



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA

AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN  
TRONCAL DEL SIC A TRAVÉS DE UN SISTEMA EDAG Y EDAC

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

FRANCISCO JAVIER SEPÚLVEDA MARTÍNEZ

PROFESOR GUÍA:  
LEONARDO BASTIDAS ALMARZA

MIEMBROS DE LA COMISION  
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA  
LUIS VARGAS DÍAZ

SANTIAGO DE CHILE  
JULIO 2013

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE:  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: FRANCISCO JAVIER SEPÚLVEDA MARTÍNEZ.  
FECHA: MAYO 2013  
PROF. GUÍA: LEONARDO BASTIDAS ALMARZA

## “AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DEL SIC A TRAVÉS DE UN SISTEMA EDAG Y EDAC.”

En el marco de los altos precios de la energía eléctrica en Chile, en particular en el Sistema Interconectado Central (SIC), realizar un estudio sobre las capacidades máximas de transmisión resulta de vital importancia para poder descongestionar las líneas de transporte de energía eléctrica, haciendo la operación del sistema eléctrico más económica. Dado que el CDEC – SIC tiene como obligación operar el sistema eléctrico a mínimo costo, la Dirección de Operaciones (DO) tiene la facultad de aumentar la capacidad de transmisión a través de esquemas de desconexión automático de carga (EDAC) y de generación (EDAG) haciendo uso de la capacidad de sobrecarga de los elementos serie del sistema de transmisión, cuando las líneas ya se encuentran operativas.

Esta memoria de título se centra en el aumento de capacidad del sistema de transmisión troncal del SIC con esquemas de desconexión automático de carga (EDAC) y de generación (EDAG). Primero se hace un análisis del estado actual del sistema de transmisión troncal para encontrar las líneas que presentan congestión. Luego se procede a justificar económicamente que la solución con sistemas EDAG/EDAC es la adecuada. Se comprueba que los niveles de seguridad, usando dichos sistemas, se mantienen considerando cuatro escenarios que consisten en distintos niveles de transferencia de energía eléctrica proveniente del sur de subestación Charrúa (octava región) hacia el centro de consumo. Para cada escenario el sistema se somete a dos contingencias ocurridas en la línea de doble circuito Charrúa – Ancoa 500 [kV] (línea que manifiesta congestión) que consisten en la desconexión intempestiva de uno de los circuitos y en un cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla ocurrida en la mitad de uno de los circuitos. La modelación de estas dos contingencias para los cuatro escenarios se realiza en DigSilent.

Los resultados que se obtienen permiten concluir que sí es posible aumentar la capacidad de transmisión de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] sin comprometer la seguridad del sistema ante la ocurrencia de las contingencias descritas anteriormente. Sin embargo los márgenes admitidos en la Norma Técnica para la tensión en barras de 500 [kV] se ven violados y además presentan oscilaciones (estas últimas pueden ser superadas sintonizando los P.S.S. del sistema eléctrico) en el último escenario, cuando la línea está más sobrecargada. Luego, un aumento en la capacidad de transmisión con esquemas EDAG/EDAC es posible, pero se debe realizar en conjunto con una adecuada sintonización de los P.S.S. del sistema eléctrico.

# AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a la gente de Colbún S.A. por darme la oportunidad de realizar este trabajo de memoria con ustedes. Gracias a Leonardo, María C., Goran N., Jorge A., Juan Salinas, Pablo Hidalgo, Daniel Guajardo, Alejandro Gonzales, Pablo Vergara, José Miguel, Carlos Carrillo (y su humor diferente) y Rodrigo Sepúlveda. Más allá de lo aprendido académicamente con ustedes, aprendí que es perfectamente compatible el compromiso laboral con un excelente clima de trabajo. De seguro que a futuro el ambiente laboral que buscaré será uno similar al que tienen ustedes. Agradecimientos especiales a Christine Lozano por la ayuda brindada.

También quiero dar las gracias a mis compañeros eléctricos por la ayuda favorecida en mi proceso formativo. Agradecer a Alejandro Abarzua, Paula Maldonado, Pablo Droguett, Con Ahumada, Fernanda Ávila, Bernardo Carrillo, Sebastián Fehlandt, Fernando Beas, Paulina Basoalto, Guillermo Campusano, Paulina Ramírez, Jorge Dharmawidjaja, Carlos Toro, Paola Lepileo, Carlos Rojas, Carlos Navarro, Lucho Castillo y Sebastián Derteano. Gracias por la buena compañía en estos años de estudios.

Agradecer también a mis compañeros y amigos de la universidad que jamás dejaron de estar presentes. Gracias a Sebastián Marchi, Álvaro del Real, Javiera Born, Karla Elorza, Catalina Meza, Lore Martínez, Kim Hauser, Daniel Diaz, Javier Gavilán, Evelyn Morales, Felipe Smith, Juan Francisco Sanhueza y Sebastián Parraguez. Agradecimientos especiales a las mineras Isabel Letelier y Paulina Jofré por todo el apoyo (y comida) que brindaron en cada día en la facultad.

A mis amigos del grupo que siempre están en las buenas y las malas conmigo de forma incondicional. Gracias a Natalia Arriarán, Bárbara Figueroa, Ana Barrios, Emil Salguero, Nadia Escandar, Yasmín Facuzzé y Claudia Salazar.

A todos mis amigos que han llegado a mi vida de diversas formas. Gracias a Enrique Córdova, Gonzalo Vidueira, Ignacio Lopez, Abelino Jiménez, Susanne Lhoest, Nicolle Acevedo, Fernando Sosso, Jorge Jara, Mauricio Vargas, Karina Valenzuela, Ángel Calvo y Mariel Álvarez.

A mis amigos IEEE de la sección Chile; Ignacio Rodríguez, Juan Manuel Guzmán, Víctor Julio, Mercedes Arruiz, Laura Santos, Matías Soto y Rafael Mascayano. Gracias por la buena onda siempre presente en ustedes. Ojalá sigamos compartiendo mucho más.

A Stefan Pribnow, socio y amigo. Gracias por enseñarme a ser ambicioso con las metas tanto profesionales como personales. De seguro te espera un futuro exitoso en todos los ámbitos de la vida. Ojalá nos sigamos viendo siempre.

Finalmente, pero no menos importante, agradecer enormemente al grupo más importante de mi vida: Mi grupo familiar. Gracias a mis padres Judith Martínez y Eduardo Sepúlveda, y mi hermana Macarena Sepúlveda. Gracias por todo el apoyo y los ánimos brindados en cada semestre donde tuve altos y bajos. Gracias a mi madre por esperarme con un plato de comida caliente cada vez que llegaba exhausto y con mil materias más por estudiar. Gracias a los tres.

# TABLA DE CONTENIDO

<b>CAPITULO 1:</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>6</b>
1.1	MOTIVACIÓN.....	6
1.2	OBJETIVOS.....	7
1.2.1	<i>Objetivo general.</i> .....	7
1.2.2	<i>Objetivos específicos.</i> .....	7
1.3	ESTRUCTURA DE LA MEMORIA DE TÍTULO. ....	7
<b>CAPITULO 2:</b>	<b>MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>9</b>
2.1	INTRODUCCIÓN.....	9
2.2	SECTOR GENERACIÓN Y DEMANDA ELÉCTRICA EN EL SIC. ....	9
2.3	SECTOR TRANSMISIÓN EN EL SIC. ....	11
2.4	PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN CHILE. ....	13
2.5	NIVEL DE SEGURIDAD EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN. ....	14
2.6	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN SISTEMA EDAC Y EDAG. ....	15
2.7	COMPENSADOR SERIE ESTÁTICO. ....	15
2.8	ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. ....	16
2.8.1	<i>Estabilidad Angular.</i> .....	17
2.8.2	<i>Estabilidad de Frecuencia.</i> .....	18
2.8.3	<i>Estabilidad de tensión</i> .....	18
2.8.4	<i>Estabilidad en sistemas de transmisión longitudinales y de doble circuito.</i> 19	
<b>CAPITULO 3:</b>	<b>DIAGNÓSTICO DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL EN 500 [KV]. ....</b>	<b>21</b>
3.1	LÍMITES DE TRANSFERENCIAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL... 21	
3.2	OBRAS FUTURAS DE GENERACIÓN Y PROYECCIÓN DE DEMANDA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL. ....	23
3.3	MODELO DE PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO. ....	24
3.4	TRANSFERENCIAS POR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DE 500 [KV] 24	
3.5	ORIGEN DE LA CONGESTIÓN DE LA LÍNEA CHARRÚA – ANCOA 500 [KV] ..... 26	
<b>CAPITULO 4:</b>	<b>CONSECUENCIAS ECONÓMICAS DE LA CONGESTIÓN EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>29</b>
4.1	CONSECUENCIAS DE LA CONGESTIÓN EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN..... 29	
4.2	BENEFICIOS DE LA DESCONGESTIÓN DE LA LÍNEA CHARRÚA – ANCOA 500 [KV]. ....	30
4.3	COSTOS MARGINALES E INGRESOS TARIFARIOS EN LÍNEA CHARRÚA – ANCOA 500 [KV]. ....	31
4.4	SEÑALES DE MERCADO PARA EL SECTOR PRIVADO. ....	32
<b>CAPITULO 5:</b>	<b>SOLUCIÓN A LA CONGESTIÓN. ....</b>	<b>34</b>
5.1	AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN AGREGANDO UN CIRCUITO ADICIONAL. ....	34

5.2	AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN CON SISTEMAS EDAG/EDAC.....	34
5.2.1	<i>EDAG y EDAC por baja frecuencia.....</i>	35
5.2.2	<i>Sistemas EDAG y EDAC por contingencia específica.....</i>	38
<b>CAPITULO 6:</b>	<b>METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE UNA SOLUCIÓN A LA CONGESTIÓN.....</b>	<b>39</b>
<b>CAPITULO 7:</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS .....</b>	<b>44</b>
7.1	ANÁLISIS DEL FACTOR DE AMORTIGUACIÓN.....	44
7.2	CORRIENTE DE SOBRECARGA A TRAVÉS DE COMPENSACIÓN SERIE.....	49
7.3	ANÁLISIS DE LA TENSIÓN EN BARRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DE 500 [kV]. .....	50
7.4	ANÁLISIS DE FRECUENCIA EN LAS BARRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DE 500 [kV].....	55
<b>CAPITULO 8:</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>60</b>
8.1	TRABAJO FUTURO.....	61
<b>CAPITULO 9:</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>62</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS.

FIGURA 1: CAMBIOS INTRODUCIDOS POR LA REGULACIÓN .....	9
FIGURA 2: MAPA DEL CONSUMO ELÉCTRICO EN CHILE .....	10
FIGURA 3: ESQUEMA DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN .....	11
FIGURA 4: MAPA GEOGRÁFICO DEL SIC. ....	12
FIGURA 5: CONDICIÓN DE OPERACIÓN DEL ESTADO ESTACIONARIO.....	16
FIGURA 6: TOPOLOGÍA ACTUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DE 500 [kV].....	21
FIGURA 7: FLUJOS DE POTENCIA EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 [kV] PARA UNA HIDROLOGÍA HÚMEDA.....	24
FIGURA 8: FLUJOS DE POTENCIA EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 [kV] PARA UNA HIDROLOGÍA MEDIA .....	25
FIGURA 9: FLUJOS DE POTENCIA EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN 500 [kV] PARA UNA HIDROLOGÍA SECA.....	25
FIGURA 10: FRECUENCIA DE MESES EN QUE LA LÍNEA CHARRÚA – ANCOA SE CONGESTIONA PARA DEMANDA ALTA DEL SISTEMA. HIDROLOGÍAS SECAS Y MEDIAS. ....	26
FIGURA 11: FRECUENCIA DE MESES EN QUE LA LÍNEA CHARRÚA – ANCOA SE CONGESTIONA PARA DEMANDA ALTA DEL SISTEMA. HIDROLOGÍAS MEDIAS Y HÚMEDAS. ....	27
FIGURA 12: FRECUENCIA DE MESES EN QUE LA LÍNEA CHARRÚA – ANCOA SE CONGESTIONA PARA DEMANDA BAJA DEL SISTEMA. HIDROLOGÍAS SECAS Y MEDIAS.....	27
FIGURA 13: FRECUENCIA DE MESES EN QUE LA LÍNEA CHARRÚA – ANCOA SE CONGESTIONA PARA DEMANDA BAJA DEL SISTEMA. HIDROLOGÍAS MEDIAS Y HÚMEDAS.....	28
FIGURA 14: COSTO DE LA ENERGÍA GENERADA SEGÚN DISTINTAS TECNOLOGÍAS (DE DERECHA A IZQUIERDA: ENERGÍAS RENOVABLES, GENERACIÓN HÍDRICA, ENERGÍA NUCLEAR, TÉRMICAS DE CARBÓN, CICLOS COMBINADOS Y COMBUSTIBLE FÓSIL) [14]. ....	30
FIGURA 15: BENEFICIO ECONÓMICO POR DESCONGESTIÓN DE LA LÍNEA CHARRÚA – ANCOA 500 [kV] PARA DISTINTAS HIDROLOGÍAS. ....	31
FIGURA 16: INGRESOS TARIFARIOS Y DIFERENCIA DE COSTOS MARGINALES SEGÚN RECURSO HÍDRICO. ....	32
FIGURA 19: FRECUENCIA EN LAS CUATRO BARRAS DEL SISTEMA USANDO EDAC POR BAJA FRECUENCIA.....	36
FIGURA 20: FLUJO DE POTENCIA TRANSMITIDO USANDO EDAC POR BAJA FRECUENCIA. ....	37
FIGURA 17: DIAGRAMA DE LA METODOLOGÍA .....	39
FIGURA 18: METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE LAS SIMULACIONES .....	43
FIGURA 21: FLUJO DE POTENCIA TRANSMITIDO PARA ESCENARIO E1 Y CONTINGENCIA 1.....	44
FIGURA 22: FLUJO DE POTENCIA TRANSMITIDO PARA ESCENARIO E2 Y CONTINGENCIA 1.....	45
FIGURA 23: FLUJO DE POTENCIA TRANSMITIDO PARA ESCENARIO E3 Y CONTINGENCIA 1.....	45
FIGURA 40: FLUJO DE POTENCIA TRANSMITIDO PARA ESCENARIO E4 Y CONTINGENCIA 1.....	46
FIGURA 24: FLUJO DE POTENCIA TRANSMITIDO PARA ESCENARIO E1 Y CONTINGENCIA 2.....	46
FIGURA 25: FLUJO DE POTENCIA TRANSMITIDO PARA ESCENARIO E2 Y CONTINGENCIA 2.....	47
FIGURA 26: FLUJO DE POTENCIA TRANSMITIDO PARA ESCENARIO E3 Y CONTINGENCIA 2.....	47
FIGURA 28: FLUJO DE POTENCIA TRANSMITIDO PARA ESCENARIO E4 Y CONTINGENCIA 2.....	48
FIGURA 28: TENSIÓN EN BARRA EN POR UNIDAD (BASE 500 [kV]) PARA ESCENARIO E1 Y CONTINGENCIA 1.....	51

FIGURA 29: TENSIÓN EN BARRA EN POR UNIDAD (BASE 500 [kV]) PARA ESCENARIO E2 Y CONTINGENCIA 1.....	52
FIGURA 30: TENSIÓN EN BARRA EN POR UNIDAD (BASE 500 [kV]) PARA ESCENARIO E3 Y CONTINGENCIA 1.....	52
FIGURA 42: TENSIÓN EN BARRA EN POR UNIDAD PARA ESCENARIO E4 Y CONTINGENCIA 1 CON BASE 500 [kV]......	53
FIGURA 31: TENSIÓN EN BARRA EN POR UNIDAD (BASE 500 [kV]) PARA ESCENARIO E1 Y CONTINGENCIA 2.....	53
FIGURA 32: TENSIÓN EN BARRA EN POR UNIDAD (BASE 500 [kV]) PARA ESCENARIO E2 Y CONTINGENCIA 2 CON BASE 500 [kV]......	54
FIGURA 33: TENSIÓN EN BARRA EN POR UNIDAD (BASE 500 [kV]) PARA ESCENARIO E3 Y CONTINGENCIA 2.....	54
FIGURA 43: TENSIÓN EN BARRA EN POR UNIDAD (BASE 500 [kV]) PARA ESCENARIO E4 Y CONTINGENCIA 2.....	55
FIGURA 37: FRECUENCIA EN BARRA PARA ESCENARIO E1 Y CONTINGENCIA 1.....	56
FIGURA 38: FRECUENCIA EN BARRA PARA ESCENARIO E2 Y CONTINGENCIA 1.....	56
FIGURA 36: FRECUENCIA EN BARRA PARA ESCENARIO E3 Y CONTINGENCIA 1.....	57
FIGURA 44: FRECUENCIA EN BARRA PARA E4 Y CONTINGENCIA 1.....	57
FIGURA 37: FRECUENCIA EN BARRA PARA ESCENARIO E1 Y CONTINGENCIA 2.....	58
FIGURA 38: FRECUENCIA EN BARRA PARA ESCENARIO E2 Y CONTINGENCIA 2.....	58
FIGURA 39: FRECUENCIA EN BARRA PARA ESCENARIO E3 Y CONTINGENCIA 2.....	59
FIGURA 45: FRECUENCIA EN BARRA PARA E4 Y CONTINGENCIA 2.....	59

# ÍNDICE DE TABLAS.

TABLA 1 PROYECTOS EN EIA DESDE 2007 .....	11
TABLA 2 RESTRICCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL DE 500 [kV] .....	22
TABLA 8: ESCALONES DE EDAC POR BAJA FRECUENCIA [28]. .....	35
TABLA 3: PORCENTAJE DE CARGA DE LOS ELEMENTOS DEL CIRCUITO OPERATIVO .....	40
TABLA 4: DEFINICIÓN DE ESCENARIOS .....	40
TABLA 5: OPERACIÓN DEL SIC PARA LOS ESCENARIOS .....	41
TABLA 6: CENTRALES QUE PARTICIPAN EN EDAG.....	41
TABLA 7: CONSUMOS QUE PARTICIPAN EN EL EDAC .....	42
TABLA 9: FACTOR DE AMORTIGUACIÓN PARA ESCENARIOS Y CONTINGENCIA 1. ....	48
TABLA 10: FACTOR DE AMORTIGUACIÓN PARA ESCENARIOS Y CONTINGENCIA 2 .....	49
TABLA 11: CARACTERÍSTICAS INTERRUPTORES S/E ANCOA PAÑO CHARRÚA 500 [kV].....	49
TABLA 12: CORRIENTE MÁXIMA PARA ESCENARIOS Y CONTINGENCIA 1.....	49
TABLA 13: CORRIENTE MÁXIMA PARA ESCENARIOS Y CONTINGENCIA 2.....	50
TABLA 12: TENSIÓN DE SERVICIO PARA CHARRÚA Y ANCOA [30].....	50
TABLA 13: RANGO DE TENSIONES ADMISIBLES POR BARRA EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE 500 [kV] PARA ESTADO NORMAL Y DE ALERTA [4].....	51

# CAPITULO 1: **Introducción.**

## **1.1 Motivación.**

Actualmente el sistema interconectado central tiene uno de los costos de energía más altos entre los países de sudamérica. Uno de los motivos de estos altos costos de energía es la congestión que existe en el sistema de transmisión troncal, por lo que las centrales más económicas no pueden inyectar su energía al sistema de transmisión para poder alimentar los centros de consumo, debiendo entonces entrar en operación centrales más costosas que están más cercano a los consumos, aumentando así el costo de operación del sistema eléctrico.

El desarrollo del Sistema de Transmisión Troncal del SIC se determina mediante un estudio que se realiza cada cuatro años llamado “Estudio de Transmisión Troncal” (desde ahora, E.T.T.). En dicho estudio se considera como criterio de seguridad para las nuevas líneas de transmisión un nivel de seguridad N-1 (impuesta en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro, desde ahora NTSyCS), lo que significa que la capacidad máxima de una línea de doble circuito es igual a la capacidad de uno de sus circuitos, el más limitante. Actualmente la construcción de un circuito adicional para una línea de transmisión que ayuda a la descongestión tarda 60 meses y con riesgo de judicialización, por lo que no es una solución a corto plazo del problema presente en el sistema eléctrico.

Sin embargo, la Dirección de Operaciones (DO) del CDEC-SIC puede aumentar la capacidad de transmisión de las líneas actuales del sistema de transmisión más allá de la capacidad de un circuito, utilizando para ello un criterio de seguridad denominado N-1 ajustado, el que haciendo uso de la capacidad de sobrecarga de corto plazo de cada circuito y equipos de desconexión automático de generación (EDAG) y de carga (EDAC), mantiene el mismo nivel de seguridad de diseño. Esta solución no requiere obras civiles mayores, por lo que es viable su implementación en el corto plazo.

Esta memoria tiene como finalidad encontrar nuevas capacidades de transmisión en el sistema de transmisión troncal de 500 [kV] usando sistemas EDAG y EDAC para permitir la inyección de energía proveniente de fuentes de generación más económicas (por ejemplo, la generación hidráulica en el sur del sistema interconectado central) y reducir el costo de operación del sistema interconectado central.

## **1.2 Objetivos.**

### **1.2.1 Objetivo general.**

El objetivo de esta memoria de título es encontrar nuevas capacidades de transmisión del sistema de transmisión troncal de 500 [kV] haciendo uso de la capacidad de sobrecarga de los elementos del sistema de transmisión y usando sistemas EDAG y EDAC, manteniendo los niveles de seguridad exigidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

### **1.2.2 Objetivos específicos.**

- Realizar un diagnóstico del estado actual del Sistema de Transmisión Troncal de 500 [kV] del Sistema Interconectado Central.
- Observar la estabilidad del Sistema Interconectado Central, cuando ocurran contingencia que dejen fuera un circuito y operen los sistemas EDAG y EDAC.
- Encontrar las nuevas capacidades de transmisión del sistema de transmisión troncal de 500 [kV] que permitan una operación segura y económica del Sistema Interconectado Central.

## **1.3 Estructura de la memoria de título.**

Esta memoria de título se organiza de la siguiente manera:

- Capítulo 2: Presenta la base teórica para comprender la situación del sistema de transmisión troncal y su criterio de seguridad. Además de los distintos.
- Capítulo 3: Se hace un diagnóstico sobre el Sistema de Transmisión Troncal de 500 [kV] del SIC y las congestiones en la actualidad y en el futuro, considerando las obras indicadas en el Estudio de Transmisión Troncal.
- Capítulo 4: Se describen las consecuencias económicas de la congestión en el sistema de transmisión y las señales al sector privado.
- Capítulo 5: Se describen tres soluciones para el problema de la congestión y se argumenta la elección de la solución EDAG y EDAC por contingencia específica.
- Capítulo 6: Se detalla la metodología a aplicar para encontrar la máxima transferencia de potencia por el sistema de transmisión troncal de 500 [kV] usando sistemas EDAG y EDAC.
- Capítulo 7: Se aplica la metodología del capítulo anterior y se muestran los resultados obtenidos.

- Capítulo 8: Conclusiones y posibles trabajos futuros sobre este tema de memoria.

# CAPITULO 2: Marco teórico.

## 2.1 Introducción.

En la década de los 80 y el 90 alrededor del mundo, el sector eléctrico experimenta un proceso de desregulación, pasando de un esquema de empresa verticalmente integrada, donde la empresa es categorizada como de servicio público y cuenta con la protección del estado, a uno en que se separan las actividades de generación, transmisión y distribución, con competencia en el sector de generación, y monopolios naturales (regulados) en transmisión y distribución. Esquemáticamente los cambios introducidos se muestran en la figura 1.

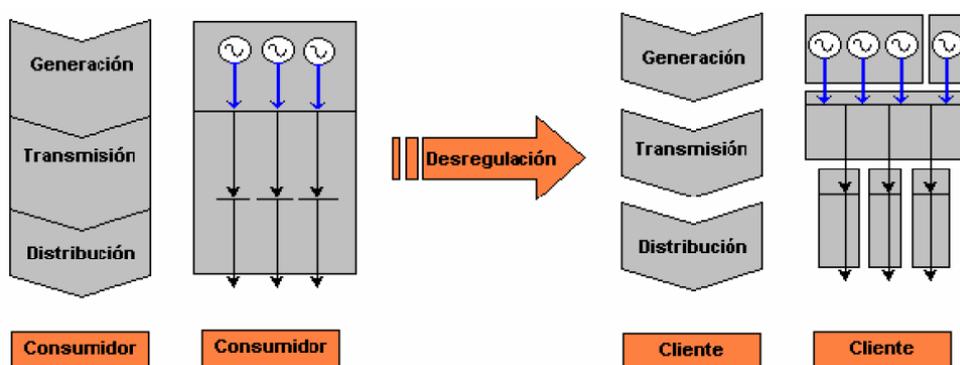
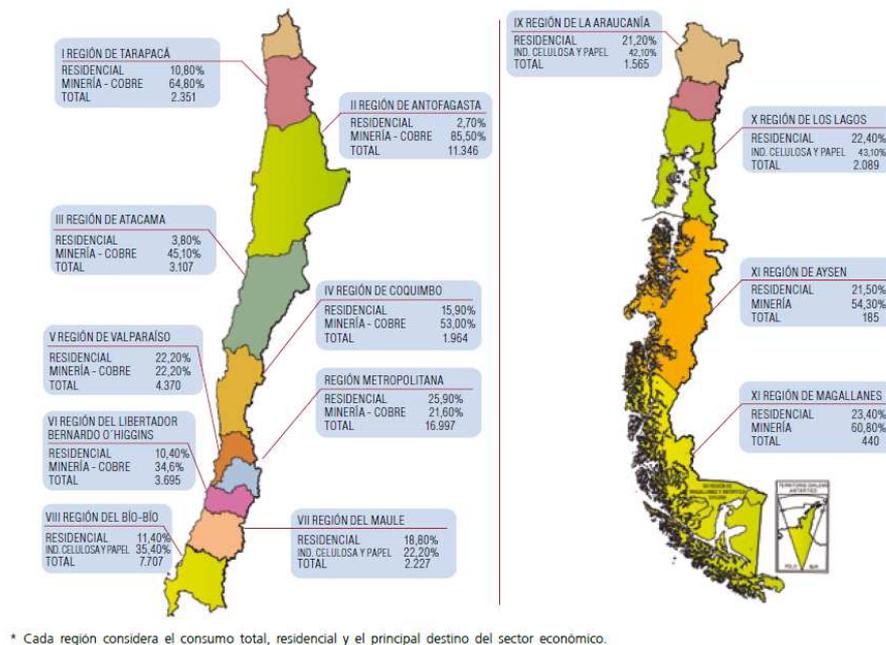


Figura 1: Cambios introducidos por la regulación

## 2.2 Sector generación y demanda eléctrica en el SIC.

Gran parte de la demanda en el Sistema Interconectado Central se concentra en la zona norte y centro de éste. La figura 2 muestra por región el porcentaje del consumo eléctrico industrial y residencial a lo largo de Chile y, por consiguiente, en el SIC [1].



**Figura 2: Mapa del consumo eléctrico en Chile**

Dada la dificultad actual para los grandes proyectos térmicos de generación eléctrica para poder ubicarse en la zona de mayor consumo del Sistema Interconectado Central (como es el caso de la paralización del proyecto Punta Alcalde de 740 [MW]), la dificultad de construir proyectos térmicos en la zona norte (Proyecto Castilla de 2100 [MW]) y el alto potencial hidráulico en la zona sur del país, es que las empresas generadoras realizan proyectos en dicha zona.

La generación eléctrica concentra variados proyectos ubicados al sur de los centros de carga, donde existe potencial hídrico para la generación de energía eléctrica. Acorde a Systep, éstos suman 4.964 [MW] de potencia instalada, donde 4.196 [MW] corresponden a generación hidráulica [2].

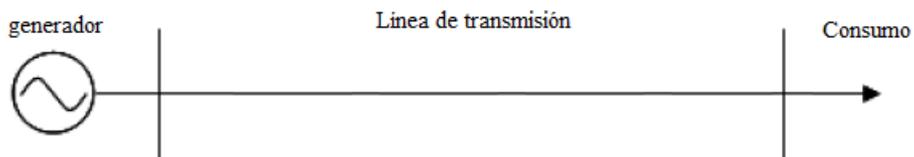
**Tabla 1 Proyectos en EIA desde 2007**

<b>Nombre</b>	<b>Potencia [MW]</b>	<b>Combustible</b>	<b>Región</b>
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	2750	Hidráulica	XI
Central Termoeléctrica Energía Minera	1050	Carbón	V
Central Termoeléctrica Los Robles	750	Carbón	VII
Central Hidroeléctrica cuervo	640	Hidráulica	XI
Central Combinada ERA	579	Gas - Cogeneración	V
Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo	542	Hidráulica	RM
Parque eólico Talinay	500	Eólico	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	490	Hidráulica	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura	316	Hidráulica	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	270	Carbón	V
Central Termoeléctrica Quintero	240	GNL	V

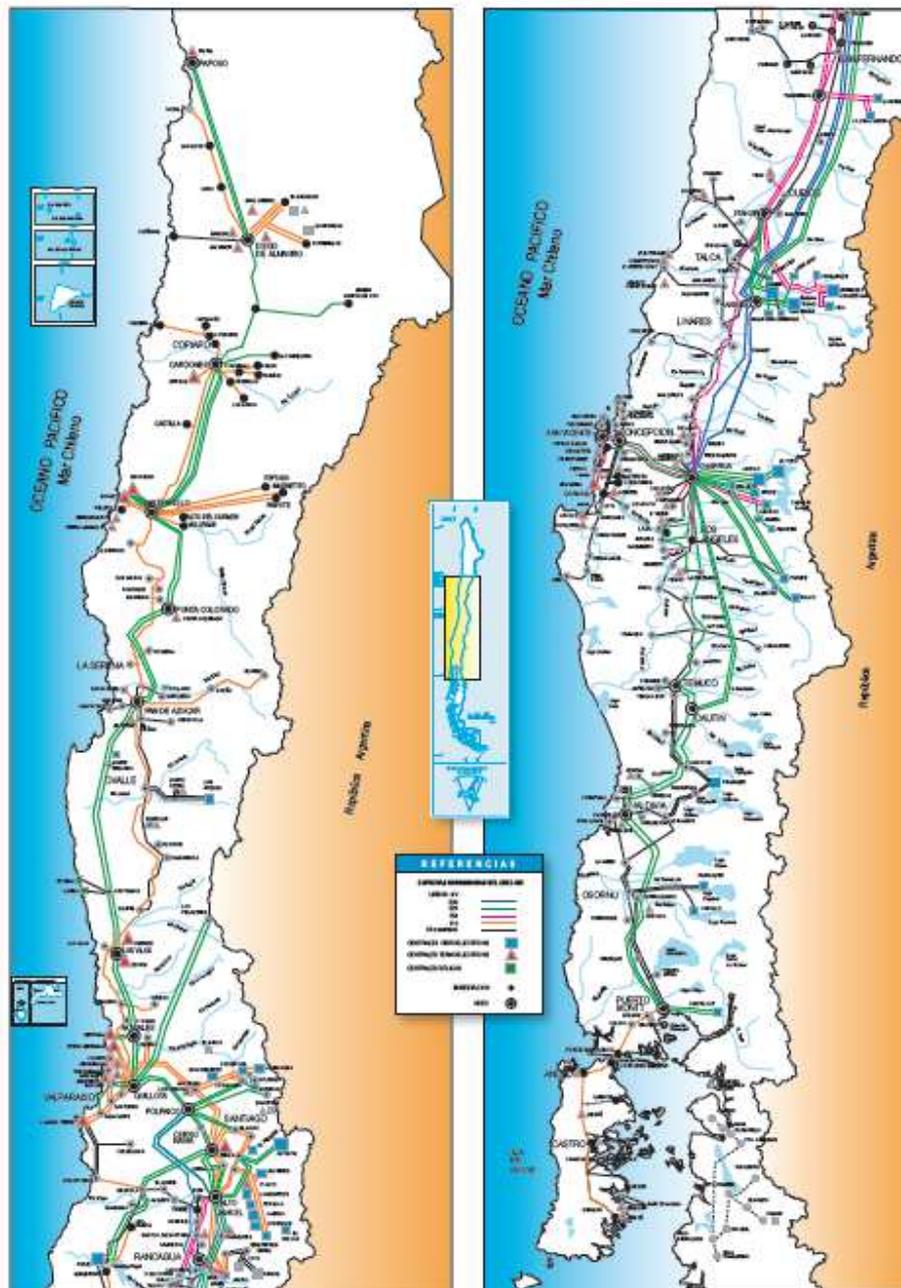
Dada la ubicación de estos proyectos de generación y la lejanía de éstos con respecto a los consumos (que se concentran en la zona centro-norte del Sistema Interconectado Central) se debe contar con un sistema de transmisión que de seguridad de suministro eléctrico.

### 2.3 Sector transmisión en el SIC.

El sistema de transmisión consiste en instalaciones que permiten transportar y distribuir la energía eléctrica desde las unidades de generación hasta los centros de consumo (Ver figura 3) [3]. Esto permite la creación de un mercado eléctrico, sobre la base que se puede lograr una operación económica de las unidades generadoras.



**Figura 3: Esquema de una línea de transmisión**



**Figura 4: Mapa geográfico del SIC.**

En Chile el sistema de transmisión se ha dividido en los siguientes estamentos

1. Sistema de Transmisión Troncal: Sistema constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, los reglamentos y la norma técnica.
2. Sistema de Subtransmisión: Sistema constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.
3. Sistema de Transmisión Adicional: Sistema constituido por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precio, y por aquellas cuyo objetivo principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni del sistema de subtransmisión [4].

Para el caso del Sistema de Transmisión Troncal del sistema interconectado central, ésta se extiende desde la III región, en subestación Diego de Almagro, hasta la X región en la subestación Puerto Montt.

## **2.4 Planificación del Sistema de Transmisión en Chile.**

La planificación del sistema de transmisión troncal la dirige la CNE a través de un estudio llamado Estudio de Transmisión Troncal y la realiza un consorcio de empresas privadas. Este estudio planifica de manera centralizada las obras de transmisión troncal según los proyectos de generación y consumo con la finalidad de que el sistema de transporte eléctrico cumpla con dar seguridad de suministro y operar de manera económica. Este estudio se realiza cada cuatro años y tiene un horizonte de a lo menos 10 años [5]. El resultado de este estudio es la recomendación de obras para los próximos cuatro años que permita minimizar en el horizonte de análisis los costos esperados de inversión, operación, mantenimiento, administración y falla en el sistema eléctrico, considerando como base las instalaciones existentes, en construcción y aquellas que se encuentren decididas a la fecha de inicio del estudio. En el intertanto es la Dirección de Peajes la que anualmente realiza una actualización de este plan de obras.

El problema actual en la planificación del sistema de transmisión troncal, cuyas consecuencias terminan retrasando obras de generación y subiendo los precios de la energía en Chile, es la judicialización por parte de entes privados impactados por las obras de transmisión que promedian 18 meses de retraso, provocando que el tiempo de ejecución de los proyectos sea mayor que el tiempo presentado en el Estudio de Transmisión Troncal.

La consecuencia que genera el retraso de las obras de transmisión es que al no poder ampliar dicho sistema, el parque generador retrasa la entrada de unidades generadoras pues el sistema actual de transmisión no posee holgura para transportar la energía. Esto compromete la seguridad de suministro y además haciendo más costosa la operación del sistema [6].

## **2.5 Nivel de seguridad en el sistema de transmisión.**

El Estudio de Transmisión Troncal considera los criterios impuestos en la NTS y CS para la capacidad de las líneas de transmisión troncal, entre ellos el criterio de seguridad n-1. Se entiende por criterio n-1 lo estipulado por el Decreto Supremo 327, artículo 237 [7].

*“... Se entiende por simple contingencia, o “n-1”, que ante la falla de un elemento del sistema de transmisión no se exceda las capacidades máximas de las instalaciones y que los voltajes permanezcan dentro de los rangos permitidos, bajo la hipótesis de que el resto del sistema no presenta fallas intempestivas, salvo aquellas que sean consecuencia directa de la falla del tramo mencionado.”*

Por lo que el nivel de seguridad exigido requiere de un doble circuito por línea para evitar que la salida de una línea constituida por un único circuito pueda sobrecargar otras líneas que puedan llevar al colapso del sistema.

En caso de que la capacidad de transferencia ofrecida por el doble circuito del sistema de transmisión no sea suficiente para una correcta y económica operación del sistema, la Dirección de Operaciones (DO) del correspondiente CDEC puede realizar un aumento de la capacidad del sistema de transmisión a través de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) y de generación (EDAG), acorde al artículo 5-7 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

*La aplicación del criterio n-1 que realiza la DO, deberá considerar en todos los estudios de programación de la operación establecidos en la presente NT, que una Contingencia Simple pueda ser controlada con la activación de EDAC, EDAG y/o ERAG, por subfrecuencia, subtensión o señal específica, o bien mediante restricciones en la operación de las instalaciones*

*de generación o transmisión, de modo de asegurar que la falla no se propague al resto de las instalaciones del SI, produciendo una salida incontrolada de las mismas.*

Por lo tanto la Dirección de Operaciones, para cumplir con su misión de operar el sistema abasteciendo la demanda de manera segura y a mínimo costo, puede emplear sistemas EDAC/EDAG para aumentar el nivel de transferencia por las líneas del sistema de transmisión troncal manteniendo el mismo nivel de seguridad con el cual se planifica.

## **2.6 Evaluación económica de un sistema EDAC y EDAG.**

La evaluación económica de un proyecto de esquemas de desconexión automática de carga y de generación se realiza calculando el ahorro en la operación del sistema eléctrico para la situación con esquemas y sin esquemas. Si  $C.O.con$  es el costo operacional actualizado del sistema con el proyecto EDAC/EDAG,  $C.O.sin$  es el costo operacional del actualizado sistema sin el proyecto (Status quo) e  $I$  es la inversión que se debe realizar para la implementación del proyecto EDAC/EDAG, entonces si

$$C.O.sin - C.O.con \geq I \quad (1)$$

La implementación de los esquemas de desconexión de carga y generación generan un beneficio neto al sistema que permite además recuperar la inversión dentro del plazo de la modelación, por lo que el proyecto debe realizarse para garantizar una operación del sistema a mínimo costo.

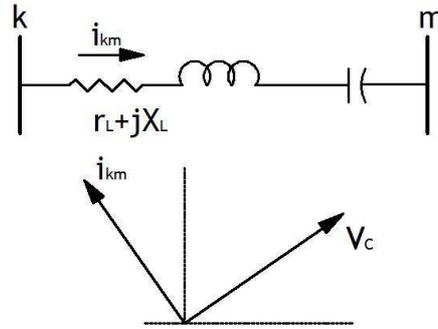
Se considera 10% como tasa de descuento para la evaluación económica.

## **2.7 Compensador serie estático.**

Tal como un condensador insertado en una línea de un sistema de transmisión (como en el caso de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] del Sistema Interconectado Central), El efecto de la compensación serie con un elemento pasivo es reducir la impedancia efectiva de la línea, es decir, acercar los dos nodos eléctricamente. Una línea compensada es capaz de portar una mayor cantidad de potencia en comparación con el flujo natural que por ella circula cuando no lo está. El voltaje en terminales del condensador serie se sitúa en cuadratura efectiva con la corriente que circula por la línea compensada, y por tanto el elemento es capaz de intercambiar reactivos con la línea.

En la Figura 5 se puede apreciar que el voltaje a través del condensador se encuentra en cuadratura con la corriente. De acuerdo al diagrama unifilar, el valor de la impedancia serie de la línea se modifica en un valor dado por:

$$Z_{serie} = r_L + j(X_L - X_C) \quad (2)$$



**Figura 5: Condición de operación del estado estacionario.**

Si se desprecia la resistencia de la línea, el flujo de la potencia activa que flujo del nodo  $k$  al  $m$  se expresa mediante

$$P_{km} = \frac{|V_k||V_m| \sin(\delta_{km})}{(X_L - X_C)} \quad (3)$$

Donde

- $|V_k|$ : Magnitud de voltaje en el nodo  $k$ .
- $|V_m|$ : Magnitud de voltaje en el nodo  $m$ .
- $\delta_{km}$ : La diferencia entre las fases de los voltajes de los nodos  $k$  y  $m$ .
- $X_L$ : Reactancia de la línea
- $X_C$ : Reactancia del capacitor en serie.

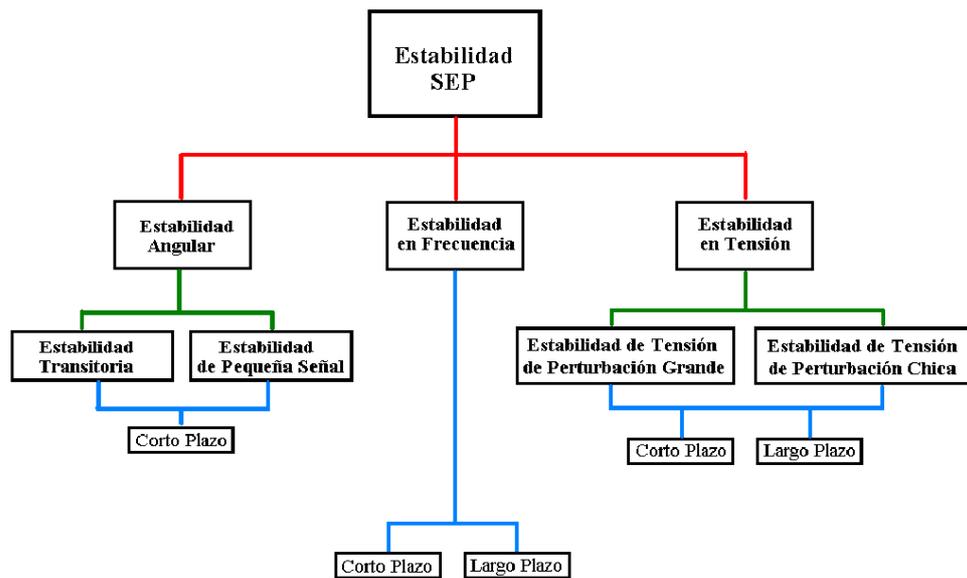
Modificando el valor de la reactancia del capacitor en serie (compensación serie), se puede reducir la impedancia total de la línea [8][9][10].

## 2.8 Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia consiste en la capacidad de éste para, dado un punto de operación inicial, seguir en operación luego de ser sujeto a una perturbación, manteniendo todas las variables del sistema dentro de un rango aceptable de operación [11]. Ante la ocurrencia de alguna perturbación, la estabilidad del sistema eléctrico de potencia es función

de la magnitud de la perturbación, la topología de la red y de la condición de operación inicial. Es debido a esto que la estabilidad puede ser un factor que limite finalmente la capacidad de transmisión de una línea en particular.

La estabilidad del sistema se clasifica según las tres variables de interés que la determinan, y a la vez están subdivididas en sub-categorías, según la magnitud de la perturbación y sus constantes de tiempo [12].



**Figura 6: Clasificación de la Estabilidad en SEP**

A continuación se explica brevemente los distintos fenómenos y sus principales características de los distintos tipos de estabilidad mostrados en la Figura 5.

### 2.8.1 Estabilidad Angular

Corresponde a la capacidad de las máquinas sincrónicas interconectadas al sistema de mantener el sincronismo entre todas ellas, luego de una perturbación. Esto corresponde a mantener el balance entre el torque electromagnético y el torque mecánico de la máquina sincrónica. La inestabilidad angular se debe entonces a un desequilibrio entre las fuerzas electromagnéticas y las mecánicas aplicadas a la máquina.

La estabilidad angular se subdivide en dos fenómenos; estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria

- (a) **Estabilidad de Pequeña Señal:** Corresponde a la estabilidad del sistema para mantener el sincronismo frente a pequeñas perturbaciones. La inestabilidad de pequeña señal se puede deber a un incremento periódico del ángulo del rotor de la máquina lo cual se debe a la ausencia de torques sincrónicos que desaceleren la máquina, o a las oscilaciones no amortiguadas de los rotores debido a la ausencia de amortiguaciones por parte del sistema.
- (b) **Estabilidad transitoria:** Es la capacidad del sistema de mantener el equilibrio luego de una perturbación grande, fallas en el sistema de transmisión o cortocircuitos. Éste depende del punto de operación inicial y la severidad de la falla.

## 2.8.2 Estabilidad de Frecuencia

Corresponde a la capacidad del sistema de mantener el balance entre la generación y la demanda, manteniendo ésta dentro de un rango cercano a la nominal (50 [Hz] para el caso del SIC).

La inestabilidad se puede producir debido a oscilaciones no amortiguadas de la frecuencia, lo cual puede terminar en la desconexión de centrales o cargas del sistema. En sistemas pequeños denominados “islas”, la inestabilidad de frecuencia es muy importante, mientras que en sistemas más grandes la estabilidad de frecuencia toma importancia en caso de contingencias muy severas que llevan al sistema a operar en varios subsistemas o “islas”.

La estabilidad de frecuencia en el corto plazo está asociada a salidas intempestivas de centrales generadoras o cambios bruscos en la demanda, como la entrada de operación de hornos de arcos eléctricos, lo cual puede causar desequilibrios inestables para el sistema provocando la desconexión de más elementos. En cambio, la estabilidad de frecuencia en el largo plazo se debe a descoordinaciones de control y protecciones, o falta de reservas de potencia activa en el sistema para realizar la regulación secundaria de frecuencia y así restablecer el equilibrio.

## 2.8.3 Estabilidad de tensión

Es la capacidad del sistema de mantener la tensión dentro de un rango preestablecido en todas las barras del sistema, luego de sucedida una perturbación o falla. La inestabilidad de tensión sucede cuando existe una constante reducción o aumento descontrolado de la tensión en las barras de un área. El principal factor causante de la inestabilidad de tensión es el desequilibrio de reactivos en el sistema.

- (a) **Estabilidad de tensión de pequeña perturbación:** son debido a incrementos en la demanda, desconexión de líneas, o fallas lejanas a la zona provocando el consumo de reactivo o aumento de las pérdidas.
- (b) **Estabilidad de tensión de gran perturbación:** son debido a contingencias fuertes como cortocircuitos cercanos a la barra, o la desconexión de máquinas o equipos controladores de tensión.

La estabilidad de tensión también se diferencia de acuerdo al periodo de estudio, pudiendo existir inestabilidades en el corto y largo plazo. La inestabilidad de corto plazo involucra el comportamiento dinámico de equipos rápidos, como máquinas de inducción y cargas controladas electrónicamente. En cambio, la inestabilidad de largo plazo se debe al límite de topes en los transformadores con cambiadores de tap bajo carga (CTBC), limitadores de corriente de excitación de los generadores, o la ausencia de reserva dinámica de reactivos en el sistema [13].

#### **2.8.4 Estabilidad en sistemas de transmisión longitudinales y de doble circuito**

Al tener una línea de transmisión de doble circuito transfiriendo más potencia que la asignada en criterio N-1 (cada circuito operando a más de la mitad de su capacidad) y uno de los circuitos sale de operación (que se ve reflejado como una pequeña perturbación), el circuito que queda operativo se sobrecarga, provocando que en el circuito predomine el efecto inductivo, haciendo que la línea demande mayor potencia reactiva al sistema [14]. Dicha variación de carga en el sistema eléctrico provoca una perturbación.

Esta perturbación cambia el punto de equilibrio del sistema eléctrico, lo que a su vez provoca la interacción de la energía almacenada en las masas rotativas de los generadores con los campos eléctricos de los capacitores y los campos magnéticos de los inductores, lo que se refleja en forma de oscilaciones.

Las oscilaciones electromecánicas crecientes pueden ocasionar problemas que afectan directamente al sistema eléctrico provocando entre otros efectos los siguientes: pérdida de estabilidad, actuación de los sistemas de protección, aumento de la probabilidad de corte de carga, deterioro en la calidad de servicio, disminución de la confiabilidad del sistema; y en ciertos casos, incluso pueden provocar que el sistema evolucione hacia el colapso [15].

Otro efecto que ocurre principalmente en las líneas radiales de transmisión con compensación serie es la resonancia sub-sincrónica. En una situación de cortocircuito, la corriente de falla no contiene una componente de corriente directa, sino que contiene una

componente alterna, de frecuencia igual a la frecuencia natural de la combinación inductancia – condensador

$$f_n = f_o \sqrt{\frac{x_c}{x_l}} [Hz] \quad (4)$$

Con  $f_o$  la frecuencia sincrónica,  $x_c$  la reactancia del compensador síncrono y  $x_l$  la reactancia de la línea de transmisión.

Corrientes de estator con frecuencia  $f_n$  inducen corrientes (y torques) en el rotor de frecuencia  $f_n - f_o$ . Estos torques pueden caer cerca de la banda de las frecuencias naturales de oscilación de las máquinas del sistema y crear oscilaciones permanentes [3].

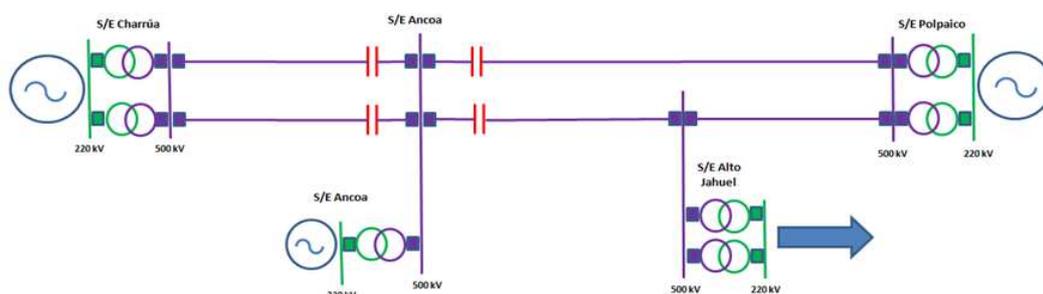
Dado los dos efectos mencionados anteriormente, se debe analizar la estabilidad del sistema en situaciones de sobrecarga de las líneas de transmisión.

# CAPITULO 3: Diagnóstico del estado actual del Sistema de Transmisión Troncal en 500 [kV].

En este capítulo se busca entender el estado actual de operación del sistema eléctrico, por lo que se detalla la topología del sistema de transmisión troncal en 500 [kV], cuáles son las variables que limitan la capacidad de transferencia, las obras futuras de generación, el origen de la congestión en el sistema de transmisión y las causas de este en la operación del sistema eléctrico.

## 3.1 Límites de transferencias en el Sistema de Transmisión Troncal.

La topología del sistema de transmisión troncal de 500 [kV] del SIC es la que se explica en la figura 7.



**Figura 7: Topología actual del Sistema de Transmisión Troncal de 500 [kV]**

Basado en la información que se encuentra disponible en el sitio web del CDEC-SIC, la Dirección de Operaciones genera un informe preliminar llamado “Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión” donde presenta las principales limitaciones del sistema de transmisión.

**Tabla 2 Restricciones del Sistema de Transmisión Troncal de 500 [kV]**

Tramo	SS/EE		Capacidad térmica (MVA)	Capacidad TT/CC (MVA)		Cap. otros equipos serie (MVA)	
	Origen	Destino		origen	destino	origen	destino
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV	Ancoa	Alto Jahuel	1544	1663	1663	CCSS Permanente 1422 sobrecarga 30 min. 1936	Trans. 2x750
Ancoa - Polpaico 500 kV	Ancoa	Polpaico	1803	1663	1663	CCSS Permanente 1422 sobrecarga 30 min. 1936	
Charrúa - Ancoa 500 kV L1	Charrúa	Ancoa	1766	1663	1663	Trans. 2x750	CCSS Permanente 1368 Sobrecarga 30 min. 1847
Charrúa - Ancoa 500 kV L2	Charrúa	Ancoa	1786	1663	1663	Trans. 2x750	CCSS Permanente 1368 Sobrecarga 30 min. 1847

Los elementos que limitan actualmente la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] son los transformadores de la subestación eléctrica Charrúa, que tienen una capacidad de 750 [MVA] nominales y 1200 [MVA] si se considera una sobrecarga del 60% por 30 minutos máximo, que es como operan actualmente [16]. Considerando las siguientes obras en construcción que involucran subestaciones eléctricas y líneas de transmisión en 500 [kV]

1. Línea Ancoa – Polpaico 1x500 [kV] seccionamiento (2x1800 [MVA]): Marzo 2013
2. Tercer banco autotransformador 220/500 [kV] en S/E Charrúa (750 [MVA]): Julio 2013.
3. Ancoa – Alto Jahuel primer circuito (1400 [MVA]): Diciembre 2014.
4. Segundo transformador Ancoa 500/220 [kV] (1500 [MVA]): Marzo 2016.

Se tiene la entrada de un tercer transformador en la subestación Charrúa, lo que aumenta el límite de transferencia de la línea de transmisión Charrúa – Ancoa 500 [kV]. Considerando la entrada de dicho transformador y la tabla 2, el nuevo nivel de transferencia se limita por las compensaciones serie que se ubican en la subestación Ancoa. Este nuevo límite es de 1369 [MVA] [17].

### **3.2 Obras futuras de generación y proyección de demanda en el Sistema Interconectado Central.**

Las variables que condicionan el problema de operación eficiente del sistema eléctrico son la oferta de generación (junto con la capacidad de las líneas) y la demanda eléctrica creciente en el tiempo. Luego, se debe modelar la operación futura considerando las variables dichas anteriormente y analizando su comportamiento en el mediano plazo.

Para la modelación de la operación futura del sistema eléctrico, se debe considerar las obras de generación en construcción:

1. Viñales (32 [MW]) para mayo 2012
2. Santa María (343 [MW]) para julio 2012
3. San Andrés (40 [MW]) para septiembre 2012
4. Providencia (13 [MW]) para septiembre 2012
5. Bocamina 02 (342 [MW]) para septiembre 2012
6. Talinay Oriente (99 [MW]) para noviembre 2012
7. Pulelfu (9.4 [MW]) para diciembre 2012
8. Campiche (242 [MW]) para marzo 2013
9. El Paso (40 [MW]) para julio 2013
10. El Arrayán (115 [MW]) para noviembre 2013
11. Angostura (316 [MW]) para diciembre 2013
12. San Pedro (144 [MW]) para diciembre 2014

Además, se considera una central térmica al sur de Charrúa de 343 [MW] para abril de 2017, que está considerada como obra de generación recomendada. Para la demanda proyectada se usa un crecimiento de 5.5% que es lo estimado por la Comisión Nacional de Energía [17].

Tanto las obras de transmisión futuras como las de generación son consideradas en el Modelo de Programación de Largo Plazo (PLP) con el objetivo de tener una representación de la operación futura del Sistema Interconectado Central.

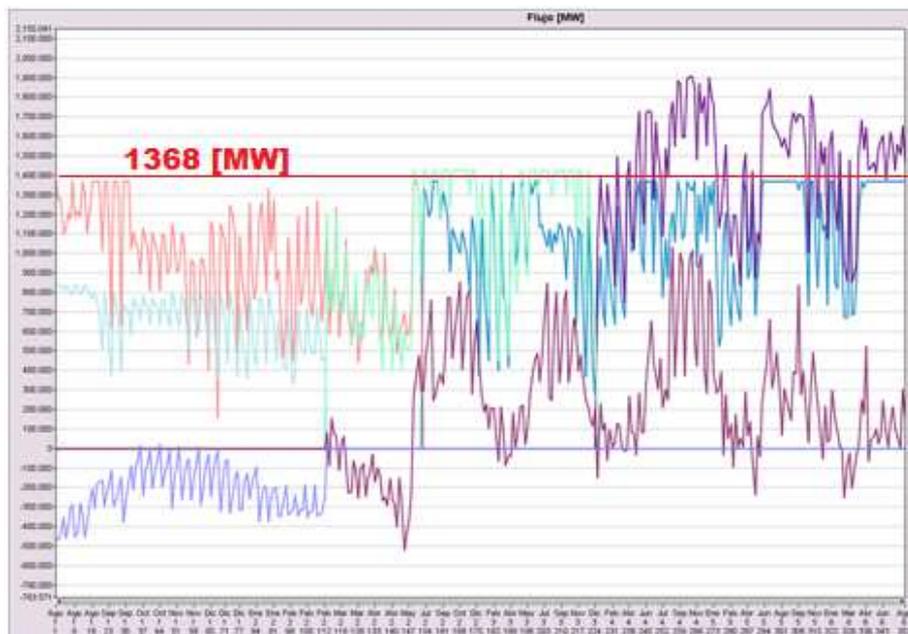
### 3.3 Modelo de Programación de Largo Plazo.

Para analizar el estado actual de la operación del sistema interconectado central y proyectar a futuro dicha operación para distintas condiciones hidrológicas, se usa un modelo llamado Modelo de Programación de Largo Plazo (PLP).

El modelo PLP es un modelo computacional de despacho hidro-térmico basado en técnicas matemáticas, utilizado por el CDEC-SIC en el proceso de definición del programa de operación de las unidades generadoras y del costo marginal de la energía en el Sistema Interconectado Central. También lo utiliza la Dirección de Peajes para efectuar las revisiones anuales del plan de obras de transmisión. Aporta una modelación detallada que entrega resultados sobre el horizonte de mediano plazo y con un detalle mensual, y un detalle semanal para el primer mes de simulación [18].

### 3.4 Transferencias por el sistema de transmisión troncal de 500 [kV]

Se ingresan las obras detalladas en 3.1 y 3.2 al modelo PLP para analizar las transferencias de potencia por las líneas de transmisión del sistema de 500 [kV] para tres hidrologías distintas.



**Figura 8: Flujos de potencia en sistema de transmisión 500 [kV] para una hidrología húmeda.**

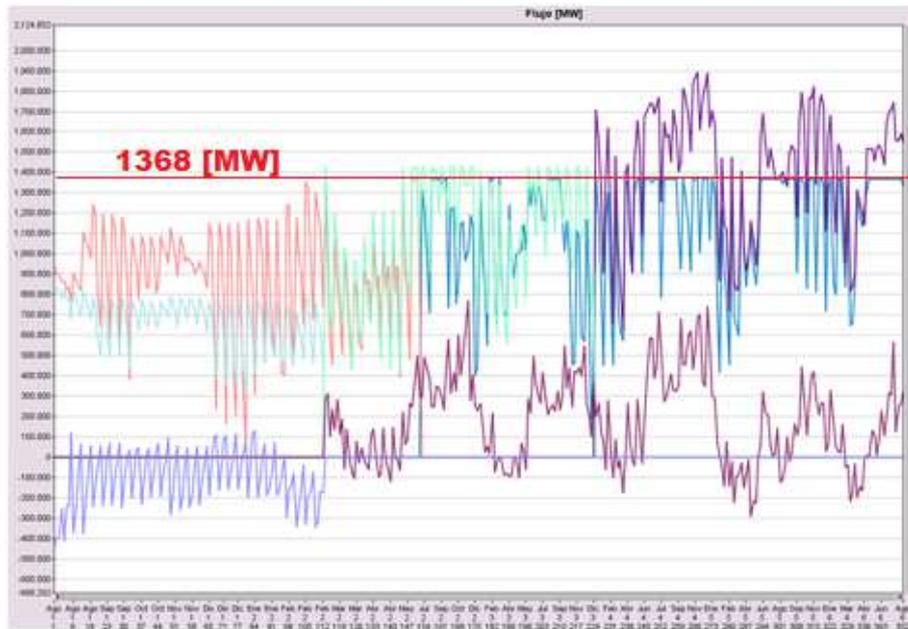


Figura 9: Flujos de potencia en sistema de transmisión 500 [kV] para una hidrología media



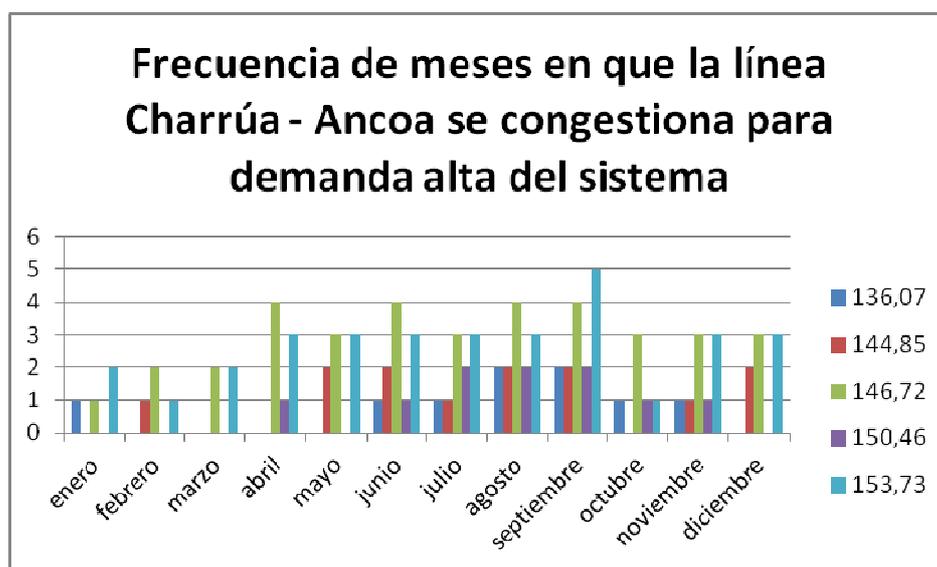
Figura 10: Flujos de potencia en sistema de transmisión 500 [kV] para una hidrología seca

Como resultado se tiene congestión en la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] (Líneas color salmón y celeste. La línea de color salmón correspondiente a la situación con dos transformadores en la subestación eléctrica) debido al límite impuesto por la compensación serie en la línea Charrúa – Ancoa (línea horizontal roja). Destacar además que la línea de transmisión desde Ancoa hacia el centro de consumo no presenta congestión debido a la entrada de un segundo circuito de 1400 [MVA] (ver 3.1).

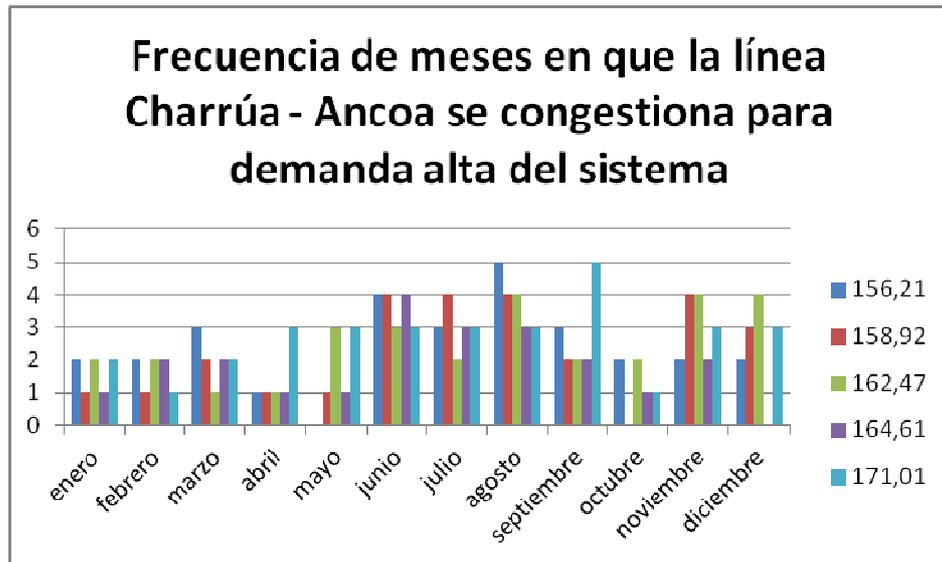
Luego, la línea del sistema de transmisión troncal de 500 [kV] que presenta problemas de congestión en el mediano plazo es la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV].

### 3.5 Origen de la congestión de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV]

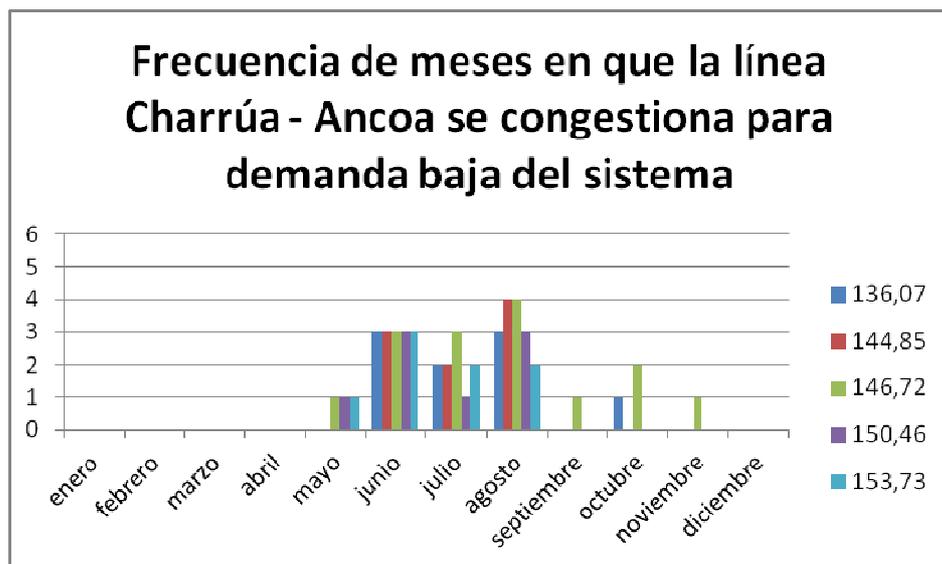
Para entender el origen de la congestión de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] se procede a graficar los meses y la frecuencia en los cuales dicha línea se encuentra congestionada para distintos niveles de demanda y aporte de energía con recursos hídricos al sistema eléctrico. La leyenda a mano derecha de cada imagen corresponde a la energía generada con recursos hidráulicos para el periodo de evaluación del modelo PLP. Esto es una medida de la hidrología para el periodo de evaluación.



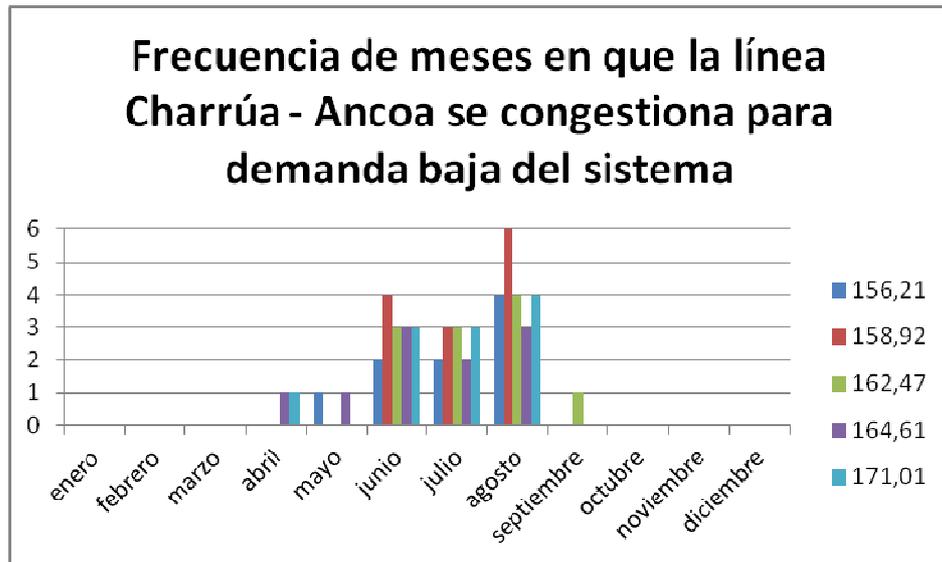
**Figura 11: Frecuencia de meses en que la línea Charrúa – Ancoa se congestiona para demanda alta del sistema. Hidrologías secas y medias.**



**Figura 12:** Frecuencia de meses en que la línea Charrúa – Ancoa se congestiona para demanda alta del sistema. Hidrologías medias y húmedas.



**Figura 13:** Frecuencia de meses en que la línea Charrúa – Ancoa se congestiona para demanda baja del sistema. Hidrologías secas y medias.



**Figura 14: Frecuencia de meses en que la línea Charrúa – Ancoa se congestiona para demanda baja del sistema. Hidrologías medias y húmedas.**

Como resultado se tiene que la congestión de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] se concentra principalmente en los meses de junio, julio y agosto, donde el aporte hídrico al sistema es mayor debido principalmente a las precipitaciones en el sur del Sistema Interconectado Central. Incluso para escenarios de demanda alta la congestión de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] se da en todos los meses del año como lo indica las figuras 11 y 12, por lo que en distintos escenarios de aporte hídrico del sistema existe energía eléctrica al sur de Charrúa que no puede ser evacuada debido a la congestión.

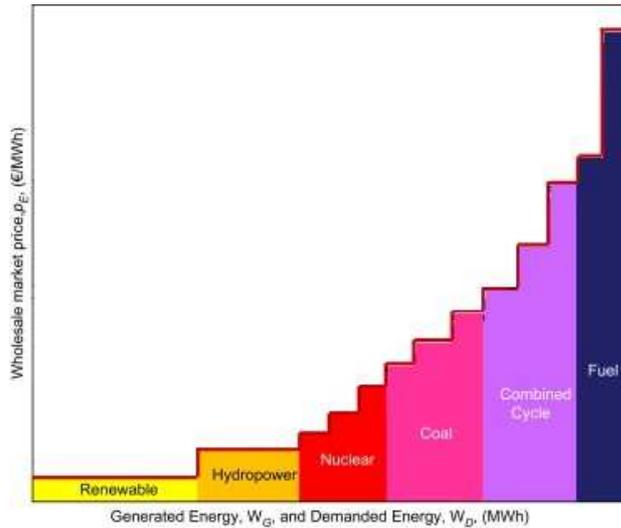
# **CAPITULO 4: Consecuencias económicas de la congestión en el sistema de transmisión.**

En este capítulo se muestra las consecuencias económicas debido a la congestión del sistema de transmisión y los beneficios que se obtienen debido a un aumento en la capacidad del sistema de transmisión a través de los costos marginales y los ingresos tarifarios, como también las señales de mercado que se entregan al sector privado. Finalmente se explican las soluciones a un problema de congestión y la escogida para desarrollar en este trabajo de memoria.

## **4.1 Consecuencias de la congestión en el sistema de transmisión**

La congestión en los sistemas de transmisión produce un aumento en los costos de operación del sistema, pues ocurre un desacople en el sistemas eléctrico, provocando diferencia de precios entre los distintos mercados eléctricos que se producen en el sistema interconectado central. Esto desencadena que generadores de tecnologías más costosas (termoeléctricas y/o diesel) deban operar para poder abastecer la demanda que no es posible suministrar debido a la congestión y por lo tanto, mayor costos de operación del sistema.

En la figura 15 se muestra el costo marginal de la energía generada según distintas tecnologías

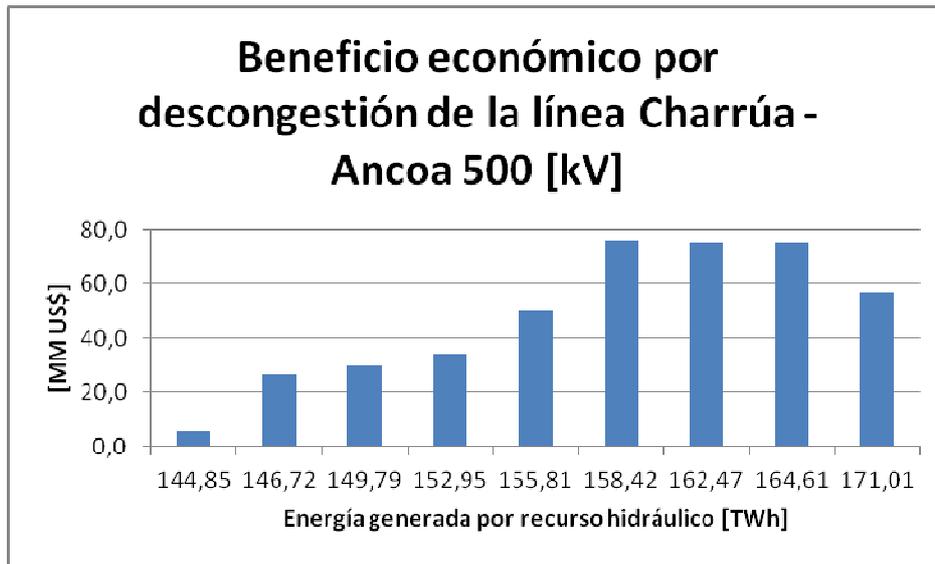


**Figura 15: Costo de la energía generada según distintas tecnologías (De derecha a izquierda: Energías renovables, generación hídrica, energía nuclear, térmicas de carbón, ciclos combinados y combustible fósil) [19].**

## **4.2 Beneficios de la descongestión de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV].**

Para evaluar económicamente los beneficios de una descongestión de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV], se usa el modelo PLP eliminando la restricción de límite de transferencia por la línea y se calculan los costos de operación del sistema para distintas hidrologías para poder compararlas con el costo de operación del sistema cuando la restricción de límite de transferencia es considerada, como se explica en el capítulo 2 punto 6.

El beneficio económico obtenido por la descongestión en función del aporte de energía con recurso hidráulico para el periodo de evaluación se grafica en la figura 16.



**Figura 16: Beneficio económico por descongestión de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] para distintas hidrologías.**

Para todas las hidrologías se tiene que el beneficio económico que el sistema presenta al liberar el límite de transmisión de la línea supera los 5 millones de dólares en 6 años. Si se considera que la inversión de un sistema EDAG/EDAC cuesta aproximadamente 1 millones de dólares [20], se tiene la implementación de estos sistemas más económica la operación del sistema eléctrico.

### 4.3 Costos Marginales e Ingresos Tarifarios en línea Charrúa – Ancoa 500 [kV].

Una forma de observar las congestiones en un sistema eléctrico es a través del desacople en los costos marginales del sistema y consecuentemente los ingresos tarifarios. Las congestiones pueden llevar a diferencias en los costos marginales muy importantes entre ambos extremos de una línea de transmisión [21], lo que incrementa en forma importante el ingreso tarifario de la línea congestionada. Los ingresos tarifarios se calculan como:

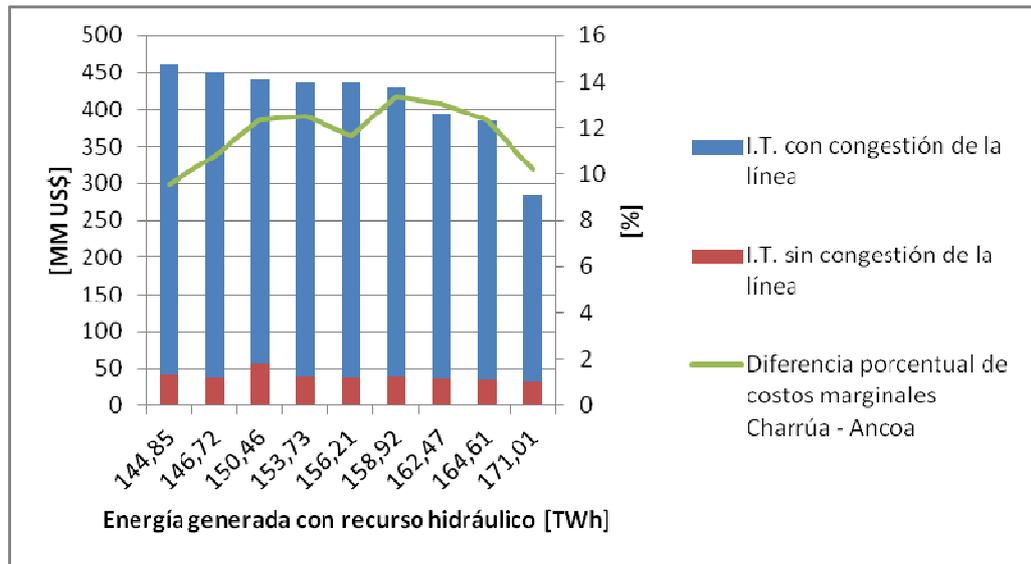
$$I.T_{.km} = E_k CMg_k - E_m CMg_m \quad (5)$$

Donde

- $I.T_{.km}$ : Ingreso tarifario de la línea que va desde el nodo  $k$  al nodo  $m$ .
- $E_k$ : Energía inyectada en el  $k$ .

- $CMg_k$ : Costo marginal en el nodo  $k$ .
- $E_m$ : Energía retirada en el  $m$ .
- $CMg_m$ : Costo marginal en el nodo  $m$  [22].

Usando el modelo PLP se obtienen los ingresos tarifarios por concepto de energía en función del aporte hidrológico al sistema eléctrico considerando restricción de transmisión y sin dicha restricción. Los resultados son los presentes en la figura 17.



**Figura 17: Ingresos tarifarios y diferencia de costos marginales según recurso hídrico.**

Se aprecia una disminución considerable de ingresos tarifarios, cuando se aumenta el límite de transferencia en la línea en cuestión, de a lo menos US\$ 200 millones. Además, los ingresos tarifarios cuando no se presenta una congestión en la línea se mantienen constantes, por lo que efectivamente los costos marginales de los extremos de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] se acoplan.

#### 4.4 Señales de mercado para el sector privado.

Dentro de los consumidores de energía eléctrica están los clientes libre que firman contratos directamente con las generadoras. En este tipo de contratos, no es común que un generador estipule un contrato donde una parte de éste figure el precio indexado al precio marginal del sistema., donde un alza en los costos marginales se ve reflejado en un alza en las tarifas para clientes libres (industrias principalmente). Sin embargo, en el contexto actual de

Chile (2.4 del capítulo 2) dicha situación de indexación de precios a costo marginal ocurre, lo que significa un traspaso del riesgo del sector eléctrico al cliente final, afectándolo directamente.

Por ejemplo, si se toma el caso de la minería, el presidente de metales base de BHP, Peter Beaven, afirma que actualmente la energía representa alrededor del 20% de los costos en Chile, lo que es tres veces más de lo que es el costo de la energía en otras mineras de BHP en Perú y Estados Unidos, presentando un bajo nivel de competitividad, en este caso, en la industria minera [23].

Por otra parte, los generadores que tienen un contrato a precio fijo con algún cliente se encuentran en problemas cuando vende energía pero deben comprar energía en el mercado spot donde los precios de la energía son mayores, lo que genera un perjuicio sobre el privado que lo podría llevar a la quiebra (como fue el caso de la empresa Campanario, que en año 2011 solicitó su quiebra, siendo la primera compañía generadora en Chile que sufre de situación de quiebra) [24].

Además de las señales en los costos de operación dadas en los párrafos anteriores, una ampliación del límite de transferencia de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] es beneficioso en los peajes que fija el Decreto Supremo 61 del Ministerio de Energía. En la base de cálculo de dicho decreto, la letra f) indica:

*“Para el caso del SIC, se deberá considerar toda la estadística hidrológica de caudales afluentes en régimen natural, a partir del mes de abril del año 1960” [25]*

Para el modelo PLP que se usa en el SIC significa considerar una hidrología seca equivalente a 145.97 [TWh] generado en el periodo de evaluación de 6 años.

Con esto como antecedente se tiene que la generación principalmente será térmica, por lo que serán éstas las que deban pagar los peajes.

Sin embargo, bastan algunas condiciones hidrológicas medias para que la línea en la situación actual sea ocupada principalmente por generación hidráulica, línea que la generación térmica paga. Si la línea presentara un mayor nivel de transferencia podrían las mismas generadoras térmicas hacer uso de la línea para inyectar energía en condiciones hidrológicas medias.

Por lo tanto existen razones desde el punto de vista de las señales que se da al sector privado para descongestionar las líneas de transmisión.

## **CAPITULO 5: Solución a la congestión.**

En este capítulo se presenta las distintas soluciones para la congestión del sistema de transmisión y la solución escogida

### **5.1 Ampliación de la capacidad de transmisión agregando un circuito adicional.**

Dentro de las opciones para un aumento en la capacidad de transmisión manteniendo el nivel de seguridad n-1 es la construcción de un circuito adicional en la línea que se desea intervenir. Dado esto, un tercer circuito aumenta la capacidad de transmisión eléctrica por la línea a 2736 [MVA]. Sin embargo, los tres bancos de transformadores ubicados en la subestación eléctrica Charrúa imponen un límite de transmisión de 2250 [MVA]. Luego, la capacidad de transporte efectiva es de 2250 [MVA].

Si bien la entrada en servicio de un circuito adicional para la línea Charrúa – Anoca permite un aumento en la capacidad de 1368 [MVA] a 2250 [MVA], esta solución actualmente está con retrasos, pues la licitación para extender un circuito adicional se declaró desierta en mayo del 2012 [26], y a fines del año 2012, la empresa ELECNOR se adjudica la licitación con una inversión de 200 millones de dólares. Se estiman 60 meses para tener operativo dicho circuito [27].

Además, por lo explicado en el punto 2.4, debido a las judicializaciones que están ocurriendo con los proyectos de líneas de transmisión, la probabilidad de que los tiempos de entrega de este tercer circuito puedan aumentar.

Luego, esta solución no es factible a corto plazo.

### **5.2 Ampliación de la capacidad de transmisión con sistemas EDAG/EDAC.**

Otra solución para aumentar la capacidad de transmisión en una línea manteniendo los niveles de seguridad es la implementación de esquemas de desconexión automática de cargas (EDAC) y de generación (EDAG).

Estos sistemas consisten en que dada alguna señal, ya sea por señal específica o por baja frecuencia, ciertos consumos y generadores se desconectan inmediatamente del sistema eléctrico permitiendo a este último aumentar su flexibilidad en la operación y disminuir las sobrecargas en los sistemas de transmisión, manteniendo la seguridad del sistema eléctrico.

Dado el análisis realizado en los puntos anteriores del presente capítulo, los beneficios económicos de la descongestión del sistema de transmisión y el corto tiempo requerido para la implementación de los sistemas, se propone en este trabajo aumentar la capacidad de transmisión de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] con sistemas EDAC y EDAG que la Dirección de Operaciones puede implementa, manteniendo el mismo nivel de seguridad que se tiene al usar un criterio N-1 [4].

### 5.2.1 EDAG y EDAC por baja frecuencia

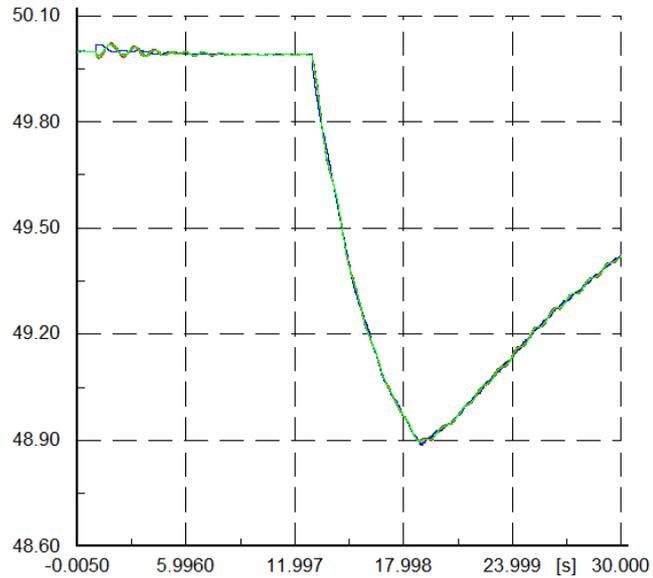
En el SIC se encuentran distribuidos Esquemas de Desconexión Automático de Carga por baja frecuencia, los cuales desconectan carga cuando la frecuencia en el sistema baja a un cierto valor con una cierta tasa de decaimiento, generando distintos escalones de desconexión.

**Tabla 3: Escalones de EDAC por baja frecuencia [28].**

	Porcentaje de participación en EDAC por Baja Frecuencia					
<b>Ajuste umbral frecuencia</b>	49,0 [Hz]	48,9 [Hz]	48,8 [Hz]	48,7 [Hz]	48,5 [Hz]	48,3 [Hz]
<b>Ajuste gradiente de frecuencia</b>	-0,6 [Hz/s]	---	-0,6 [Hz/s]	---	---	---
<b>% total de carga del SIC que participa del esquema</b>	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%

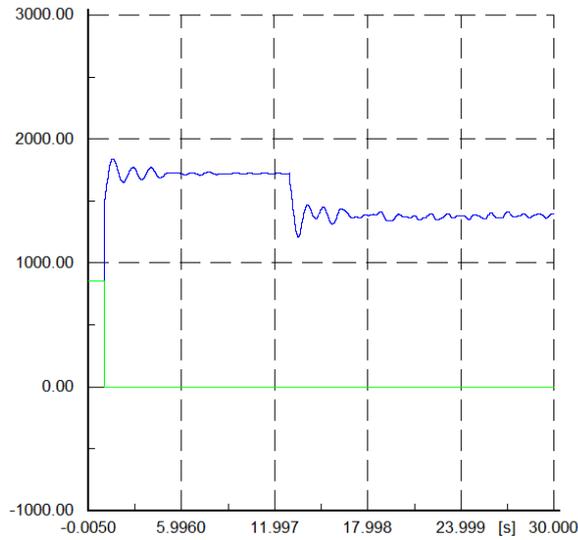
Se procede a simular la desconexión repentina de un circuito de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] y la posterior desconexión de unidades de generación con el fin de ver el desempeño de

los sistemas EDAC por baja frecuencia sobre la transferencia por la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV].



**Figura 18: Frecuencia en las cuatro barras del sistema usando EDAC por baja frecuencia.**

La figura 18 muestra la frecuencia en las cuatro barras del sistema de transmisión troncal de 500 [kV]. Se observa que la tasa de pérdida de frecuencia por segundo es 0,18 [Hz/s] llegando hasta 48.9 [Hz]. Luego, operan los EDAC por baja frecuencia correspondientes al segundo escalón.



**Figura 19: Flujo de potencia transmitido usando EDAC por baja frecuencia.**

La figura 19 muestra la evolución temporal de la potencia transmitida por ambos circuitos de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV]. Una vez que operan los EDAG y EDAC por baja frecuencia (a los 13 y 19 segundos respectivamente), la transferencia de potencia no logra disminuir a los niveles deseados. Esto ocurre debido a que los sistemas EDAC por baja frecuencia están distribuidos tanto en el norte como en el sur del SIC (ver tabla 8), por lo tanto se desconectan consumos tanto al norte como al sur, por lo que no se logra disminuir la transferencia de potencia a nivel de seguridad.

Dado que:

$$0 = \Delta P_{Gx Sur} - \Delta P_{Cx Sur} - D_{Sur}\Delta f - \Delta T \quad (6)$$

$$0 = \Delta P_{Gx Norte} - \Delta P_{Cx Norte} - D_{Norte}\Delta f - \Delta T \quad (7)$$

Entonces

$$\Delta T = \frac{1}{2}[(\Delta P_{Gx Sur} - \Delta P_{Gx Norte}) + (\Delta P_{Cx Sur} - \Delta P_{Cx Norte}) + (D_{Norte} - D_{Sur})\Delta f] \quad (8)$$

Donde:

- $\Delta T$ : Cambio en la transferencia por la línea de transmisión que conecta la zona sur con la zona norte, medido en [MW].

- $\Delta P_{Gx Sur}$ : Cambio en la potencia de generación de los generadores en la zona sur, medido en [MW].
- $\Delta P_{Gx Norte}$ : Cambio en la potencia de demanda de los consumos en la zona sur, medido en [MW].
- $\Delta P_{Cx Sur}$ : Cambio en la potencia de generación de los generadores en la zona norte, medido en [MW].
- $\Delta P_{Cx Norte}$ : Cambio en la potencia de demanda de los consumos en la zona norte, medido en [MW].
- $D_{Sur}$ : Sensibilidad carga/frecuencia equivalente de la zona sur, medido en [MW/Hz].
- $D_{Norte}$ : Sensibilidad carga/frecuencia equivalente de la zona norte, medido en [MW/Hz].
- $\Delta f$ : Cambio de frecuencia en el sistema, medida en [Hz].

Debido a la poca variación en el término ( $\Delta P_{Cx Sur} - \Delta P_{Cx Norte}$ ) producto de los EDAC por baja frecuencia que operan tanto en el norte como en el sur de la línea de transmisión, la transferencia por la línea no disminuye al nivel deseado, dejando al circuito restante operando con sobrecarga una vez actuado los sistemas EDAC por baja frecuencia. Por otro lado existe un excedente de generación en el lado sur, por lo cual desconectar cargas en dicho lado es un despropósito y es lo que resulta de usar los sistemas EDAC por baja frecuencia distribuidos a lo largo del SIC.

Por lo tanto los EDAC por baja frecuencia no cumplen con el objetivo de alivianar la transferencia por la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV].

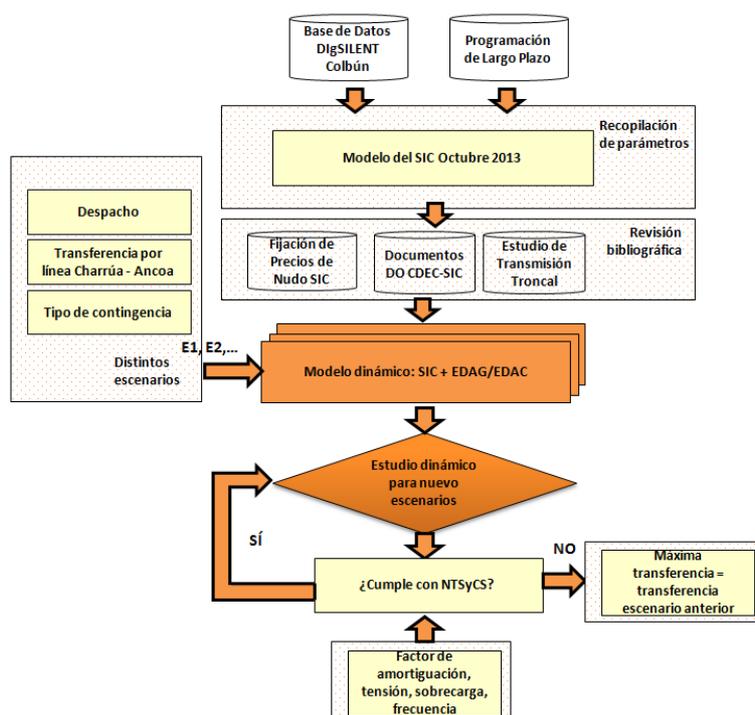
### 5.2.2 Sistemas EDAG y EDAC por contingencia específica

Dado que los EDAC por baja frecuencia no disminuyen al nivel deseado la transferencia del circuito operativo posterior a las contingencias, se propone un esquema de desconexión automática de carga que, una vez ocurrida una contingencia específica, desconecte generación en el lado sur y carga en el lado norte y así disminuir la transferencia por el circuito operativo. A este esquema se llama Esquema de Desconexión Automática de Carga por Contingencia Específica.

Se realiza la metodología explicada en el capítulo 4 para analizar el comportamiento del sistema cuando operan los EDAG y EDAC por contingencia específica según los escenarios y las contingencias descritas.

# CAPITULO 6: Metodología para el análisis de una solución a la congestión

En el presente capítulo se presenta la metodología a utilizar para analizar la factibilidad técnica de un aumento de la capacidad de la línea Charrúa Ancoa 500 [kV], utilizando un sistema EDAG EDAC. En la figura 20 se presenta un esquema de la metodología a utilizar en el análisis.



**Figura 20: Diagrama de la Metodología**

**Recopilación de parámetros:** Se recopilan los parámetros usados por la empresa Colbún S.A. para sus estudios del sistema eléctrico con el programa DIGSILENT Power Factory y el modelo de Programación de Largo Plazo.

**Revisión bibliográfica:** corresponde a la nueva información a usar en la modelación del sistema (obras nuevas a considerar, documentación de la Dirección de Operación del CDEC-SIC, etc.) en función de una representación de escenarios futuros.

**Modelación dinámica:** Se busca analizar la estabilidad del sistema interconectado mediante el uso de un sistema EDAG y EDAC por contingencia específica para distintos escenarios (distintos niveles de transferencia por la línea para distintas contingencias).

**Definición de escenarios:** Corresponde al estudio en el cual se definen los niveles de transferencia de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV].

El objetivo de usar sistemas EDAG/EDAC es aumentar la capacidad de transporte permitida de la línea en función del límite térmico o de la estabilidad del sistema, permitido un nuevo límite de transporte para la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV].

La condición N-1 significa que ante la pérdida de un circuito de la línea, el otro circuito debe ser capaz de soportar el total de la transferencia y en esa condición, la capacidad de cada elemento serie puede ser la limitante, como de hecho lo es el condensador serie de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV].

Para distintos niveles de transferencias superiores a 1368 [MVA], se calcula el porcentaje de carga de los elementos serie de la línea. Estos cálculos se presentan en la tabla 3.

**Tabla 4: Porcentaje de carga de los elementos del circuito operativo**

Transferencia por línea [MW]	Porcentaje de carga de los elementos del circuito operativo	
	Compensación Serie	Conductor
1510	110.38%	85.50%
1710	125.00%	96.83%
1910	139.62%	108.15%
2110	154.24%	119.48%

Luego, se definen en la tabla 4 los escenarios a considerar en la simulación dinámica

**Tabla 5: Definición de escenarios**

Escenarios	Nomenclatura	Transferencia por la línea [MW]
Escenario 1	E1	1510
Escenario 2	E2	1710
Escenario 3	E3	1910
Escenario 4	E4	2110

Se hace notar que el cuarto escenario aplica para el caso en que se aumenta el límite de las compensaciones series debido a un cambio en estos equipos. Para este caso, los sistemas EDAG y EDAC permiten que la transferencia por la línea, una vez aplicado los esquemas, sea por debajo de 1766 [MVA], correspondiente al límite térmico de los conductores.

**Punto de Operación:** Para determinar el punto de operación del sistema se considera el caso de demanda alta de consumo para considerar el peor caso. Además, se debe tener en cuenta que el límite de transferencia es impuesto por la compensación serie.

Luego, el punto de operación del sistema para distintos escenarios es el detallado en la tabla 5.

**Tabla 6: Operación del SIC para los escenarios**

<b>Periodo</b>	Octubre 2013
<b>Demanda</b>	6918 [MW]

**Selección de la contingencia:** Corresponde a las fallas en la línea con congestión (Charrúa – Ancoa 500 [kV]) que serán evaluadas en el desarrollo de esta memoria. Se considerarán contingencias simples (desconexión de un elemento serie del sistema), siendo la segunda de severidad 4, según lo indica el artículo 5-41 y 5-49 de la NTSyCS

1. Contingencia 1: Desconexión repentina de uno de los circuitos de la línea.
2. Contingencia 2: Falla bifásica a tierra sin impedancia de falla y salida del circuito con la falla en 6 ciclos de haber ocurrido la falla. Esta falla ocurre en la mitad del circuito.

Para la operación de los sistemas EDAG y EDAC se eligen las siguientes centrales hidráulicas y consumos no industriales que participan en dicho sistema.

**Tabla 7: Centrales que participan en EDAG**

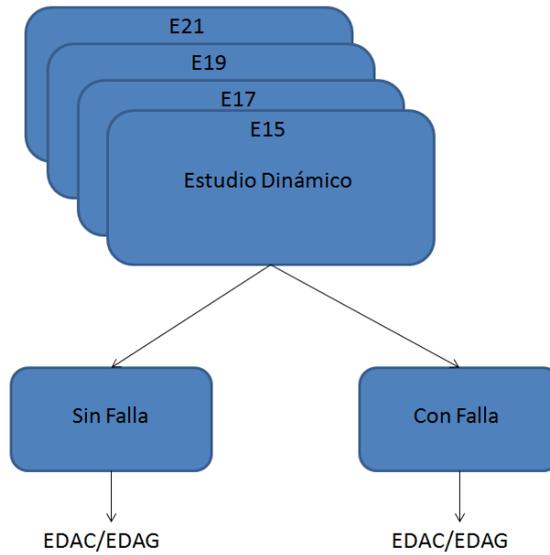
<b>Generación</b>	<b>Potencia [MW]</b>
Pangue U1	227.0
Ralco U2	381.0
<b>Total</b>	<b>608.0</b>

**Tabla 8: Consumos que participan en el EDAC**

<b>Consumos</b>	<b>Potencia [MW]</b>
Batuco	72.8
Carrascal	28.1
Chacabuco	81.2
Malloco	44.0
La Pintana	36.8
San Bernardo	66.7
San Joaquín	94.6
San José	30.6
San Pablo 2	17.1
Santa Marta	56.6
Santa Raquel	40.6
Santa Rosa Sur	38.1
<b>Total</b>	<b>608.0</b>

**Indicador de desempeño y variables:** Se calcula el factor de amortiguación según se define en la NTSyCS que da cuenta del sobrenivel de las oscilaciones electromecánicas de la línea y la sobrecarga de los elementos serie del circuito operativo. Además, se observa la evolución temporal de la tensión y frecuencia en las cuatro barras del sistema de 500 [kV] y la sobrecarga de los equipos de compensación serie.

**Estudio dinámico:** Se efectúa el estudio del sistema en los escenarios establecidos. Este estudio considera la siguiente metodología.



**Figura 21: Metodología para el desarrollo de las simulaciones**

Cada escenario es sometido a un estudio dinámico en donde se evalúa la estabilidad el sistema bajo las dos contingencias nombradas anteriormente.

# CAPITULO 7: Análisis de resultados

## 7.1 Análisis del factor de amortiguación.

Tanto en la salida de un circuito como en la operación de los esquemas de desconexión automática de carga y generación se presentan oscilaciones en la potencia transmitida por la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV]. Este factor es un indicador de la estabilidad y se presenta a continuación, junto con la transferencia de potencia por ambos circuitos de la línea, para cada escenario:

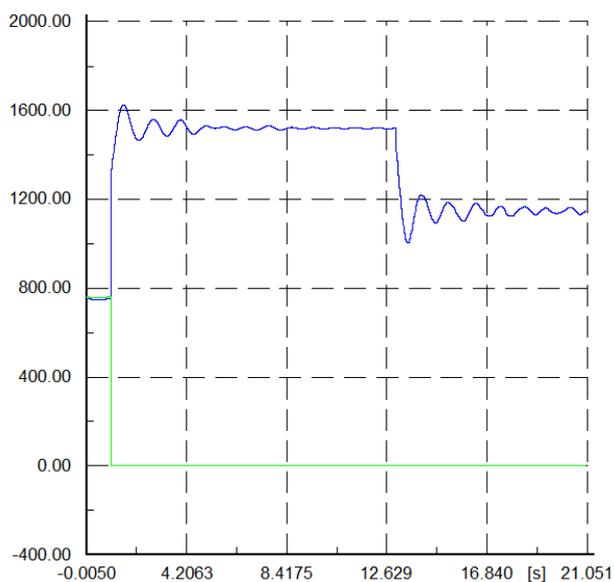
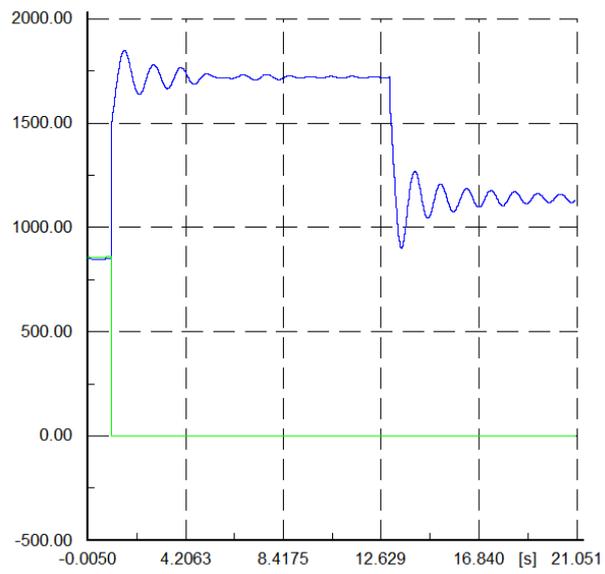
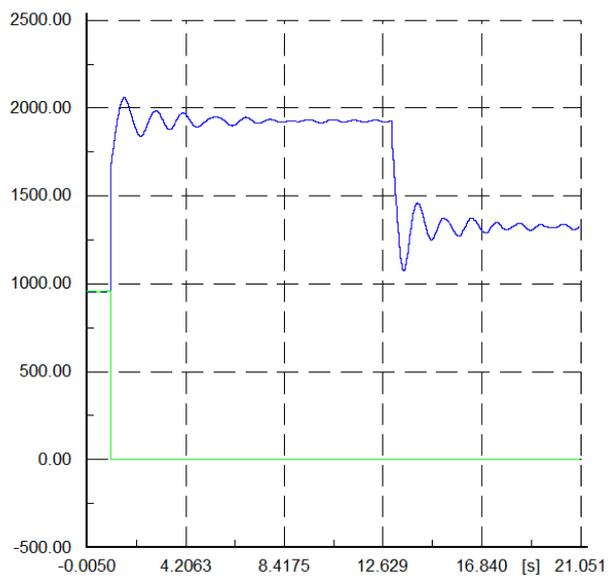


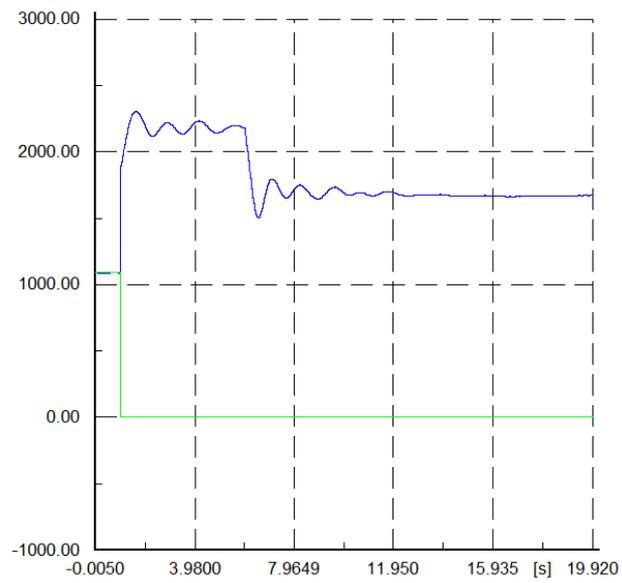
Figura 22: Flujo de potencia transmitido para escenario E1 y contingencia 1



**Figura 23: Flujo de potencia transmitido para escenario E2 y contingencia 1**



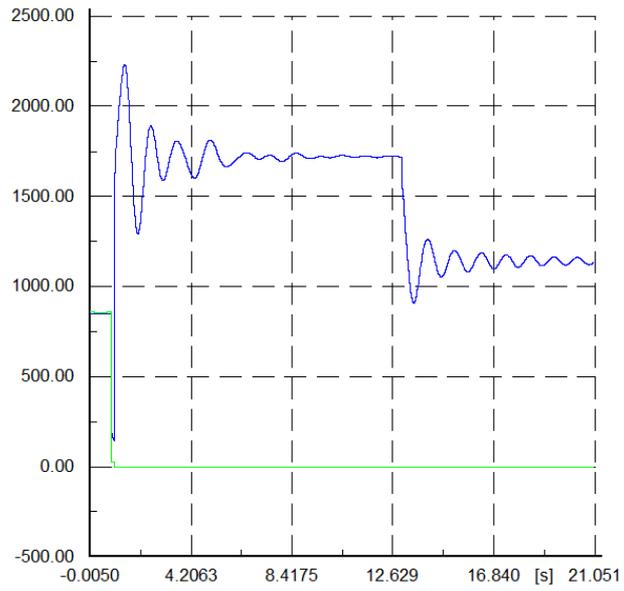
**Figura 24: Flujo de potencia transmitido para escenario E3 y contingencia 1**



**Figura 25: Flujo de potencia transmitido para escenario E4 y contingencia 1**



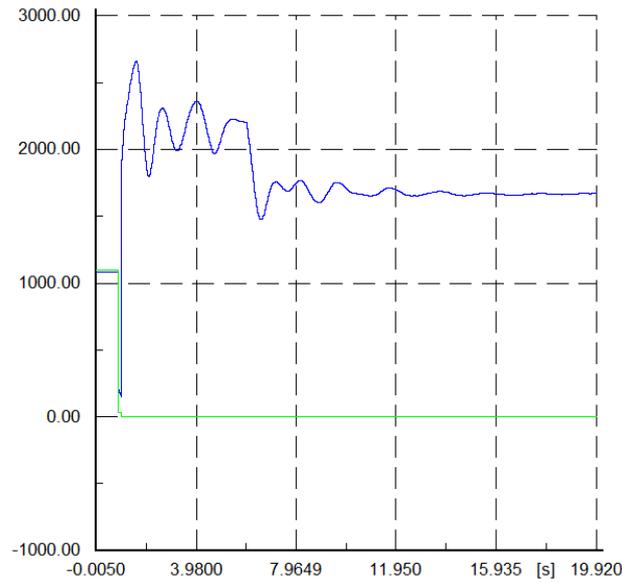
**Figura 26: Flujo de potencia transmitido para escenario E1 y contingencia 2**



**Figura 27: Flujo de potencia transmitido para escenario E2 y contingencia 2**



**Figura 28: Flujo de potencia transmitido para escenario E3 y contingencia 2**



**Figura 29: Flujo de potencia transmitido para escenario E4 y contingencia 2**

Para contingencias simples, el factor de amortiguación debe ser mayor a 10%. El factor de amortiguación se calcula según la siguiente ecuación

$$\zeta = -\frac{\log_e R_A}{2\pi\sqrt{1+\frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}}} \quad (9)$$

Con  $R_A$  el cociente entre los máximos o mínimos de onda de potencia activa de dos semiciclos consecutivos de igual signo [4].

Se calcula el factor de amortiguación para las contingencias 1 y 2 en los distintos escenarios. Los valores se presentan en las tablas 9 y 10.

**Tabla 9: Factor de amortiguación para escenarios y contingencia 1.**

	<b>E1</b>	<b>E2</b>	<b>E3</b>	<b>E4</b>
<b>ζ [%] después de contingencia 1</b>	14,06	11,74	13,36	16,50
<b>ζ [%] después de operación de EDAG/EDAC</b>	15,14	14,43	19,23	24,22

**Tabla 10: Factor de amortiguación para escenarios y contingencia 2**

	<b>E1</b>	<b>E2</b>	<b>E3</b>	<b>E4</b>
<b>ζ [%] después de contingencia 2</b>	20,11	16,88	16,81	20,17
<b>ζ [%] después de operación de EDAG/EDAC</b>	17,78	15,80	19,74	15,66

El factor de amortiguación cumple con lo establecido en la NTSyCS al ser, para todos los escenarios, mayor a 10%.

## **7.2 Corriente de sobrecarga a través de compensación serie.**

Cuando sale de operación uno de los circuitos de la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV], el circuito restante se sobrecarga por un periodo de corta de duración. Sin embargo, las oscilaciones electromecánicas de potencia por el circuito dicho anteriormente podrían provocar que operen las protecciones del paño de 500 [kV].

Se tiene que los interruptores de la subestación Ancoa que pertenecen a los paños de 500 [kV] tienen las siguientes características [29]:

**Tabla 11: Características Interruptores S/E Ancoa paño Charrúa 500 [kV]**

<b>S/E</b>	<b>Paño</b>	<b>Capacidad de ruptura [kA]</b>	<b>Capacidad de cierre en cortocircuito [kA]</b>
Ancoa	Línea Charrúa	40	80

La corriente máxima para cada escenario y contingencia son las presentes en las siguiente tablas

**Tabla 12: Corriente máxima para escenarios y contingencia 1.**

	<b>E1</b>	<b>E2</b>	<b>E3</b>	<b>E4</b>
<b>Corriente máxima [kA]</b>	3,54	4,49	4,98	5,92

**Tabla 13: Corriente máxima para escenarios y contingencia 2**

	<b>E1</b>	<b>E2</b>	<b>E3</b>	<b>E4</b>
<b>Corriente máxima [kA]</b>	5,26	5,57	8,03	9,00

Comparando los valores de las características de los interruptores (Tabla 11) con las corrientes máximas para cada escenario y contingencia (tabla 12 y 13), podemos ver que estas últimas son inferiores. Por lo tanto las protecciones del circuito operativo no operan, lo que permite que se mantenga en operación desde que ocurre la contingencia hasta la estabilización del sistema eléctrico.

### **7.3 Análisis de la tensión en barras del sistema de transmisión troncal de 500 [kV].**

Si bien la tensión nominal de las barras es 500 [kV], para la operación del sistema algunas de esas barras deben operar con tensiones mayores a 500 [kV]. Dichas tensiones son llamadas tensiones de servicio (Dictadas por la Dirección de Operación del CDEC-SIC). Es el caso de las barras Charrúa y Ancoa, su tensión de servicio es 510 [kV].

Luego, el rango de operación admisible para las tensiones en las barras Charrúa y Ancoa son las detalladas en la tabla 12.

**Tabla 14: Tensión de servicio para Charrúa y Ancoa [30].**

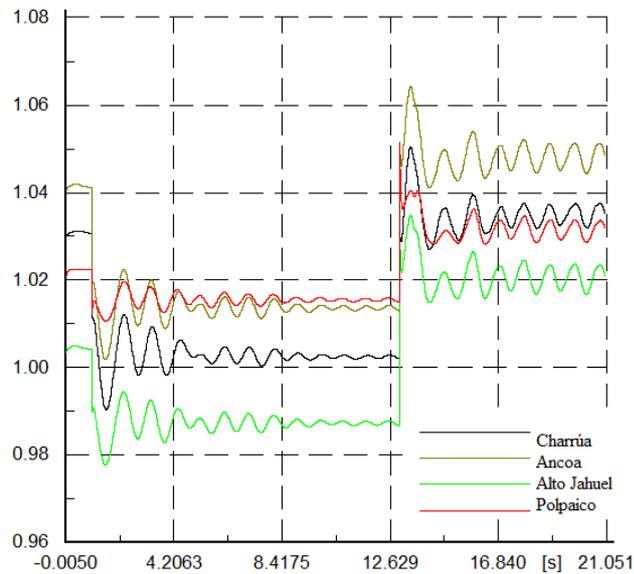
<b>Tensión de Servicio</b>	<b>Rango de operación</b>	
	<b>0,97 [p.u.]</b>	<b>1,03 [p.u.]</b>
Tensión [kV]	494,7	525,3
p.u. base 500 [kV]	0,99	1,05

Usando base 500 [kV] y lo estipulado en la NTSyCS para la tensión de las barras en sistemas de tensión nominal mayor o igual a 500[kV], se tiene que la tensión puede incursionar entre dos valores para estado normal y estado de alerta de operación. Estos valores se detallan en la tabla 13.

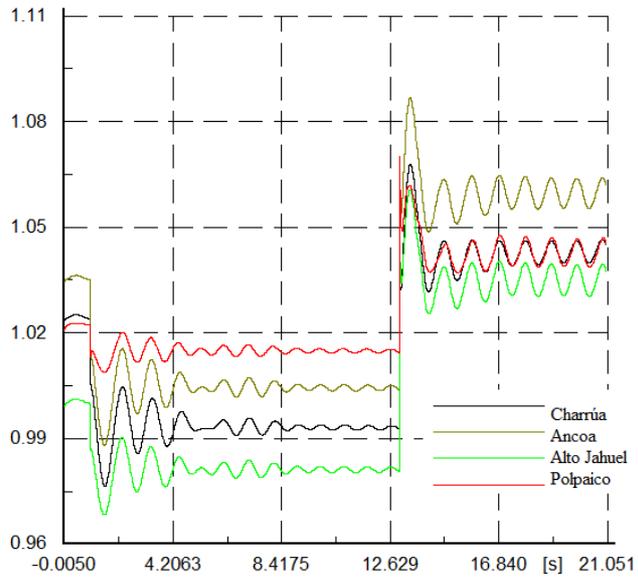
**Tabla 15: Rango de tensiones admisibles por barra en sistema de transmisión de 500 [kV] para estado normal y de alerta [4].**

<b>Barras sistema de transmisión 500 [kV]</b>	<b>Rango de valores admisible para la tensión en Estado Normal [p.u.]</b>	<b>Rango de valores admisible para la tensión en Estado de Alerta [p.u.]</b>
Polpaico	0,97 - 1,03	0,95 – 1,05
Alto Jahuel	0,97 - 1,03	0,95 – 1,05
Charrúa	0,99 - 1,05	0,97 – 1,07
Ancoa	0,99 - 1,05	0,97 – 1,07

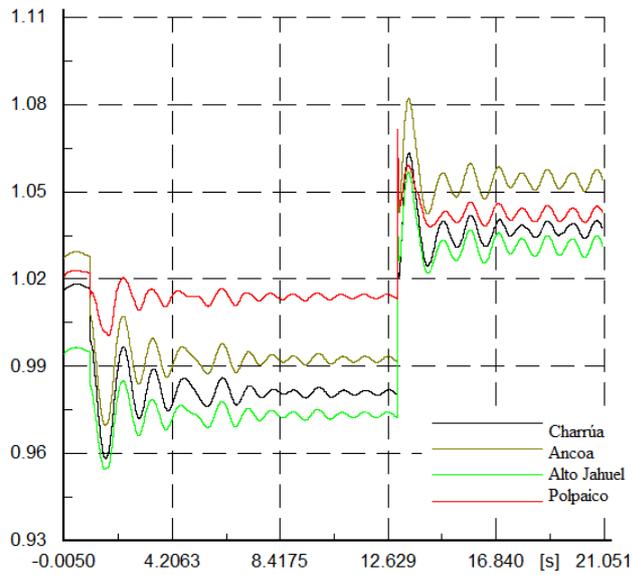
La evolución temporal de la tensión en las cuatro barras para distintos escenarios y ambas contingencias se muestra desde la figura 30 a la figura 37.



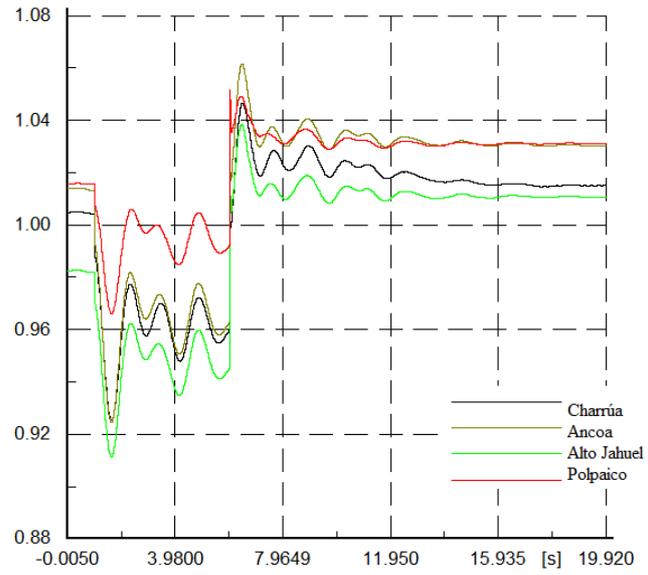
**Figura 30: Tensión en barra en por unidad (base 500 [kV]) para escenario E1 y contingencia 1.**



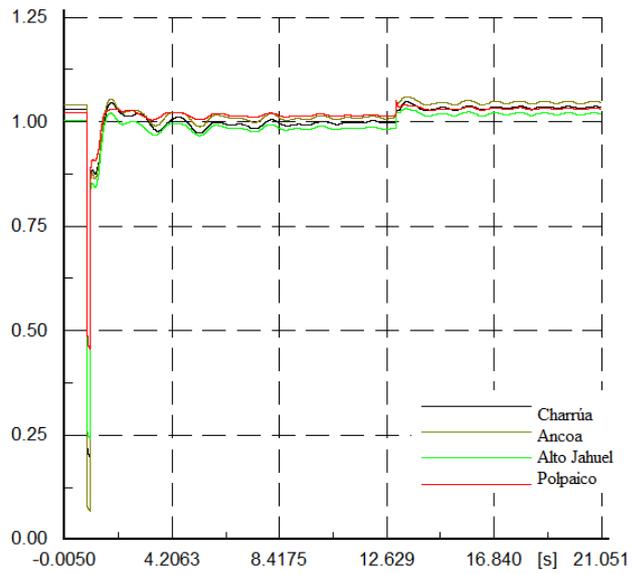
**Figura 31: Tensión en barra en por unidad (base 500 [kV]) para escenario E2 y contingencia 1.**



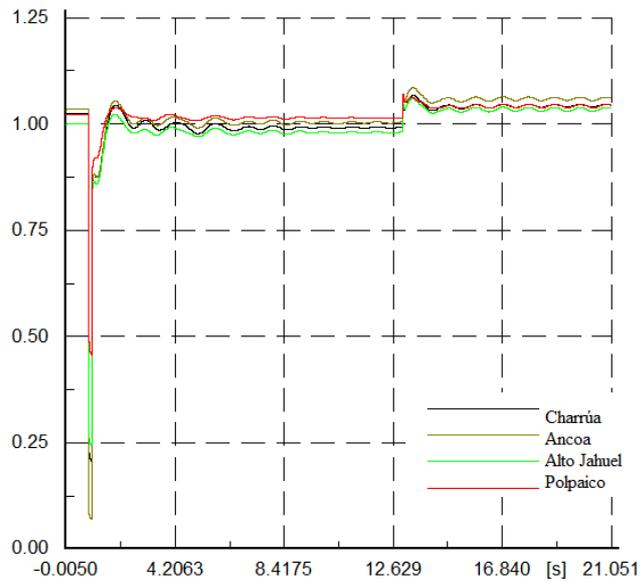
**Figura 32: Tensión en barra en por unidad (base 500 [kV]) para escenario E3 y contingencia 1.**



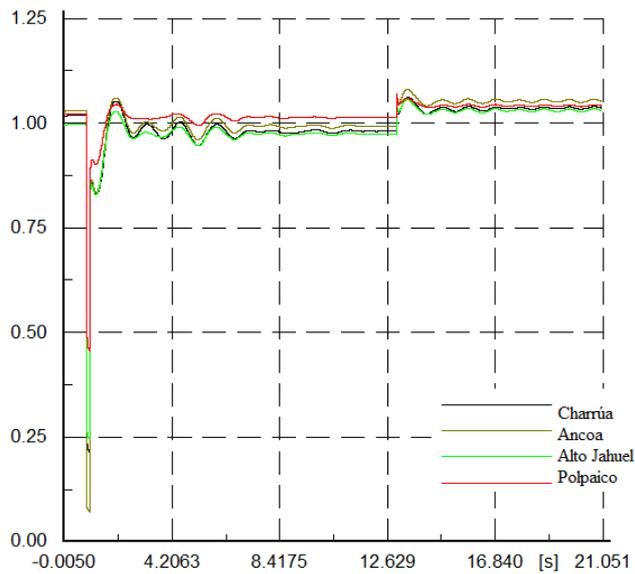
**Figura 33: Tensión en barra en por unidad (base 500 [kV]) para escenario E4 y contingencia 1.**



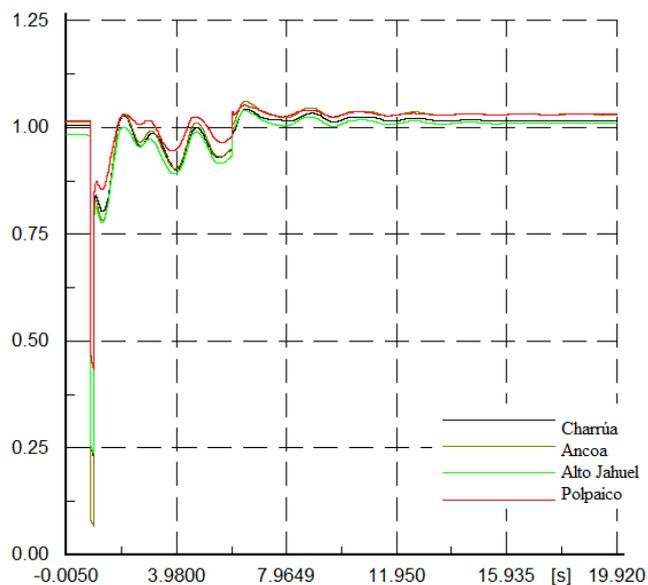
**Figura 34: Tensión en barra en por unidad (base 500 [kV]) para escenario E1 y contingencia 2.**



**Figura 35: Tensión en barra en por unidad (base 500 [kV]) para escenario E2 y contingencia 2 con base 500 [kV].**



**Figura 36: Tensión en barra en por unidad (base 500 [kV]) para escenario E3 y contingencia 2.**



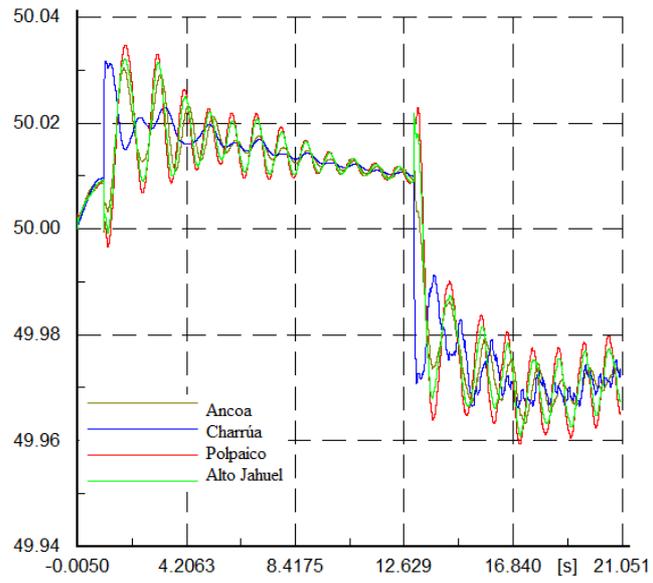
**Figura 37: Tensión en barra en por unidad (base 500 [kV]) para escenario E4 y contingencia 2.**

Con respecto a los valores que toma la tensión en las cuatro barras, para los distintos escenarios y ambas contingencias, se tiene que dichos valores están dentro de lo aceptado por la NTSyCS (ver tabla 13). Sin embargo se observan oscilaciones de tensión una vez operado los sistemas EDAG/EDAC. En particular para el escenario E4 y contingencia 2 dichas oscilaciones toman valores no permitidos por la NTSyCS, pudiendo comprometer la estabilidad del sistema eléctrico.

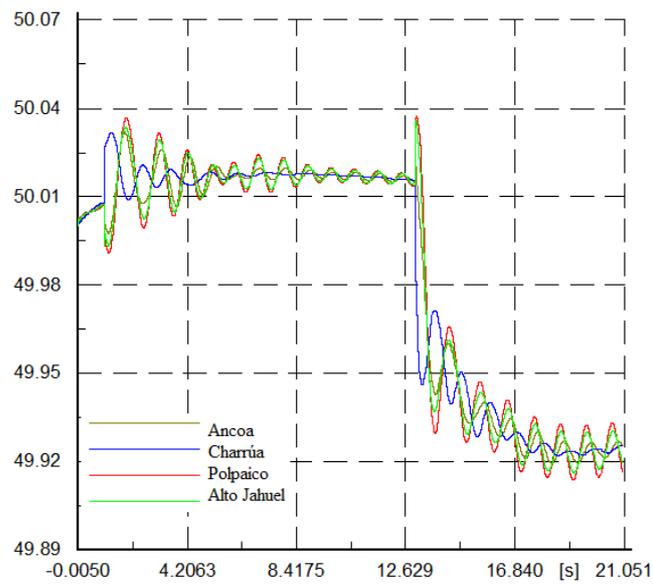
Esto puede deberse a una mala sintonización en los estabilizadores de potencia (Power System Stabilizer, o PSS, en inglés) de las unidades generadoras. Para aumentar la seguridad en el sistema interconectado, se debe corregir lo nombrado anteriormente sintonizando adecuadamente los PSS.

#### **7.4 Análisis de frecuencia en las barras del sistema de transmisión troncal de 500 [kV].**

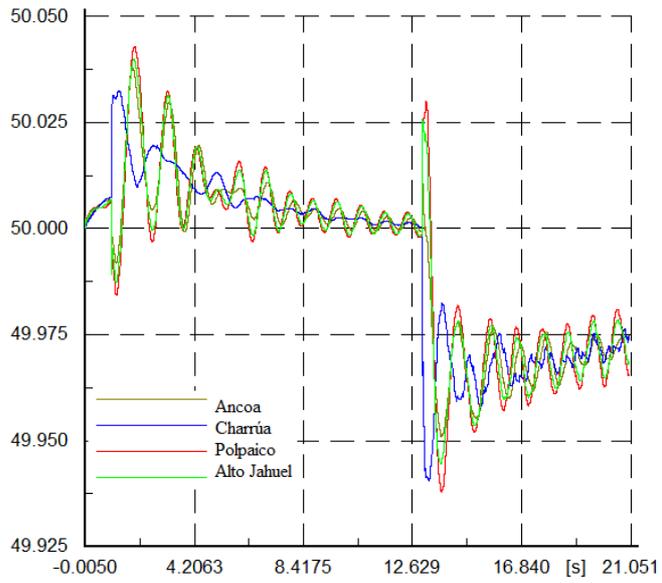
A continuación se presenta la evolución de la frecuencia en las cuatro barras del sistema de transmisión troncal de 500 [kV] para los tres escenarios y dos contingencias.



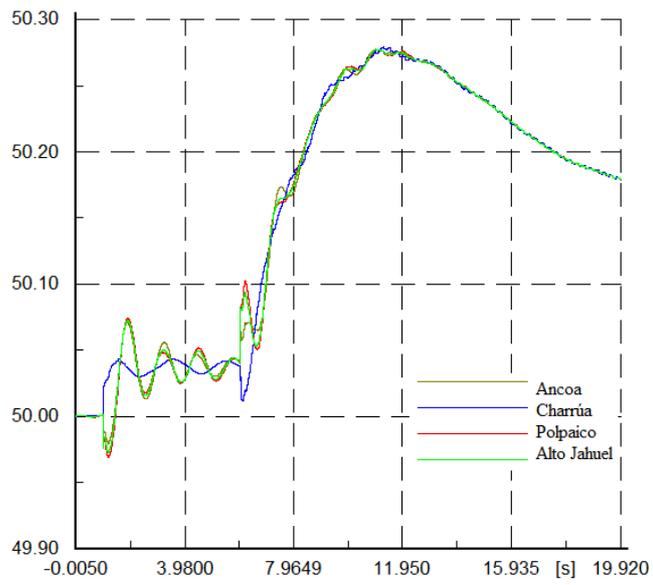
**Figura 38: Frecuencia en barra para escenario E1 y contingencia 1**



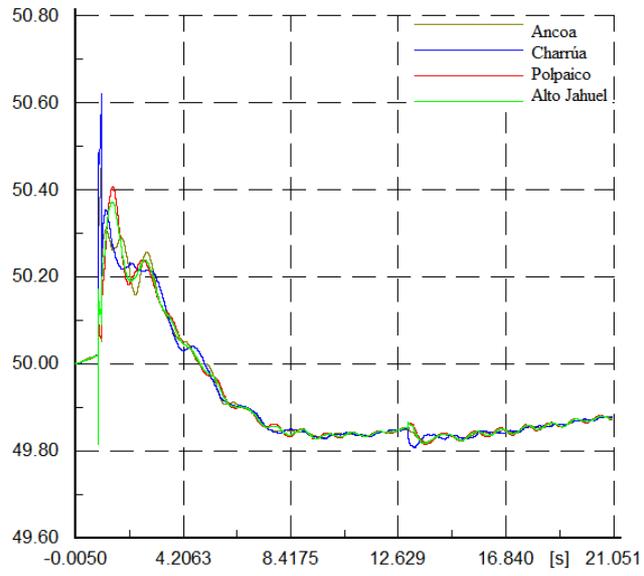
**Figura 39: Frecuencia en barra para escenario E2 y contingencia 1**



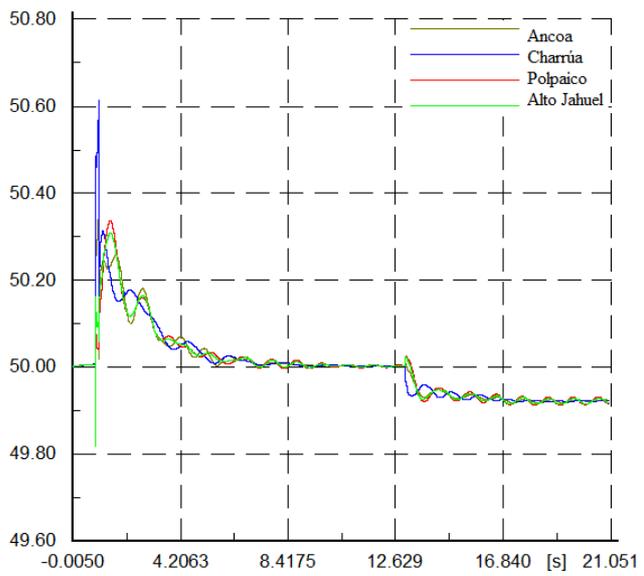
**Figura 40: Frecuencia en barra para escenario E3 y contingencia 1**



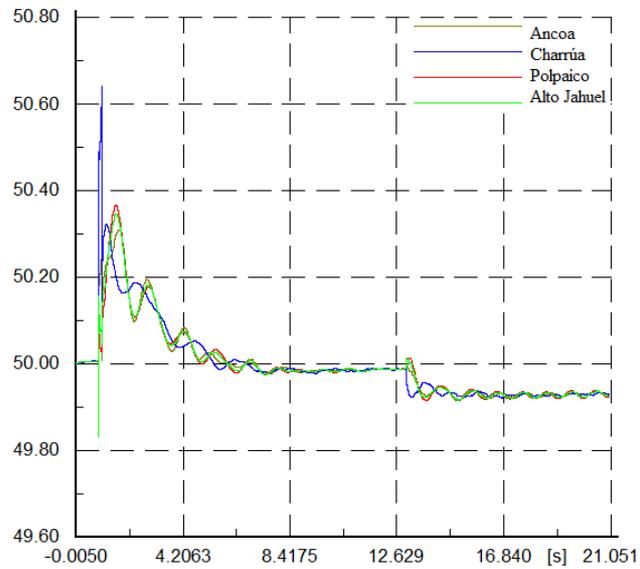
**Figura 41: Frecuencia en barra para E4 y contingencia 1.**



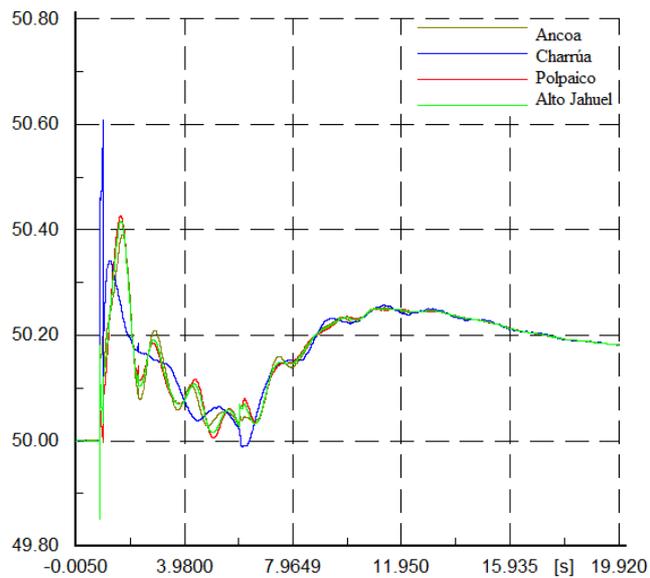
**Figura 42: Frecuencia en barra para escenario E1 y contingencia 2**



**Figura 43: Frecuencia en barra para escenario E2 y contingencia 2**



**Figura 44: Frecuencia en barra para escenario E3 y contingencia 2**



**Figura 45: Frecuencia en barra para E4 y contingencia 2.**

La NTSyCS estipula que en régimen permanente la frecuencia del sistema debe ser 50 [Hz] nominal y puede incursionar valores desde 49,8 [Hz] y 50,2 [Hz]. En caso de contingencia simple o severa, la frecuencia mínima admitida en el sistema de transmisión troncal será igual a 48,3 [Hz]. Se tiene entonces que la evolución de la frecuencia respeta los estándares de la NTSyCS sin presentar signos de inestabilidad para el sistema interconectado.

## CAPITULO 8: Conclusiones.

La presente memoria analiza la alternativa de aumentar la transferencia por el sistema de transmisión troncal de 500 [kV] desde la subestación eléctrica Charrúa, donde se encuentra el centro de generación, al centro de consumo eléctrico, Santiago. La línea de transmisión limitante resulta ser la línea Charrúa – Ancoa.

Para analizar el aumento de la transferencia por la línea Charrúa - Ancoa 500 KV, utilizando un esquema EDAG EDAC, se producen aumentos escalonados de transferencia por la línea (1510 [MW], 1710 [MW], 1910 [MW] y 2110 [MW]) y en cada uno de estos escalones se analiza la estabilidad del sistema eléctrico, sometiendo la línea Charrúa - Ancoa a dos contingencias: Desconexión repentina de un circuito de la línea y falla bifásica a tierra sin impedancia de falla en un circuito (en la mitad de este) y su posterior salida de operación en 120 [ms].

Los resultados muestran que en los tres primeros escenarios la estabilidad del sistema no se ve comprometida cuando sale de operación un circuito por cualquiera de las dos contingencias. Si bien se observan oscilaciones en la tensión de las cuatro barras después de operar los sistemas EDAG y EDAC por señal específica, las simulaciones muestran que no comprometen la seguridad del sistema eléctrico. Dado esto, es posible aumenta la capacidad de transmisión eléctrica en 1910 [MW] por la línea Charrúa – Ancoa 500 [kV] acompañado de ajustes en los P.S.S. del sistema.

Los resultados para el cuarto escenario muestran que la estabilidad sí se ve comprometida, pues la tensión encuentra valores fuera del estado normal que estipula la NTSyCS al presentarse oscilaciones de esta en valores que sí están permitidos en la NTSyCS. Por lo tanto, de aumentar la capacidad de los compensadores serie de la subestación Ancoa, se puede tener una transferencia de 2110 [MW] por la línea Charrúa – Ancoa si se acompaña de una adecuada sintonización de los PSS del sistema eléctrico.

Finalmente se puede concluir que sí es posible usar el criterio “N-1 ajustado” con uso de EDAG y EDAC por contingencia específica para ampliar la capacidad de transmisión del sistema de transmisión troncal entre Charrúa y Ancoa sin comprometer la estabilidad total del sistema, ajustando adecuadamente los PSS del sistema eléctrico.

## **8.1 Trabajo futuro.**

En este trabajo se propone una serie de posibles trabajos futuros para complementar el estudio realizado. Se propone:

- Ajuste de PSS de los generadores del SIC para amortiguación de potencia ante contingencias simples.
- Estudio elección de cargas que participen en los EDAC por Contingencia Específica para la minimización de costo de falla total del sistema.

## CAPITULO 9: Bibliografía

- [1] Instituto Nacional de Estadística, "Distribución y consumo energético en Chile," Santiago, 2008.
- [2] Systepl Ingeniería y Diseños, "Reporte Sector Eléctrico SIC-SING," Santiago, 2012.
- [3] Palma, Vargas Brokering, "Ñom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia", 1° edición Prentice Hall. Santiago, Chile, 2008.
- [4] Comisión Nacional de Energía, "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro". Santiago, Chile, 2009.
- [5] Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción, "Decreto con Fuerza de Ley N°4," Santiago, 1982.
- [6] La Segunda. <http://www.lasegunda.com/Noticias/Impreso/2012/06/756213/nuevas-lineas-de-transmision-electrica-promedian-retraso-de-18-meses>. Junio 2012
- [7] Comisión Nacional de Energía, "Decreto Supremo 327," disponible en. <http://www.minmineria.gob.cl/la-mineria-en-chile/historia-de-la-mineria-en-chile/>
- [8] Chirstl, N., et al., "Advanced Series Compensation With Variable Impedance", EPRI Conference on FACTS Cincinnati, OH, Nov. 14-16, 1990.
- [9] Chirstl, N., et al., "Advanced Series Compensation With Thyristor-Controlled Impedance", CIGRE paper 14/37/38-05, 1992.
- [10] N. Vanegas Méndez, "Análisis y Simulación de un Compensador Serie para la regulación de voltaje basado en un Inversor Multinivel de Diodo Anclado" Tesis de maestría en Ciencias Ingeniería Eléctrica, CINVESTAV del IPN Unidad Guadalajara, 2008.
- [11] Kundur P., "Power System Stability and Control" McGraw Hill, 1994.
- [12] Calderón-Guizar J.G., "Transient Stability Studies on Industrial Power Systems Interconnected to the Transmission Grid," in Ing. invest. y tecnol. vol.11 no.4. México D.F., México, 2010.
- [13] K. Watt Arnaud, "Simulación Dinámica para distintos escenario de alta penetración eólica en el SIC" Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista Universidad de Chile, Abril, 2008.

- [14] Antonio Gomez Expósito, "Sistemas Eléctricos de Potencia". Sevilla, España: Prentice Hall, 2003.
- [15] Flores y Argüello, "Estudio de Estabilidad de Pequeña Señal en el Sistema Interconectado Aplicando el Método de Análisis Modal," XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica, vol. 19, pp. 192 - 198, 2005.
- [16] Dirección de Operaciones CDEC-SIC, "Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión", Santiago, 2012.
- [17] Comisión Nacional de Energía, "Fijación de Precios de Nudo Octubre 2011 Sistema Interconectado Central," Santiago, 2011.
- [18] AES GENER  
<http://www.gener.cl/AESGenerWebNeo/index.aspx?channel=6227&appintanceid=17799&pubid=7202>. 2008
- [19] J. Roldán-Fernandez, Ángel Trigo-Garcia, J. Bermúdez-Ríos, J. Riquelme-Santos M. Burgos-Payán, "Costs and benefits of the renewable production of electricity in Spain," ELSEVIER, January 2013.
- [20] R. Álvarez Peña, "Evaluación de la implementación de EDAC por Señal Específica como complemento al criterio N-1" Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista Universidad de Chile, Abril, 2011.
- [21] K. Tapia Ahumada, "Impacto de las restricciones de transmisión en un mercado competitivo de electricidad," Tesis de Magister de la Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, 1998.
- [22] T. Fahrenkrog Borghero, "Tarificación en Sistemas de Transmisión Eléctrica" Memoria para optar al título de magister en Economía Aplicada e ingeniería civil electricista Universidad de Chile, Julio, 2004.
- [23] El Mercurio, "BHP Billiton asegura que el costo de la energía es uno de los desafíos que enfrentan en Chile", Junio 2012.
- [24] La Tercera, "Campanario pide su quiebra y complica a pequeñas firmas eléctricas", Septiembre 2011.
- [25] Ministerio de Energía, "Fija instalaciones del sistema de transmisión troncal, el área de influencia común, el valor anual de la transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuatrenio 2011 - 2014", Santiago, 2011.
- [26] Dirección de Peajes CDEC – SIC, "Declara desierto proceso de licitación para proyecto Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500 [kV]: tendido de primero circuito", Mayo 2012.

- [27] Diario Oficial de la República de Chile, "Fija empresa adjudicataria de los derechos de explotación y ejecución de la obra nueva denominada nueva línea 2 x 500 Charrúa – Ancoa: tendido del primer circuito, en el sistema de transmisión troncal del sistema interconectado central", Febrero 2013.
- [28] CDEC-SIC, "Estudio esquemas de desconexión automáticos de carga", Santiago, 2009.
- [29] E. Andrade Hours, "Respuestas y Aclaraciones Licitación del proyecto Línea Ancoa – Alto Jahuel 2x500 kV: primer circuito" Transelec, Julio, 2009.
- [30] CDEC-SIC, "Definición de tensiones de servicio en estado normal de operación" Santiago, 2005.