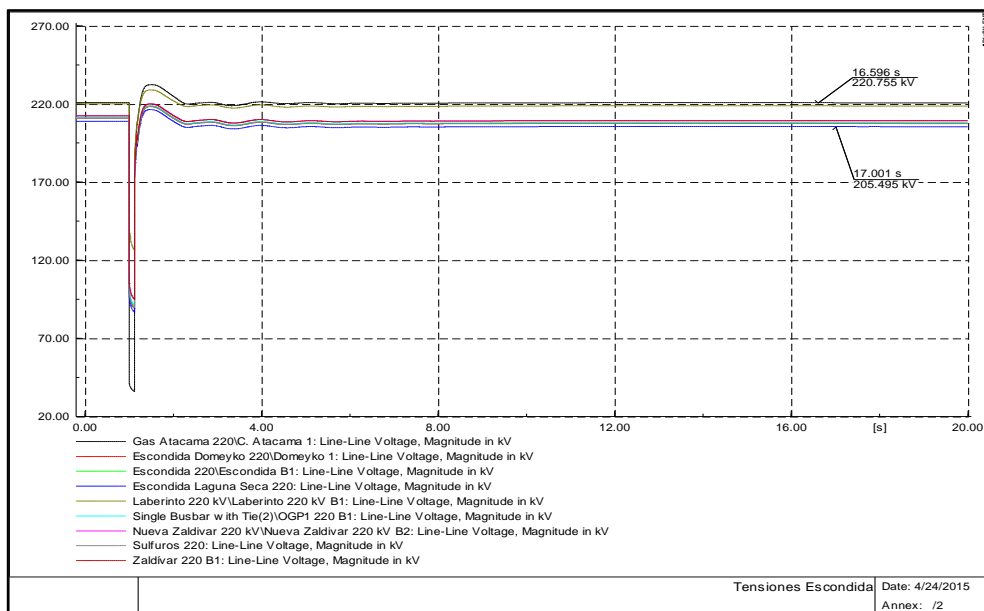


**Caso 2: Año 2015. Demanda Mínima Zona Escondida.**

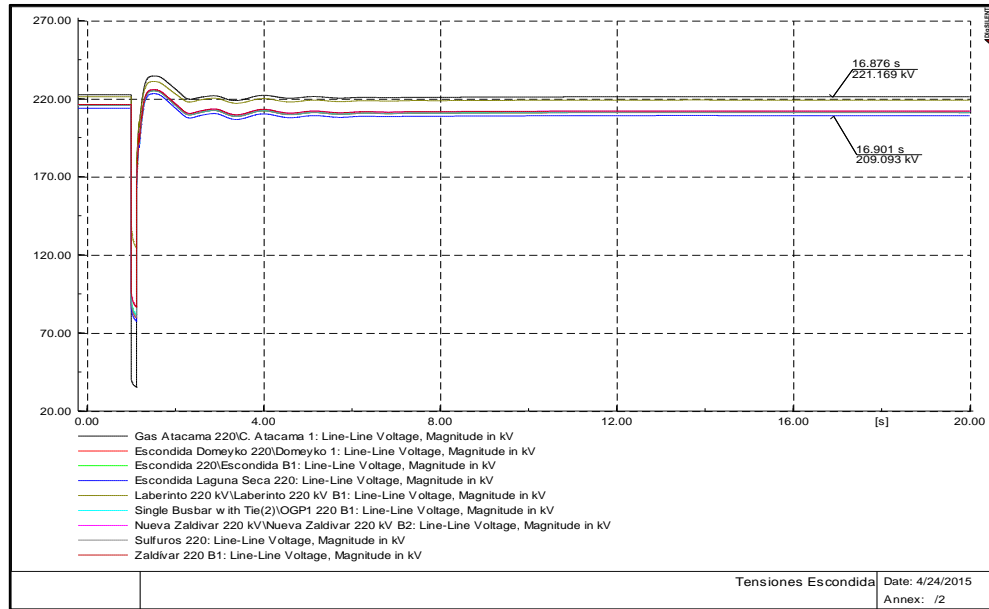
- 2015: Falla equipo SVC Domeyko 220 kV



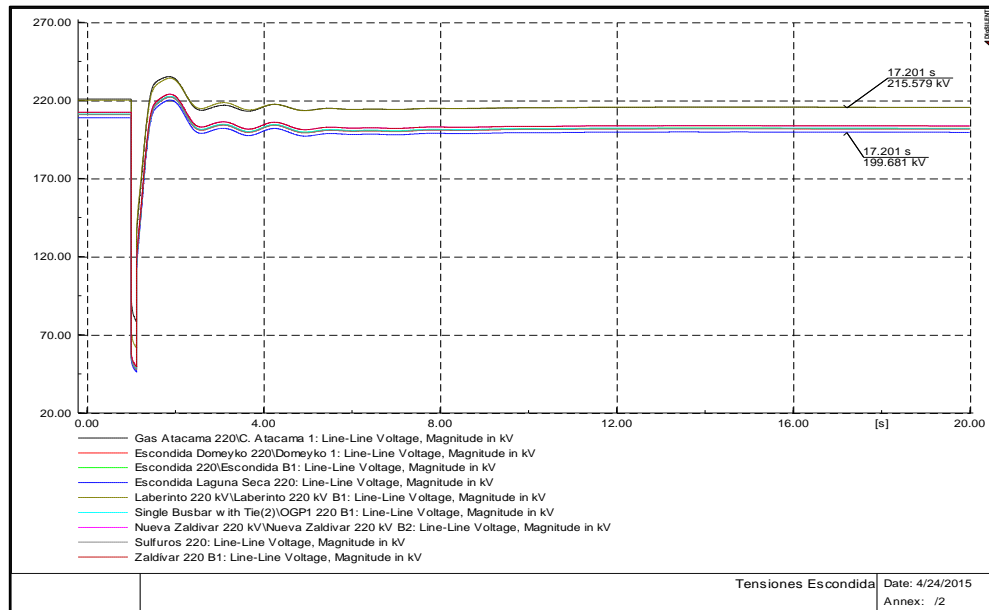
- 2015: Falla Línea 220 kV Atacama-Domeyko N°1, equipo SVC fuera de servicio.



- 2015: Falla Línea 220 kV Atacama-Domeyko N°1. Línea 220 kV Mejillones-O'Higgins en mantenimiento.

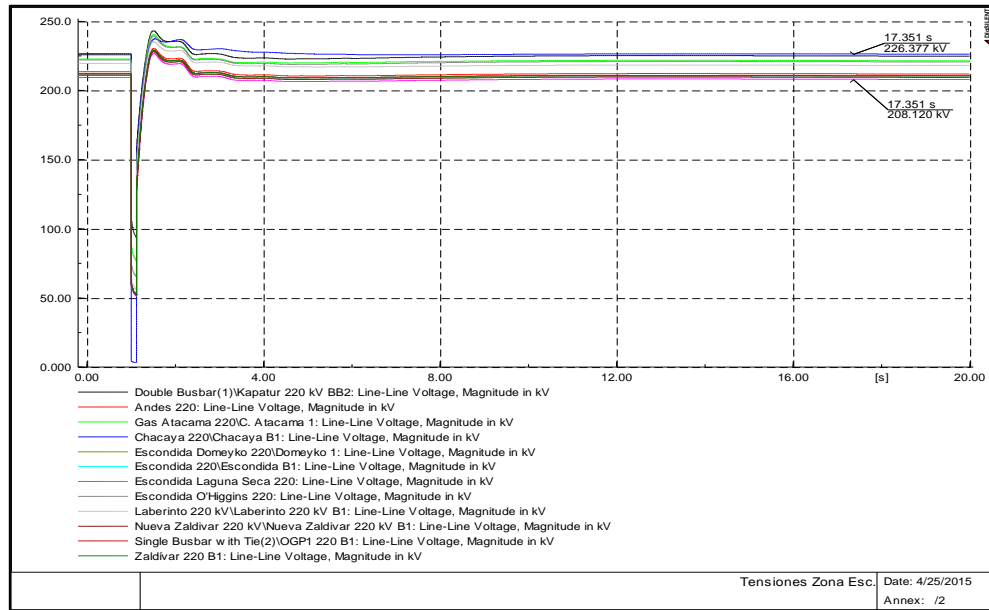


- 2015: Falla Línea 220 kV Chacaya-Mejillones, equipo SVC fuera de servicio.

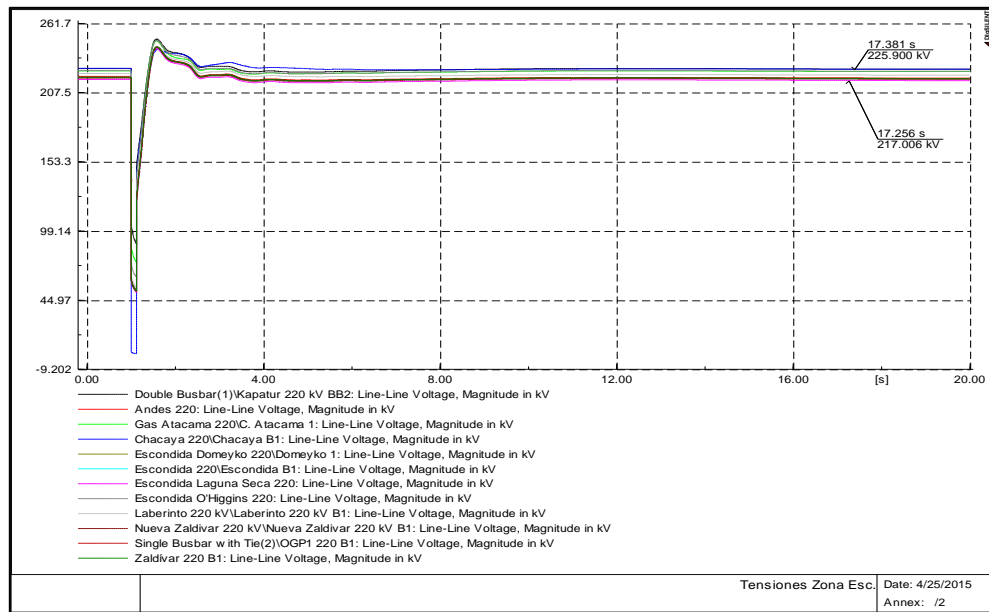


**Caso 3: Año 2016. Demanda Máxima Zona Escondida.**

- 2016: Falla Línea 220 kV Chacaya-Mejillones, equipo SVC fuera de servicio.



- 2016: Falla Línea 220 kV Chacaya-Mejillones, sin mantenimientos.



## 5.2 DESPACHO DE GENERACIÓN

Unidad/Configuración [MW] de generación	Demanda Mínima		Demanda Máxima		Demanda Máxima	
	Año 2015 Mínima ERNC	Año 2015 Máxima ERNC	Año 2015 Máxima ERNC	Año 2015 Mínima ERNC	Año 2016 Mínima ERNC	Año 2016 Máxima ERNC
ANG1	263	263	240	263	207	150
ANG2	263	240	240	263	263	259
CAVA	3	3	3	3	3	3
CHAP	10	10	10	10	10	10
CTA	157	157	157	157	157	157
CTH	158	158	158	158	158	158
CTM1	149	149	149	149	149	149
CTM2	154	154	154	154	154	154
CTM3-TG	110	0	110	142	0	0
CTM3-TV	50	0	60	84	0	0
CTTAR	140	140	140	140	140	140
NTO1	135	135	135	135	135	135
NTO2	135	135	135	135	135	135
Cochrane U1	-	-	-	-	165	150
Cochrane U2	-	-	-	-	227	150
PAM	17	11	17	17	11	11
TG1A	0	0	105	105	0	0
TG1B	0	0	105	105	0	0
TV1C	0	0	100	111	0	0
U12	80	50	50	80	50	50
U13	80	80	51	80	50	50
U14	122	122	122	122	122	75
U15	116	116	116	116	116	116
U16	244	216	179	265	159	0
Bolero PFV	-	-	-	-	65	107
Finis Terrae I PFV	11	91	91	11	65	92
Finis Terrae II PFV	-	-	-	-	0	30
Lagunas PFV	-	-	-	-	70	70
María Elena PFV	7	52	52	7	28	52
Pintados PFV	-	-	-	-	0	40
Blue Sky 1 PFV	-	-	-	-	21	39
Blue Sky 2 PFV	-	-	-	-	14	26
Uribe PFV	-	-	-	-	22	37
Pica PFV	-	-	-	-	7	35
Arica Solar 1 PFV	-	-	-	-	9	30

PFV Solar San Pedro I (Paruma)	2	14	14	2	8	14
PFV Solar San Pedro II (Lascar)	-	-	-	-	15	25
PFV San Pedro Etapa III (Jama)	3	25	25	3	15	25
PFV San Pedro Etapa IV (Pular)	3	22	22	3	13	22
PFV San Pedro Etapa V (Salin)	-	-	-	-	15	25
Eólica Valle de los Vientos	60	44	44	60	59	44
La Huayca 2 PFV	2	19	19	2	9	19
Quillagua I - Etapa 1 PFV	2	18	18	2	10	19
Quillagua I - Etapa 2 PFV	-		-	-	10	19
Andes Solar PFV	2	16	16	2	9	16
PAS2	1	6	6	1	3	6
PAS3	1	12	12	1	6	12
Pampa Camarones PFV	0	4	4	0	1	4
<b>TOTAL</b>	<b>2480</b>	<b>2462</b>	<b>2859</b>	<b>2888</b>	<b>2885</b>	<b>2860</b>