



**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESTUDIO SISTÉMICO DE LA INTERCONEXIÓN ENTRE LOS SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE CHILE Y PERÚ**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

**ILIAN LEANDRO LÓPEZ SEPÚLVEDA**

**PROFESOR GUÍA:**

**ALEX ALEGRÍA MEZA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:**

**ALFREDO SCHNELL DRESEL**

**ANDRÉS CABA RUTTE**

**SANTIAGO DE CHILE**

**2017**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO  
DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: ILIAN LOPEZ SEPULVEDA  
FECHA: 17/11/2017  
PROFESOR GUÍA: ALEX ALEGRIA MEZA

## **ESTUDIO SISTÉMICO DE LA INTERCONEXIÓN ENTRE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE CHILE Y PERÚ**

En esta memoria se analiza el comportamiento eléctrico de una futura interconexión entre Chile y Perú, identificando inversiones necesarias que permitan una integración eléctrica segura entre ambos sistemas eléctricos de potencia.

Un enlace internacional como el mencionado, presenta desde una perspectiva técnica dos particularidades a considerar. En primer lugar, la diferencia de las frecuencias de operación de ambos países (60 Hz en Perú y 50 Hz en Chile) implica que necesariamente la conexión es del tipo asíncrona mediante tecnología en corriente continua. Por otra parte, el grado de desarrollo de la red cerca de la frontera por el lado de Perú, es mayor al de Chile, donde Perú cuenta con líneas de doble circuito en 500kV hasta Moquegua, inmediatamente al norte de Tacna (150 km a la frontera). Mientras que del lado chileno se cuenta con líneas de 220 kV de simple circuito hasta Parinacota (Arica) y de doble circuito en Tarapacá y Lagunas, y próximamente Nueva Encuentro Crucero en 500 kV (a 460 km de la frontera).

Mediante el uso de una base en DIGSILENT que integre ambos sistemas, se simulan los principales modos de operación, determinando el comportamiento del sistema conjunto en estado normal y ante contingencias simples, identificando las inversiones y políticas operacionales para implementar, a fin de asegurar una operación confiable y que cumpla con las exigencias de las normas eléctricas de ambos países.

Se unifican los modelos de los sistemas eléctricos SING, SIC y SEIN (Perú) con un enlace HVDC entre las subestaciones Montalvo y Kimal (Nueva Encuentro Crucero) y se crean 5 distintos escenarios de operación, bajo los cuales se simulan contingencias simples para evaluar la evolución del sistema conjunto, el desempeño del bipolo HVDC y el cumplimiento de las normas técnicas.

El enlace HVDC, de algo más de 610 km, junto con los refuerzos para la convergencia del flujo, representan una inversión estimada de 610 MMUSD. Mientras que para mejorar el desempeño ante las contingencias simuladas, se propone reforzar el sistema de 500 kV en ambos países.

Se identificaron como peores escenarios de operación, luego de refuerzos incluidos, el de transferencia de 1500 MW desde Perú hacia Chile, y el de transferencia de 1000 MW desde Chile hacia Perú, ambos bajo hidrología seca con demanda máxima. Operar con menos centrales hídricas despachando disminuye la inercia con la que cuenta el sistema conjunto, lo que se traduce en un comportamiento degradado de la operación conjunta de los sistemas eléctricos de ambos países frente a contingencias simples.

El sistema unificado soporta la caída de un polo del enlace HVDC, incluso retorna a valores de estado Normal. También es capaz de reponerse ante la desconexión de generación en la mayoría de los escenarios de operación simulados

## **Agradecimientos**

Quiero agradecer a tod@s quienes me motivan. Siendo un poco más específico me refiero a quienes me han ayudado y han estado ahí cuando más lo he necesitado.

En primer lugar, a mi familia, la paciencia que me tuvieron mi madre y mi tía, los consejos y apoyo. A mi hermana, que cuando estoy triste lo único que quiero es un abrazo de ella, y escucha mis historias fomes. A mi abuelo que me tuvo fe (o eso creo). Con ustedes aprendí valores, a sobrevivir, estrategias etc.

De la U hay un listado interesante, que compartíamos fotocopias guías tareas etc.

Por mencionar algunos: de los primeros años estaban Nicolas, Pablo y Venus, nos juntábamos harto solo por conversar, tomamos muchos ramos en las mismas secciones, íbamos por las tardes a gorbea y jugábamos Mario kart (comprobamos hace poco que sigo siendo el que peor juega). Después en eléctrica, de no ser por ustedes, Pedro, Millaray y Catalina, no hubiera podido sobrevivir en este entorno. Les quiero caleta.

Tengo que decir, que la iniciativa de hacer la memoria con la empresa fue de Catalina Meza B. y las gestiones del último año, las juntas para redactar en tiempo record. Me diste energía cuando ya no había y todo se derrumbaba, gracias por todo

# Tabla de contenido

Capítulo 1 – Introducción .....	1
1.1. Motivación .....	1
1.2. Objetivos .....	1
1.3.1. Objetivos generales .....	1
1.3.2. Objetivos específicos .....	1
1.3. Alcances .....	2
Capítulo 2 – Estado del Arte .....	3
2.1. Antecedentes de los sistemas eléctricos de ambos países .....	3
2.1.1. Introducción .....	3
2.1.2. Sector eléctrico Chileno .....	4
2.1.3. Sector eléctrico Peruano .....	6
2.2. Tecnología HVDC .....	8
2.2.1. Enlaces HVDC .....	8
2.2.2. Ecuaciones de diseño y parámetros importantes .....	10
2.3. Antecedentes normativos .....	12
2.3.1. Autoridades y organismos del sector eléctrico Peruano .....	12
2.3.2. Normas y reglamentos de Perú .....	13
2.3.3. Especificaciones Norma técnica Chilena .....	14
2.3.4. Especificaciones Norma técnica Peruana .....	16
2.3.5. Clasificación de las instalaciones para Estudios Sistémicos .....	17
2.3.6. Mecanismos de expansión de los sistemas eléctricos en Perú .....	21
Capítulo 3 – Metodología y configuraciones iniciales .....	22
3.1. Metodología .....	22
3.2. Trabajo en DIgSILENT .....	23
3.3. Puntos de conexión .....	23
3.4. Definición del enlace HVDC .....	25
Capítulo 4 – Simulaciones y Resultados .....	26
4.1. Escenarios de operación .....	26
4.1. Flujos por el sistema conjunto en estado estacionario .....	29
4.2. Refuerzos base .....	31
4.3. Discusión de los criterios para selección contingencias .....	33
4.4. Contingencias a simular .....	34
4.5. Variables a monitorear .....	37
4.6. Criterios a verificar de normas técnicas .....	39

4.7.	Resultados de Simulaciones Dinámicas .....	40
4.6.1.	Análisis primer set de contingencias .....	41
4.6.2.	Refuerzos luego del primer set de contingencias .....	51
4.6.3.	Análisis segundo set de contingencias.....	53
4.8.	Eventos que producen la caída de las simulaciones .....	63
4.9.	Desempeño del software .....	68
4.10.	Evaluación económica.....	69
4.9.1.	Fuentes de datos .....	69
4.9.2.	Resumen .....	70
Capítulo 5 – Conclusiones.....		71
5.1.	Respecto a los objetivos y alcances .....	71
5.2.	Respecto del análisis de resultados .....	71
5.3.	Trabajo futuro .....	72
Bibliografía.....		74
Anexos.....		75

## Índice de Figuras

Figura 2.1 Frontera entre Chile y Perú .....	3
Figura 2.2 Evolución de la matriz energética entre los años 2014 a 2016 en el SIC .....	5
Figura 2.3 Evolución de la matriz energética entre los años 2014 a 2016 en el SING .....	5
Figura 2.4 Evolución de la matriz energética entre los años 2014 a 2016 en el SEIN (Perú).....	6
Figura 2.5 Esquemático de conexión HVDC de tipo monopolar .....	8
Figura 2.6 Esquemático de conexión HVDC de tipo bipolar .....	8
Figura 2.7 Esquemático de configuración de subestaciones HVDC de tipo Back to Back .....	9
Figura 2.8 Esquemático de configuración de subestaciones HVDC de tipo Multiterminal.....	10
Figura 2.9 Puente de Graetz .....	10
Figura 2.10 Resumen de instituciones del sector eléctrico Peruano .....	13
Figura 2.11 Área Operativa Norte (Fuente COES ) .....	19
Figura 2.12 Área operativa centro (Fuente COES) .....	19
Figura 2.13 Área Operativa Sur (Fuente: COES).....	20
Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología .....	22
Figura 3.2 Subestaciones importantes en la interconexión.....	24
Figura 3.3 Bipolo modelado en DIgSILENT .....	25
Figura 4.1 Matriz energética de los sistemas 2024 en conjunto.....	27
Figura 4.2 Sistemas en la frontera eléctrica.....	28
Figura 4.3 Red de 500kV del sistema conjunto, y los flujos totales para el Caso 1 .....	29
Figura 4.4 Red de 500kV del sistema conjunto, y los flujos totales para el Caso 5.....	30
Figura 4.5 Entorno de contingencias en Perú .....	35
Figura 4.6 Entorno de contingencias alrededor del enlace HVDC.....	35
Figura 4.7 Entorno de contingencias alrededor de Alto Jahuel.....	36
Figura 4.8 Entorno de contingencias alrededor de Charrúa .....	36
Figura 4.9 Frecuencia en barras principales luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Yaranamba-Montalvo, con hidrología húmeda y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú.....	42
Figura 4.10 Frecuencia en barras principales luego de desconexión en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología seca y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú.....	42
Figura 4.11 Frecuencia barras principales luego de falla bifásica en Montalvo, con hidrología seca y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú .....	43
Figura 4.12 Frecuencia en barras principales luego de desconexión de un circuito de Cumbres-Changos, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú.....	44
Figura 4.13 Frecuencia barras principales luego de desconexión de la central Santa María, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú .....	44
Figura 4.14 Flujo por circuito de línea en Cumbres-Changos, frente a distintos eventos y escenarios de operación .....	46
Figura 4.15 Tensión en barras principales luego de falla bifásica en San Juan, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú.....	47
Figura 4.16 Tensión en barras principales luego de falla bifásica en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú.....	47
Figura 4.17 Tensión en barras principales luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú.....	48
Figura 4.18 Tensión en barras principales luego de desconexión en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú .....	48
Figura 4.19 Tensión en barras principales luego de falla bifásica a tierra en Ventanillas, con hidrología seca y demanda máxima, importando 1000 MW desde Perú .....	49

Figura 4.20 Barras principales de 500 kV de ambos países, y líneas de refuerzos .....	52
Figura 4.21 Frecuencia en barras principales luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología húmeda y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú	54
Figura 4.22 Frecuencia en barras principales luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Yaranamba-Montalvo, con hidrología húmeda y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú.....	54
Figura 4.23 Frecuencia en barras principales luego de desconexión de un polo, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú.....	55
Figura 4.24 Frecuencia en barras principales luego de desconexión de un polo, con hidrología seca y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú.....	55
Figura 4.25 Frecuencia en barras principales luego de desconexión de un polo, con hidrología seca y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú .....	56
Figura 4.26 Frecuencia barras principales luego de falla bifásica en Montalvo, con hidrología seca y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú .....	56
Figura 4.27 Frecuencia en barras principales luego de falla bifásica en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú.....	57
Figura 4.28 Frecuencia en barras principales luego de desconexión de un polo, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú .....	57
Figura 4.29 Flujo por circuito de línea en Cumbres-Changos, frente a distintos eventos y escenarios de operación .....	58
Figura 4.30 Tensiones en barras principales luego de falla bifásica a tierra en Ventanilla 220 kV (Perú), con hidrología húmeda y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú.....	59
Figura 4.31 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Planicie-Carapongo, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú.....	60
Figura 4.32 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en San Juan 220 kV (Perú), con hidrología seca y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú .....	60
Figura 4.33 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en Alto Jahuel 220 kV, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú.....	61
Figura 4.34 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Cumbres-Changos, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú. .	61
Figura 4.35 Tensión en barras principales luego de falla bifásica a tierra en Kimal 500 kV, con hidrología seca y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú .....	63
Figura 4.36 Flujo de potencia activa por un polo el enlace HVDC, y por un circuito de la línea Cumbres - Changos (tiene 3 circuitos) .....	64
Figura 4.37 Frecuencia en algunas barras de Chile y Perú.....	64
Figura 4.38 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Cumbres-Changos, con hidrología húmeda y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú.....	65
Figura 4.39 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Cumbres-Changos, con hidrología mínima y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú .....	65
Figura 4.40 Flujos luego de falla bifásica a tierra en Cumbres-Changos, bajo hidrología húmeda y demanda máxima.....	66
Figura 4.41 Flujos luego de falla bifásica a tierra en Cumbres-Changos, bajo hidrología seca y demanda mínima .....	66
Figura 4.42 Frecuencia barras principales luego de desconexión en un circuito de Changos-Cumbres, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú, sin la red de 500 kV reforzada .....	67

Figura 4.43 Resumen de costos interconexión Kimal - Montalvo ..... 70

## Índice de Tablas

Tabla 2-1 Matriz energética de Chile 2015 .....	4
Tabla 2-2 Participación de tecnologías térmicas en Chile en los primeros meses de 2015 .....	4
Tabla 2-3 Matriz energética de Perú.....	6
Tabla 2-4 Proyección de demanda del SEIN.....	7
Tabla 2-5 Energía producida en Perú por tecnología .....	7
Tabla 2-6 Participación de tecnologías térmicas en Perú durante el 2016 .....	7
Tabla 2-7 Niveles de Tensión. Fuente: Código Nacional de Electricidad.....	20
Tabla 3-1 Subestaciones importantes del norte de Chile.....	23
Tabla 4-1 Matriz energética de los sistemas 2024 en conjunto .....	27
Tabla 4-2 Flujo entre las Subestaciones Changos hacia Cumbres, y la participación por sistema de la potencia importada/exportada.....	28
Tabla 4-3 Líneas con sobrecarga en el sistema conjunto bajo régimen estacionario .....	31
Tabla 4-4 Transformadores con sobrecarga en el sistema conjunto bajo régimen estacionario ...	32
Tabla 4-5 Compensaciones para mejorar la tensión en barras .....	32
Tabla 4-6 Cantidad de máquinas sincrónicas medidas por escenario .....	37
Tabla 4-7 Líneas a monitorear en Chile .....	37
Tabla 4-8 Líneas a monitorear en Perú.....	38
Tabla 4-9 Barras a monitorear .....	39
Tabla 4-10 Criterios homologados de los estados de Emergencia y Alerta .....	40
Tabla 4-11 Contingencias que producen peor comportamiento en frecuencia .....	41
Tabla 4-12 Contingencias que producen sobrecarga de alguna línea.....	45
Tabla 4-13 Contingencias que producen peor comportamiento en tensión.....	46
Tabla 4-14 Tiempos de simulación para el primer set de contingencias.....	50
Tabla 4-15 Refuerzos a los sistemas de 500 kV de ambos países .....	51
Tabla 4-16 Contingencias que producen peor comportamiento en frecuencia .....	53
Tabla 4-17 Contingencias que producen sobrecarga de alguna línea.....	58
Tabla 4-18 Contingencias que producen peor comportamiento en tensión.....	59
Tabla 4-19 Tiempos de simulación para el segundo set de contingencias .....	62
Tabla 4-20 Valorización de subestaciones convertoras HVDC .....	69
Tabla 4-21 Resumen de costos interconexión Kimal - Montalvo .....	70

# Capítulo 1 – Introducción

## 1.1. Motivación

Chile tiene los precios más altos de energía en el cono sur<sup>1</sup>, siendo importador mayormente de combustibles fósiles. Ante esta realidad, una interconexión con Perú no solo trae ventajas técnicas como flexibilidad de operación y estabilidad, sino que además podría implicar una disminución en los precios chilenos, y la apertura a un nuevo mercado para ambos segmentos de generación.

Un proyecto de interconexión de estas características necesita de diversos estudios técnicos, entre ellos uno que permita determinar los problemas de frecuencia y tensión producto de contingencias cercanas al enlace y del propio enlace HVDC, a fin de proponer un diseño conceptual propio de la interconexión, como de las obras de refuerzo y nuevas políticas operacionales en ambos sistemas que permitan una integración confiable.

## 1.2. Objetivos

### 1.3.1. Objetivos generales

La finalidad del trabajo es determinar el comportamiento de un enlace de interconexión entre Chile y Perú en estado normal y ante contingencias simples, considerando escenarios operacionales exigentes. Para ello, los objetivos específicos se pueden listar como en el punto siguiente.

### 1.3.2. Objetivos específicos

- Unir las bases de datos más actuales de los sistemas eléctricos de ambos países, introduciendo un enlace HVDC que permita la unión eléctrica asincrónica entre ambos sistemas.
- Actualizar la base de datos unificada de ambos sistemas para el año 2024 –año en que se asume en servicio el enlace- considerando los nuevos proyectos de transmisión, generación y el crecimiento de la demanda proyectado en ambos países.
- Llevar a cabo el desarrollo de simulaciones en software DIgSILENT, que entreguen los resultados necesarios para cumplir el propósito general del presente trabajo.
- Determinar los efectos producidos por contingencias simples, en el enlace y sus alrededores.
- Proponer medidas para mitigar los efectos de los problemas encontrados

---

<sup>1</sup> Se comentarán las matrices energéticas para generación eléctrica en el Capítulo 2: Estado del arte

### 1.3. Alcances

En los puntos siguientes se establecen los límites que abarca este trabajo, y que permitirán cumplir con los objetivos en los plazos estipulados

Los alcances de esta memoria son:

- Unificar los modelos de las redes disponibles al comienzo de este trabajo, en una misma base utilizando el software DIGSILENT (ya que los modelos de ambos países están disponibles en este programa)
- Definir escenarios de operación con matrices energéticas distintas, utilizando resultados de trabajos previos en OSE2000 proporcionados por Transelec.

En estos escenarios se varía:

- El sentido del flujo de potencia para el enlace entre países
  - Hidrologías húmeda y seca
  - Niveles de demanda alta y baja
- 
- Establecer las características generales del enlace de interconexión, como capacidad de transferencia, monopolo o bipolo HVDC, puntos de conexión, compensaciones y filtros
  - Definir, tomando como referencia estudios anteriores y fuentes de Transelec, un grupo de contingencias simples que produzcan efectos considerables en la red
  - Identificar los puntos relevantes de las normas técnicas de ambos países, referentes a criterios de operación de sistemas eléctricos de potencia
  - Proponer medidas para mitigar los efectos negativos que pudiesen presentarse en las simulaciones sobre la red
  - Lo descrito en los puntos anteriores, para el año 2024, tomando como supuesto que en ese año comenzaría a operar un enlace de interconexión

# Capítulo 2 – Estado del Arte

## 2.1. Antecedentes de los sistemas eléctricos de ambos países

### 2.1.1. Introducción

Como se ha mencionado, el diseño de un enlace entre Chile y Perú debe incluir dos consideraciones importantes: en primer lugar la diferencia de frecuencias obliga a que la conexión sea del tipo asíncrona, introduciendo tecnología HVDC; y por otra parte, la red en el lado Peruano cerca de la frontera se encuentra más desarrollada que en el lado Chileno, ya que Perú cuenta con líneas 2x500 kV llegando a Moquegua, cerca de Tacna [1], mientras que Chile tiene actualmente como líneas de mayor capacidad y más al norte a Tarapacá-Lagunas en 2x220 kV, bastante más retirado de la frontera, por lo que el enlace será más largo del lado chileno.

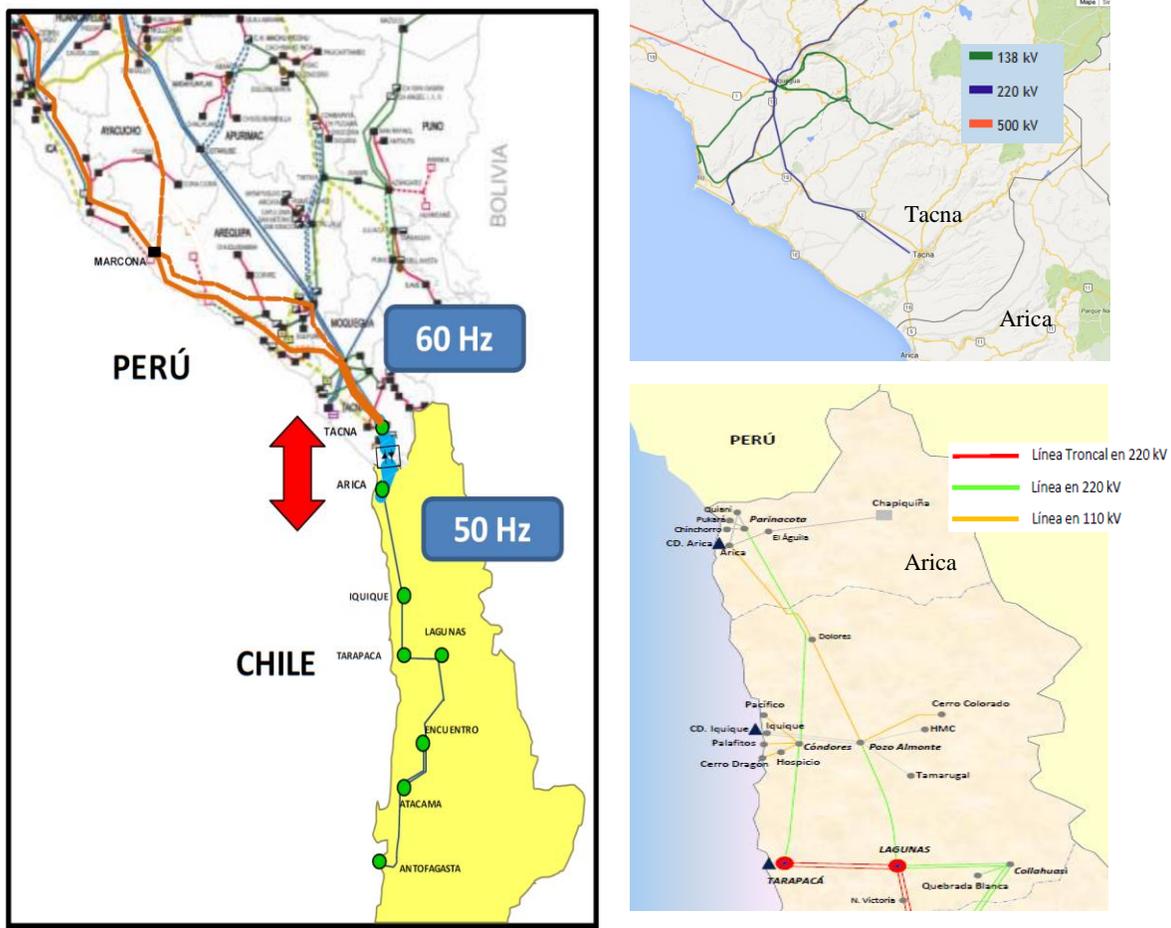


Figura 2.1 Frontera entre Chile y Perú

Fuentes: Actualización del Plan de Transmisión a 2017-2026 (COES-Perú) y CISEN, CDECs

Por lo anterior, se revisarán las características de los enlaces HVDC, modelos del sistema para fenómenos transitorios, junto a los parámetros y criterios importantes.

## 2.1.2. Sector eléctrico Chileno

Las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Tanto la distribución como la transmisión son monopolios naturales, y la ley establece procedimientos para determinar las tarifas (o “peajes”) que deben pagar los usuarios de las redes. Por el contrario, las economías de escala no son importantes en generación y es posible la competencia.

Los principales sistemas eléctricos son, el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande, que se integraran en uno a partir de 2018. Los sistemas restantes son el Sistema Mediano de Magallanes, el Sistema Mediano de los Lagos, el Sistema Mediano de Aysén

La matriz energética del SIC junto al SING se distribuye como muestra la Tabla 2-1, para los primeros meses de 2015

<b>Tecnología</b>	<b>Generación TWh</b>	<b>Generación %</b>
Carbón	2,28	40.9
Diésel	0,31	5.5
Gas natural	1,11	19.9
Hid. Embalse	0,58	10.4
Hid. Pasada	0,74	13.4
Eólico	0,10	1.7
Biomasa	0,21	3.7
Fotovoltaico	0,11	2.0
Mini hidráulica	0,12	2.2
Otros	0,01	0.3
Total	5,57	100

Tabla 2-1 Matriz energética de Chile 2015

Entre si, los principales energéticos primarios combustibles (y de mayor costo variable), se distribuyen como muestra la tabla

<b>Tecnología</b>	<b>Participación %</b>
Carbón	61,7
Diésel	8,3
Gas natural	30,0

Tabla 2-2 Participación de tecnologías térmicas en Chile en los primeros meses de 2015

La participación en mayor o menor medida da cuenta del orden económico del recurso, siendo el carbón el más económico, seguido por el gas natural y finalmente diésel

En cuanto al crecimiento de la demanda, se proyecta un 4.7% anual hasta 2028

En las Figuras<sup>2</sup> Figura 2.2 y Figura 2.3 se muestra la evolución de los años 2014 a 2016, de la energía generada en cada uno de los sistemas. Se observa la estacionalidad del recurso hídrico en el SIC, creciente desde abril-mayo. Mientras que en SING, el aporte eólico y solar superan al aporte hídrico, y la generación térmica representa un 96% en ese intervalo

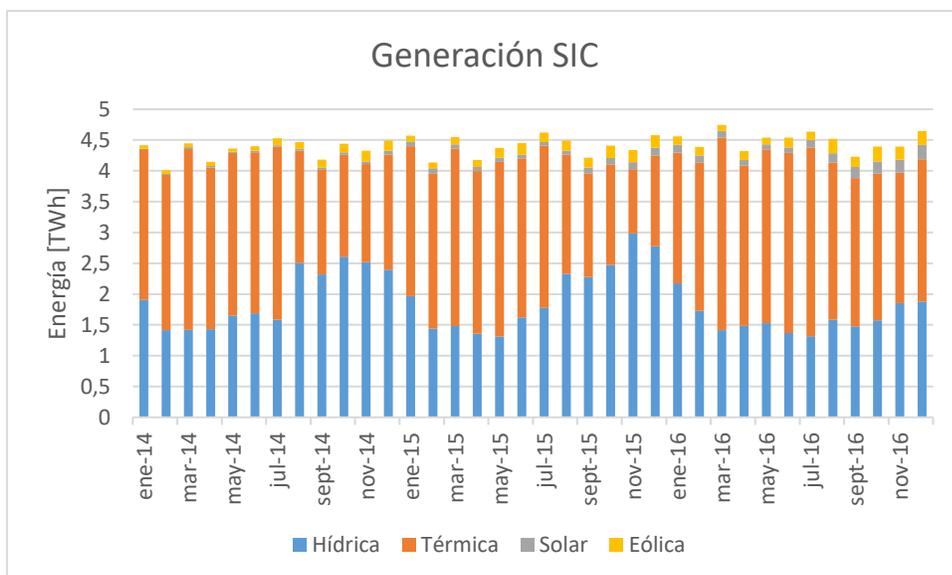


Figura 2.2 Evolución de la matriz energética entre los años 2014 a 2016 en el SIC

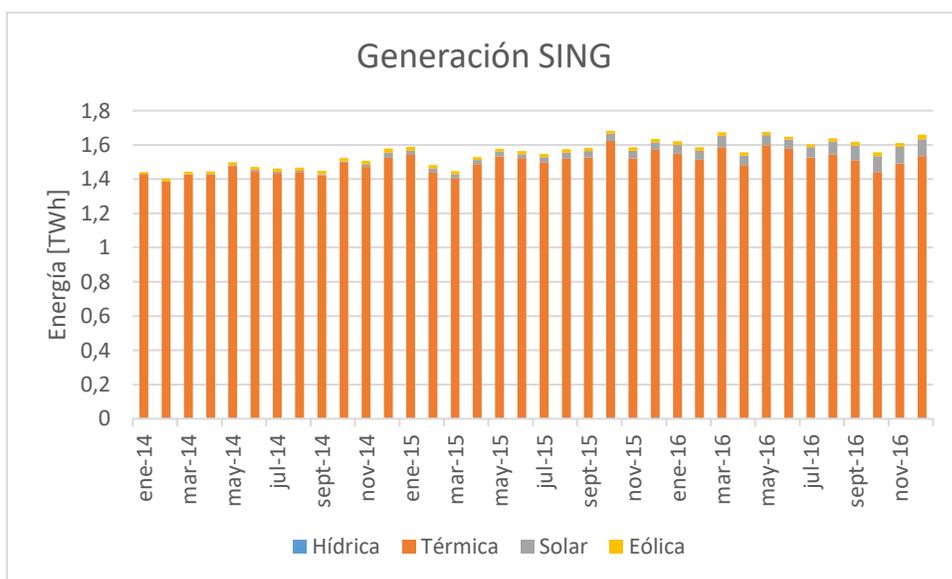


Figura 2.3 Evolución de la matriz energética entre los años 2014 a 2016 en el SING

<sup>2</sup> Fuente: datos de Coordinador, gráficos elaboración propia

### 2.1.3. Sector eléctrico Peruano

El sector eléctrico peruano está formado por empresas de generación, transmisión, distribución y usuarios libres. La producción de energía es transportada por las redes de transmisión de alta tensión y luego de distribución, para en última instancia, llegar al consumidor final. Tales empresas conforman el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el cual tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

La siguiente tabla presenta la matriz energética de Perú, para los años 2013 -2014, el crecimiento en demanda fue de un 5.36 % en energía [2]

Tipo de generación	2013		2014		VARIACIÓN		
	GWh	Participación %	GWh	Participación %	GWh	%	
HIDROELÉCTRICA	20,551	51.81%	20,329	48.64%	-222	-1.08%	
TERMOELÉCTRICA	18,118	45.67%	20,160	48.24%	2,042	11.27%	
RECURSOS ENERGÉTICO RENOVABLE	HIDROELÉCTRICA	576	1.45%	672	1.61%	96	16.71%
	BAGAZO	194	0.49%	146	0.35%	-48	-24.93%
	BIOGÁS	31	0.08%	30	0.07%	-0.85	-2.73%
	SOLAR	196	0.50%	199	0.48%	2	1.21%
	EÓLICO		0.00%	256	0.61%	256	
<b>TOTAL</b>	<b>39,669</b>	<b>100.00%</b>	<b>41,795</b>	<b>100.00%</b>	<b>2,126</b>	<b>5.36%</b>	

Tabla 2-3 Matriz energética de Perú

A continuación se muestra la evolución de la matriz de generación eléctrica de Perú entre los años 2014 a 2016

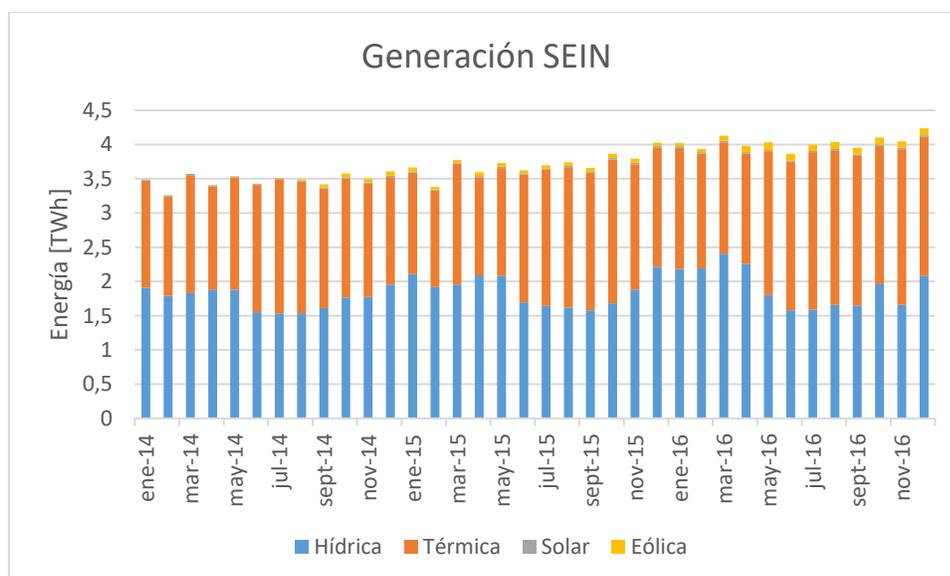


Figura 2.4 Evolución de la matriz energética entre los años 2014 a 2016 en el SEIN (Perú)

En la tabla siguiente se muestra el resumen de la proyección de la demanda del SEIN, obteniéndose en promedio para el periodo 2017-2018, un aumento de 10.6% en energía y de 8.7% en potencia.

Año	Energía		Potencia	
	GWh	%	MW	%
2017	57708	11.6	7738	8.7
2018	63261	9.6	8410	8.7

Tabla 2-4 Proyección de demanda del SEIN

La proyección de demanda se descompone en vegetativa e industrial, dentro de la cual se encuentran los grandes proyectos, siendo estos últimos los responsables de los grandes aumentos entre años. En cuanto al tamaño de la red, el SEIN contaba con 10170 km en líneas de 220 kV y 1500 km en líneas de 500 kV a finales de 2013

La tabla siguiente muestra en detalle la energía producida junto a las exportaciones a Ecuador<sup>3</sup>, durante el año 2016

Tipo de Generación	Energía (TWh)	Participación [%]
Hidráulica	22,16	45,86
Gas Natural	22,46	46,48
Carbón	0,77	1,60
Residual 500-6	0,19	0,40
Diesel 2	0,46	0,95
Generación RER <sup>4</sup>	2,29	4,73
Exportación hacia Ecuador (-)	-0,04	-0,08
Importación desde Ecuador (+)	0,02	0,05
<b>TOTAL GENERACIÓN</b>	<b>48,33</b>	<b>100,03</b>
<b>TOTAL CON EXPORTACIÓN</b>	<b>48,31</b>	<b>100,00</b>

Tabla 2-5 Energía producida en Perú por tecnología

Entre si, los principales energéticos primarios combustibles (y de mayor costo variable), se distribuyen como muestra la tabla

Tecnología	Participación %
Gas Natural	94,0
Carbón	3,2
Diesel	1,9
Residual 500-6	0,8

Tabla 2-6 Participación de tecnologías térmicas en Perú durante el 2016

Se usó mayormente gas natural, que proviene en un 95% de la planta de extracción de Camisea [3], en la región de Cuzco

<sup>3</sup> Perú y Ecuador tienen un enlace eléctrico entre las subestaciones de Zorritos (Perú)–Machala (Ecuador) en 220kV desde el año 2004, pero se utiliza en casos puntuales de apoyo ante emergencias.

<sup>4</sup> RER son los Recursos Energéticos Renovables: minihidro (<20MW), solar, eólico, geotérmico y biomasas

## 2.2. Tecnología HVDC

### 2.2.1. Enlaces HVDC

Se pueden clasificar por la cantidad de polos utilizados, y por la forma en que están conectadas las estaciones conversoras. A continuación se describen las categorías.

#### 2.2.1.1. Tipo de conexión

##### Conexión Monopolar

Las conexiones monopolares utilizan un solo polo para transmitir la energía eléctrica entre las estaciones conversoras. Dicha conexión puede tener retorno por tierra o metálico.

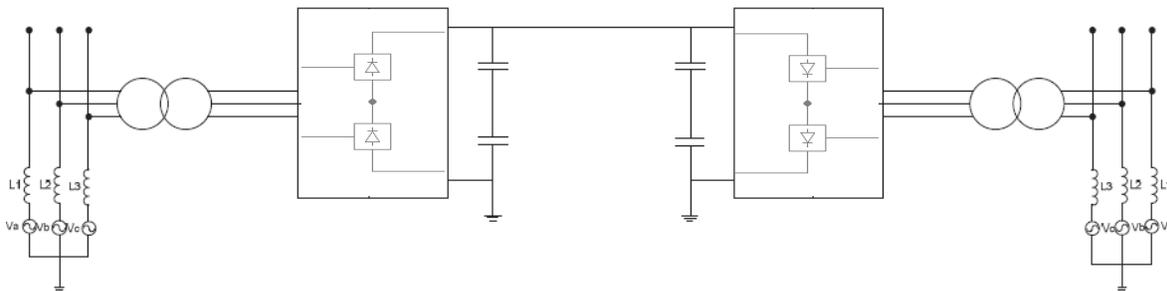


Figura 2.5 Esquemático de conexión HVDC de tipo monopolar

##### Conexión Bipolar

La conexión bipolar tiene una capacidad de potencia mayor que una conexión monopolar, siendo el tipo de conexión más implementado actualmente en los sistemas de HVDC basados en líneas aéreas. Esta conexión está conformada por dos sistemas monopolares independientes que hacen las veces de polos positivo y negativo, con la capacidad y/o ventaja de poder funcionar independientemente en caso que alguno de ellos falle.

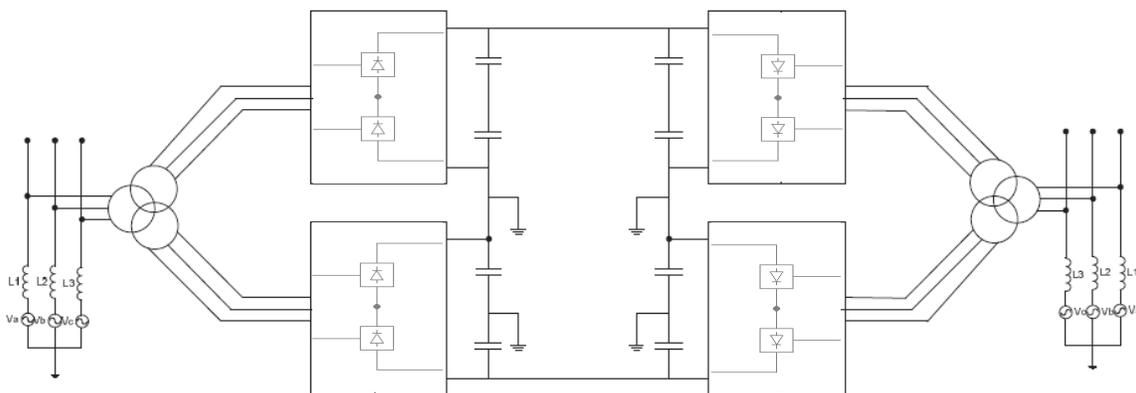


Figura 2.6 Esquemático de conexión HVDC de tipo bipolar

### 2.2.1.2. Configuración de subestaciones convertoras

#### Conexión Back to Back

Las conexiones back-to-back son implementadas ubicando físicamente ambas estaciones convertoras en la misma subestación, las líneas que salen de ella son en corriente alterna

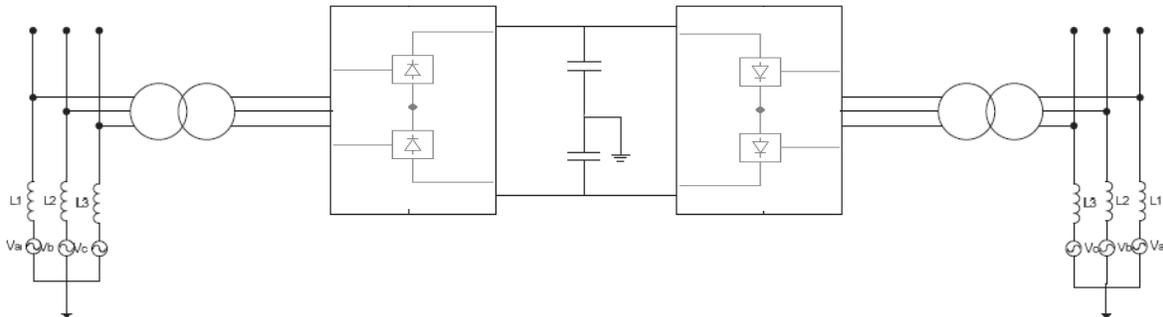


Figura 2.7 Esquemático de configuración de subestaciones HVDC de tipo Back to Back

#### Conexión Punto a Punto

La conexión se realiza directamente entre dos subestaciones (punto a punto) cuando por razones técnicas, económicas o ambientales la conexión mediante HVDC es mejor que la HVAC. En este caso cada una de las subestaciones del sistema funcionará como un convertidor, ya sea como rectificador o inversor en función de la dirección del flujo de potencia. Es la conexión más utilizada hasta el momento de HVDC.

#### Conexión Multiterminal

La conexión multiterminal es utilizada cuando se conectan tres o más subestaciones a un sistema HVDC.

Esta puede ser de tres tipos:

- Paralela: Mediante la conexión multiterminal paralela, todas las subestaciones se encuentran conectadas a una misma tensión. Se implementan principalmente cuando las subestaciones superan el 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras.
- Serie: Al contrario que en la conexión paralela, en la conexión serie, todas las subestaciones se encuentran a una tensión diferente. En este tipo de conexión es importante tener en cuenta el rendimiento de las subestaciones ya que la caída de tensión en cada una afectará la tensión nominal de la red.
- Mixta: La conexión multiterminal mixta, permite tener subestaciones conectadas en configuración tanto serie, como paralela.

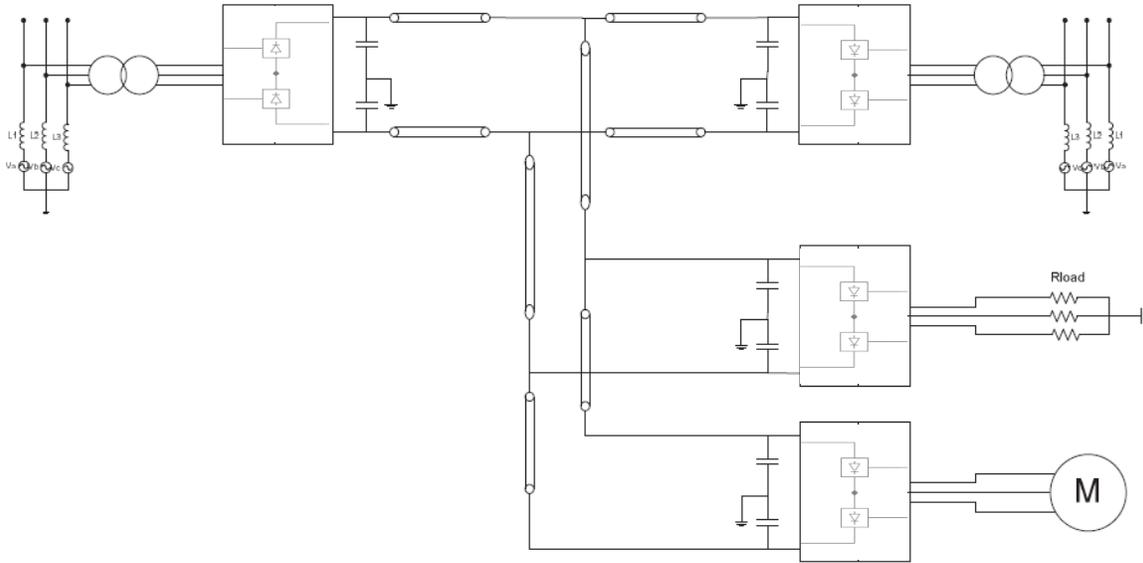


Figura 2.8 Esquemático de configuración de subestaciones HVDC de tipo Multiterminal

### Conexión Unitaria

Se emplea una conexión unitaria cuando la transmisión en DC se implementa directamente en el punto de generación de energía. Es utilizada principalmente en centrales hidroeléctricas o eólicas, en donde es posible alcanzar la máxima eficiencia de las turbinas debido a que, sin importar la velocidad de la turbina, el inversor se encarga de entregar a la red la señal de tensión a la frecuencia fundamental, ya sea 50 o 60 Hz.

### 2.2.2. Ecuaciones de diseño y parámetros importantes

El modelo común para explicar las ecuaciones de una estación convertidora HVDC, es la configuración conocida como puente de Graetz de 6 pulsos [4], mostrado a continuación:

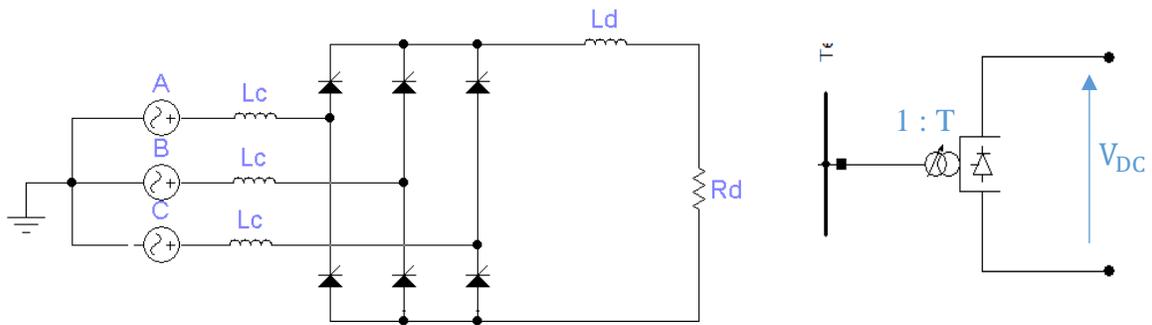


Figura 2.9 Puente de Graetz

Normalmente esta configuración es acompañada de filtros y compensación reactiva en las barras AC, reactores de alisamiento en las líneas DC y otros requerimientos propios del punto de conexión.

A continuación las ecuaciones que relacionan las cantidades AC, DC y las variables de control:

Para el rectificador:

$$V_{dcr} = Nr \left( \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{acr} \cos(\alpha) - \frac{3 X_{cr} I_{dc}}{\pi} - 2 R_{cr} I_{dc} \right)$$

$$\mu_r = \arccos \left( \cos(\alpha) - \frac{\sqrt{2} I_{dc} X_{cr}}{E_{acr}} \right) - \alpha$$

$$\tan(\varphi) = \frac{2\mu_r + \sin(2\alpha) - \sin(2\mu_r + 2\alpha)}{\cos(2\alpha) - \cos(2\mu_r + 2\alpha)}$$

$$I_{acr} = \frac{\sqrt{6}N}{\pi} I_{dc}$$

Para el inversor:

$$V_{dci} = Ni \left( \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{aci} \cos(\gamma) - \frac{3 X_{ci} I_{dc}}{\pi} - 2 R_{ci} I_{dc} \right)$$

$$\mu_i = \arccos \left( \cos(\gamma) - \frac{\sqrt{2} I_{dc} X_{ci}}{E_{aci}} \right) - \gamma$$

$$\tan(\varphi) = \frac{2\mu_i + \sin(2\gamma) - \sin(2\mu_i + 2\gamma)}{\cos(2\gamma) - \cos(2\mu_i + 2\gamma)}$$

$$I_{aci} = \frac{\sqrt{6}N}{\pi} I_{dc}$$

Donde los subíndices  $r$  e  $i$  aluden a rectificador e inversor respectivamente y:

$\alpha$ : Ángulo de disparo en el rectificador

$\mu$ : Ángulo de traslape de conmutación

$\gamma$ : Ángulo de extinción en el inversor

$V_{dc}$  y  $E_{ac}$ : Voltaje en el lado DC y AC respectivamente

$I_{dc}$  e  $I_{ac}$ : Corriente en el lado DC y AC respectivamente

$X_{cr}$ : Reactancia de conmutación

$R_{cr}$ : Resistencia equivalente de conmutación

$N$ : Cantidad de puentes de Graetz en serie, 2 en un monopolo

$T$ : Razón de transformación del transformador

## **2.3. Antecedentes normativos**

### **2.3.1. Autoridades y organismos del sector eléctrico Peruano**

En esta sección, se busca describir el mercado eléctrico peruano en forma concisa y breve. Se listarán solamente los documentos y autoridades importantes para el motivo de este trabajo de título, en referencia a los homólogos Chilenos.

#### **Ministerio de Energía y Minas**

Su objetivo principal es formular y evaluar políticas de las actividades minero-energéticas, su homólogo Chileno corresponde al Ministerio de Energía.

#### **Gerencia de Fiscalización Eléctrica**

Supervisa y fiscaliza a las empresas que prestan el servicio público de electricidad, su homólogo Chileno corresponde a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

#### **Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria**

Calcula y propone las tarifas de electricidad y gas natural al organismo regulador para su aprobación, su homólogo Chileno corresponde a la Comisión Nacional de Energía.

#### **Tribunal de Solución de Controversias**

Es la última instancia administrativa de solución de conflictos. Lo resuelto es de cumplimiento obligatorio y vinculante, cuenta con cinco integrantes, su homólogo Chileno corresponde al Panel de Expertos.

#### **Comité de Operación Económica del Sistema**

Coordina la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, a mínimo costo preservando la seguridad del sistema, su homólogo Chileno corresponde a los Centros de Despacho Económico de Carga.

#### **Organismo Regulador de la Inversión en Energía y Minería**

Es un organismo independiente del Ministerio de Energía y Minas, que depende del Consejo de Ministros. Engloba varias actividades que delega en Gerencias y Comités, como por ejemplo la de Fiscalización Eléctrica y la Adjunta de Regulación Tarifaria.

Para resumir las instituciones presentadas, el siguiente cuadro sintetiza los correspondientes homólogos

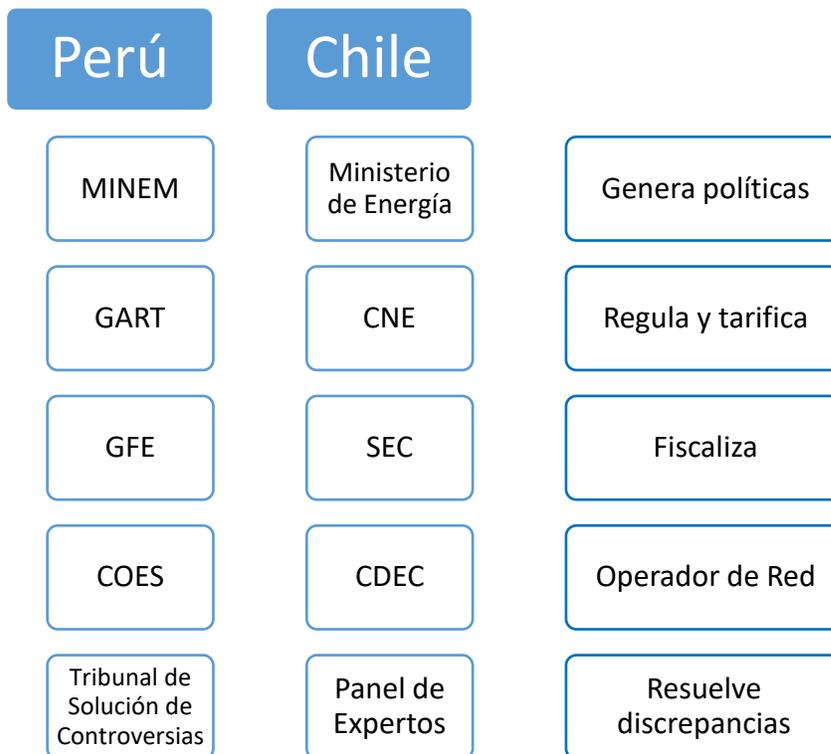


Figura 2.10 Resumen de instituciones del sector eléctrico Peruano

### 2.3.2. Normas y reglamentos de Perú

Se listan a continuación los documentos importantes, como normas técnicas, leyes etc. Haciendo referencia a sus homólogos chilenos en los casos que corresponda.

#### **Código Nacional de Electricidad**

Contiene las siglas y definiciones que utilizan el resto de los reglamentos, indica condiciones generales para las instalaciones de alta tensión, como malla de tierra, cables de guardia etc. Pero se explyta más en las características de media-baja tensión pública.

#### **Ley de Concesiones Eléctricas**

Divide la generación, transmisión y distribución, y establece reglas generales para el sector eléctrico en general. Su homólogo Chileno es la Ley General de Servicios Eléctricos.

#### **Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos**

Indica especificaciones técnicas, como rangos de operación, criterios etc. Su homólogo Chileno es la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio.

## **Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad**

Perú actualmente se encuentra Interconectado con Ecuador, y este a su vez con Colombia. Dichas interconexiones se rigen bajo los términos de este reglamento, elaborado por la Comunidad Andina de Naciones, organismo en el cual Chile participa como Asociado

## **Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados**

Explica cómo se debe coordinar el Comité de Operación Económica del Sistema peruano, con otros Operadores del sistema. Define la información que se debe compartir, rangos de operación etc.

### **2.3.3. Especificaciones Norma técnica Chilena**

#### **2.3.3.1. Normativa sobre HVDC**

La *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio* [5] indica las restricciones para las instalaciones HVDC que se resumen a continuación:

- ▶ La potencia transmitida de los enlaces HVDC, basados en conmutación natural, deberá ser compatible en todo momento con los niveles de cortocircuito en el lado de corriente alterna en ambos extremos del enlace. Para esto se deberá prever que la razón efectiva de cortocircuito trifásico en la S/E de conexión (RECC) sea superior a 2,5 para todas las condiciones de despacho efectivas, tomando en cuenta el efecto de aumento de la impedancia equivalente de cortocircuito por el desplazamiento de generación no económica en el sistema importador.

$$RECC \geq \frac{Cap\ de\ cortocircuito\ AC\ [MVA] - Cap\ reactiva\ de\ enlace\ HVDC\ MVA}{P_{transmitida} MW}$$

- ▶ La potencia transmitida debe controlarse en el rango de 100 % a 10 % de la capacidad nominal del enlace.
- ▶ Las maniobras de equipos y filtros se deben realizar en forma automática.
- ▶ Se debe mantener la potencia programada para las frecuencias entre 49 a 51 Hz, y se puede disminuir, a partir de 49 Hz, en 2.5% / Hz.
- ▶ En sistemas multipolo, se deben presentar estudios de transitorios electromecánicos para determinar los efectos de la desconexión intempestiva de uno de los polos.
- ▶ Los estudios necesarios para un proyecto HVDC son:
  - I. Estudio de régimen permanente que demuestre un comportamiento satisfactorio del sistema de corriente continua y alterna, para diferentes condiciones de operación, incluyendo condiciones extremas de hidrología, demanda, disponibilidad de unidades generadoras y despacho según disponibilidad de combustibles.
  - II. Estudio de comportamiento dinámico del enlace HVDC, frente a las Contingencias Simples y Extremas definidas en el Artículo 5-37 que puedan ocurrir en los SI de ambos extremos.

- III. Estudio de sobretensiones de frecuencia fundamental indicando los elementos de control que se utilizan.
- IV. Estudio de potencia reactiva que demuestre la eficacia de los equipos de compensación de potencia reactiva a instalar en ambos SI.
- V. Estudio de contaminación armónica en ambos SI que demuestre la eficacia de los filtros.
- VI. Estudio de coordinación de protecciones con los sistemas de corriente alterna de ambos SI.
- VII. Estudios de Interacción Torsional Sub-Sincrónica destinados a identificar y prevenir la ocurrencia de esos fenómenos con turbogeneradores instalados en ambos extremos del enlace HVDC. Los estudios se adecuarán a lo establecido en la Recomendación IEC 60919-3.

### 2.3.3.2. Clasificación de contingencias

Se resumen los grados de severidad, según la NTSyCS

**Severidad 1:** Desconexión intempestiva de un condensador serie.

**Severidad 2:** Cortocircuito monofásico franco a tierra con apertura de la fase fallada y posterior reconexión exitosa, o falla de un polo HVDC con re encendido exitoso.

**Severidad 3:** Cortocircuito bifásico franco a tierra de línea sin enmallamiento, seguido de la desconexión de la línea o el circuito fallado.

**Severidad 4:** Cortocircuito bifásico franco a tierra de línea con enmallamiento, seguido de la desconexión de la línea o el circuito fallado, o falla permanente de un polo en enlace HVDC de más de un polo.

**Severidad 5:** Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica de mayor tamaño, o desconexión intempestiva de un elemento serie que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora, o desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda, o falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar.

**Severidad 6:** Corto circuito bifásico franco a tierra en línea de doble circuito, seguido de la desconexión del circuito fallado, y la desconexión simultánea del circuito sano por error de los sistemas de protecciones, o la falla permanente de todos los polos de un enlace HVDC.

**Severidad 7:** Cortocircuito bifásico franco a tierra, seguido de falla en la operación del sistema de protecciones en un extremo.

**Severidad 8:** Desconexión intempestiva de un transformador de poder.

**Severidad 9:** Cortocircuito monofásico franco a tierra de una sección de barra en una subestación seguido de su desconexión en tiempo normal.

### 2.3.3.3. Rangos de operación aceptados

La *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*, establece para las variables eléctricas, los rangos descritos a continuación:

#### **Voltaje**

En Estado Normal el voltaje en barras debe estar en los rangos:

- 0,97 y 1,03 pu, para tensión nominal mayor o igual a 500kV
- 0,95 y 1,05 pu, para tensión nominal mayor o igual a 200kV y menor a 500kV
- 0,93 y 1,07 pu, para tensión nominal menor a 200kV

## **Frecuencia**

En Estado Normal y de Alerta, dependiendo del aporte de los recursos hídricos, la frecuencia debe cumplir con:

a) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:

- Sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 99% del período;
- Entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante no más de un 0,5% del período;
- Entre 50,2 y 50,7 Hz durante no más de un 0,5% del período.

b) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:

- Sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 97% del período;
- Entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante a lo más un 1,5% del período;
- Entre 50,2 y 50,7 Hz durante a lo más un 1,5% del período.

## **Capacidad de Transmisión**

Para cualquier configuración de demanda y generación del SI, el CDC y los CC, según corresponda, operarán los Elementos Serie manteniendo la corriente transportada en un valor inferior o a lo sumo igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta

## **Retorno a valores nominales después de contingencias**

Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 50 ms de despejada la contingencia, en ninguna barra del ST.

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de  $\pm 10\%$  en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.

En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 kV será igual a 48,30 Hz, aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 Hz durante un tiempo inferior a los 200 ms en ST de tensión inferior a 200 kV.

### **2.3.4. Especificaciones Norma técnica Peruana**

La *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos*, establece las siguientes reglas para los rangos de operación Aceptables:

## **Voltaje**

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el  $\pm 5.0\%$  de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el  $\pm 7.5\%$ .

## Frecuencia

El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la Diferencia ( $\Delta f_k$ ) entre la Media ( $f_k$ ) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal ( $f_N$ ) del sistema. Este indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema

$$\Delta f_k [\%] = \frac{f_k - f_N}{f_N} * 100\%$$

Adicionalmente, se controlan las Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF) por intervalos de un minuto; y la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF). Ambos indicadores se definen en función de la Frecuencia Instantánea  $f(t)$  de la siguiente manera:

$$VSF = \sqrt{\left(\frac{1}{1 \text{ minuto}}\right) \int_0^{1 \text{ minuto}} f^2 dt - f_N \text{ Hz}}$$
$$IVDF = \Gamma + \int_0^{24 \text{ horas}} [f(t) - f_N] dt \text{ Ciclos}$$

Donde:

$\Gamma$  : Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho, para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión, son:

- ▶ Variaciones Sostenidas ( $\Delta f_k$  (%)) :  $\pm 0.6$  %.
- ▶ Variaciones Súbitas (VSF') :  $\pm 1.0$  Hz.
- ▶ Variaciones Diarias (IVDF') :  $\pm 600.0$  Ciclos.

### 2.3.5. Clasificación de las instalaciones para Estudios Sistémicos

La *Norma Técnica de Coordinación y Operación en Tiempo Real* (NTCOTR)<sup>5</sup>, y el procedimiento técnico PR-20 Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN<sup>6</sup>, establecen una diferenciación por zonas del sistema que pueden operar en isla.

La clasificación de las instalaciones, para estudios sistémicos, se explican en el Informe COES/DP-SNP-035-2013 Categorización Del Sistema Existente del SEIN<sup>7</sup> de julio 2013.

Esta clasificación es de carácter técnico y se considera para evaluar la importancia de las instalaciones a la confiabilidad del SEIN.

Antes de la conformación del SEIN, se tenían sistemas aislados que fueron conectados por líneas de tensiones mayores a las que tenía el sistema. Estas últimas conforman el Sistema de Transmisión Troncal Nacional y Regional, que se explican a continuación.

<sup>5</sup> [NTOTR](#) Norma Técnica para la Coordinación en Tiempo Real de los SI

<sup>6</sup> [PR-20](#) Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN

<sup>7</sup> [Informe COES/DP-SNP-035-2013](#) Categorización Del Sistema Existente del SEIN

▶ Área Operativa (AO):

Se define como "... una sección del Sistema Interconectado compuesta por centros de generación de redes, redes de transmisión y/o redes de distribución que pueden separarse del resto del sistema y pueden operar aisladamente". Existen 15 Áreas Operativas.

▶ Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN)

Sistema conformado por instalaciones de transmisión de 500kV de tensión nominal o por las instalaciones de 220kV de tensión nominal que conecten las Áreas Operativas del SEIN

▶ Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR)

Sistema conformado por instalaciones de transmisión de 220kV o 138kV de tensión nominal que conecten las Áreas Operativas del SEIN

▶ Sistema de Transmisión Local (STL)

Sistema conformado por instalaciones de transmisión en 220, 138 y 60kV de tensión nominal que conecten las cargas o centrales de generación al SEIN

Las áreas operativas se agrupan en tres bloques

- ▶ Área Operativa Norte (AON), conformada por las AO 1, 2, 3, 4, 5 y 6
- ▶ Área Operativa Centro (AOC), conformada por las AO 7, 8, 9, 10 y 11
- ▶ Área Operativa Sur (AOS), conformada por las AO 12, 13, 14 y 15

Se muestran a continuación las áreas operativas, por zona y las líneas de transmisión que las unen, esquematizadas en el mencionado Informe COES/DP-SNP-035-2013 Categorización Del Sistema Existente del SEIN

Área Operativa Norte (AON), conformada por las AO 1, 2, 3, 4, 5 y 6

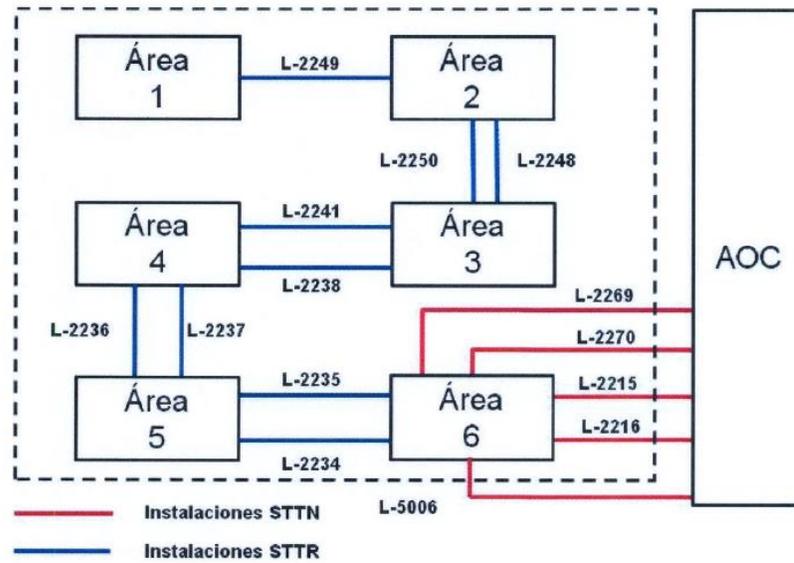


Figura 2.11 Área Operativa Norte (Fuente COES<sup>8</sup>)

Área Operativa Centro (AOC), conformada por las AO 7, 8, 9, 10 y 11

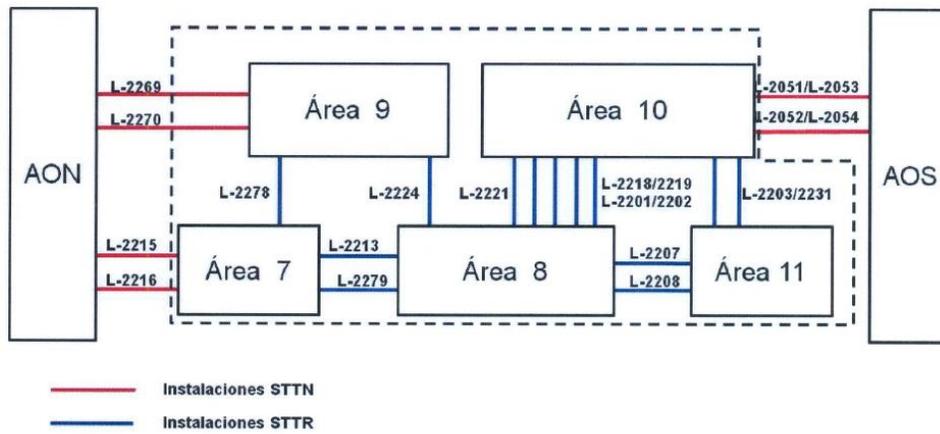


Figura 2.12 Área operativa centro (Fuente COES)

Área Operativa Sur (AOS), conformada por las AO 12, 13, 14 y 15

<sup>8</sup> [Informe COES/DP-SNP-035-2013](#) Categorización Del Sistema Existente del SEIN

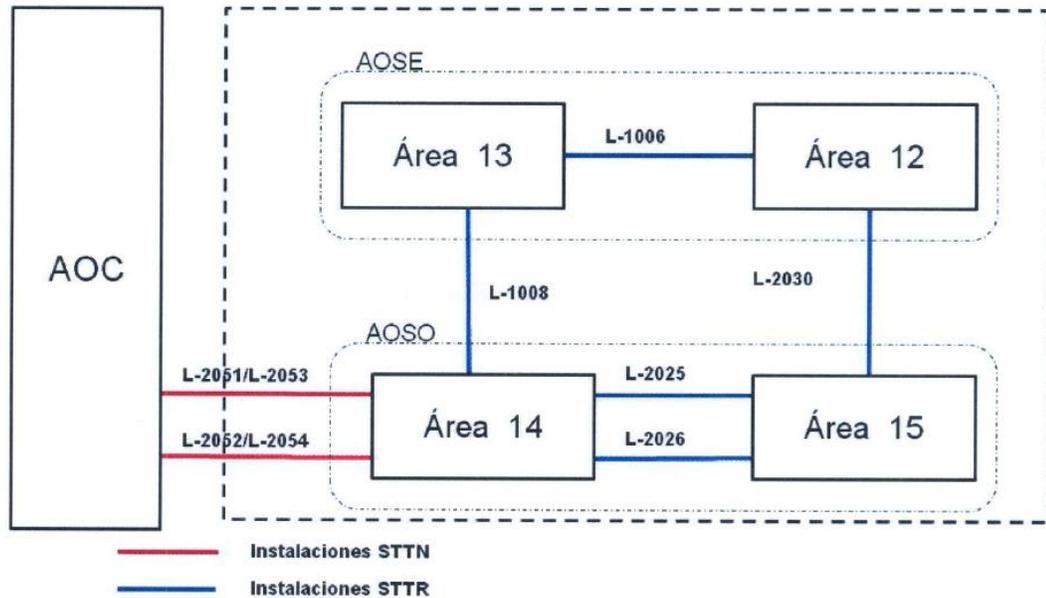


Figura 2.13 Área Operativa Sur (Fuente: COES<sup>9</sup>)

La clasificación de los niveles de tensión, se describe en el Código Nacional de Electricidad<sup>10</sup> de 2011, en el punto 17.A Niveles de Tensión, indica el siguiente cuadro

Baja Tensión	Alta Tensión
380 / 220 V	60 kV
440 / 220 V	138 kV
	220 kV
Media Tensión	Muy Alta Tensión
20,0 kV	500 kV
22,9 kV	
33 kV	
22,9 / 13,2 kV	
33 / 19 kV	

Tabla 2-7 Niveles de Tensión. Fuente: Código Nacional de Electricidad

Es importante destacar que Perú utiliza una clasificación distinta para efectos de tarificación, y los criterios antes presentados son solamente para estudios técnicos

<sup>9</sup> Informe COES/DP-SNP-035-2013 Categorización Del Sistema Existente del SEIN

<sup>10</sup> Código Nacional de Electricidad Actualizado a abril de 2011

### 2.3.6. Mecanismos de expansión de los sistemas eléctricos en Perú

Después del 2006, la Ley N° 28832<sup>11</sup> *Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*, publicada en julio del mismo año, se establecen los siguientes mecanismos para la expansión de la red de transmisión:

- ▶ Plan de Transmisión: El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) tiene a su cargo la elaboración de la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), que tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

Para determinar el transportista que construye las instalaciones comprendidas en el Plan de Transmisión, y que pasan a integrar el Sistema Garantizado de Transmisión, se realizan licitaciones públicas con el fin de otorgar concesiones por un máximo de 30 años. En caso de instalaciones de refuerzo de las instalaciones existentes, el titular de la concesión de transmisión tiene la preferencia para ejecutarlas directamente. Una vez vencido el plazo de otorgamiento de la concesión, los activos de transmisión serán transferidos al Estado sin costo alguno, salvo el valor remanente de los Refuerzos que se hayan ejecutado durante el plazo de vigencia de la concesión.

- ▶ Plan de Inversiones: se establece cada cuatro años y está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

---

<sup>11</sup> [Ley 28832](#) Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

# Capítulo 3 – Metodología y configuraciones iniciales

## 3.1. Metodología

Se describe a continuación la metodología utilizada.

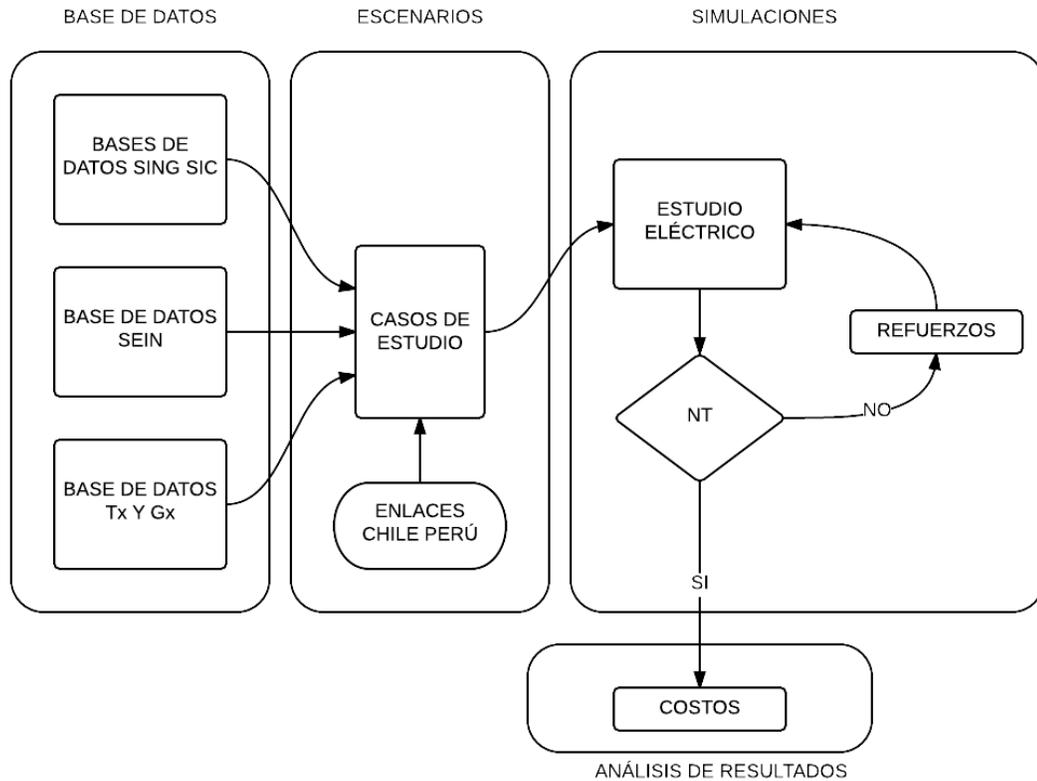


Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología

**Bases de Datos:** En esta primera etapa, se necesita fusionar los modelos disponibles de la red de ambos países en el año objetivo (2024), además de completar y verificar las proyecciones de demanda, transmisión y generación. Se verifica que las bases en DIGSILENT incluyan los planes de expansión del Estudio de Transmisión Troncal y del Plan de Transmisión e Inversiones.

**Escenarios:** Se generan casos de estudio que representan escenarios de operación exigentes para ambos sistemas, conjuntamente con las alternativas de enlace HVDC y sus características.

**Simulaciones:** Se simulan los casos de estudio, considerando el comportamiento del sistema de estudio en régimen permanente y sometido a una serie de contingencias típicas para ambos sistemas por separado y en el propio enlace HVDC. A continuación, se verifica si los resultados obtenidos cumplen con las exigencias establecidas por la norma técnica (NT) de cada país. En caso de que no se cumpla lo anterior, se toman las medidas de mitigación (refuerzos) y se realiza nuevamente las simulaciones para comprobar el desempeño frente a contingencias. Es importante destacar que cada simulación toma entre 40 minutos llegando incluso a 3 horas para los eventos más severos estables, e interrumpiéndose en un tiempo intermedio para los inestables.

**Análisis de Resultados:** En esta etapa de análisis, se valorizarán las distintas alternativas para el enlace y los refuerzos requeridos en ambos sistemas AC, y se resumirán los resultados más importantes.

### 3.2. Trabajo en DIgSILENT

Es la parte que más tiempo utiliza del trabajo total. Se verifica que los modelos de los sistemas tengan los planes de expansión hasta el 2024 y luego se unen en una misma base, agregando el enlace HVDC correspondiente, y a continuación se ajustan la generación y demanda para corresponder al año objetivo. Se definen en los casos de estudio, las contingencias para las simulaciones dinámicas y las barras a monitorear. Los resultados se exportan en formato ‘.csv’ y son procesados mediante EXCEL.

Para lo anterior, se programan scripts en DPL (DIgSILENT Program Language) para cargar despachos u otros valores, desactivar zonas de la red con tal de hacer ajustes por partes, realizar reportes de elementos del sistema, ejecución secuencial de contingencias, etc. El análisis posterior es realizado con macros en EXCEL, que verifican los estándares de las normas técnicas, clasifica resultados según el cumplimiento de las exigencias correspondientes, grafican y renombran las variables obtenidas desde DIgSILENT etc.

### 3.3. Puntos de conexión

En esta sección, se busca definir las características del enlace, principalmente la capacidad y los puntos de conexión. Del lado chileno, hoy se cuenta con las subestaciones mostradas a continuación. Se considerarán como referencia para el enlace simulado en el año 2024

	NIVELES DE VOLTAJE kV			COORDENADAS	
	TRANSELEC	EMEL	E-CL	ESTE	NORTE
Parinacota		220 - 66 -13.8		365979	7956762
Cóndores		220 - 110 - 13.8		387376	7760981
Tarapacá	220	11.5 - 13.8		376210	7699193
Lagunas	220 – 23			427781	7698091
Crucero			220	441527	7536404
Encuentro	220 – 23			441507	7535818

*Tabla 3-1 Subestaciones importantes del norte de Chile*

Y del lado de Perú, la subestación más razonable es Montalvo en 500 kV, poco más allá de Tacna en las coordenadas UTM WGS 84 de 290852 E y 8095682 N. Posteriormente se considerará la distancia para calcular los valores de inversión en los que se necesite incurrir.

Es importante destacar que, a propósito de trabajos previos de Transelec, las conexiones de mayor interés son las que unen las subestaciones de Montalvo con el nuevo nudo de 500kV en Encuentro-Crucero (denominada S/E Kimal en adelante). Para unir las es necesario construir las subestaciones HVDC correspondientes en ambos extremos, o instalar Back to Back en algún punto intermedio. La distancia entre ambas es alrededor de 610 km.

Un back to back en la frontera, y completar el trazado en AC, tiene como desventajas que necesita subestaciones AC intermedias, junto a lo que conlleva su diseño y el aumento de costos en esta opción.

Por otra parte, los estudios de interconexión mediante un back to back que une a la subestación Los Héroes en Perú con la subestación Parinacota con 100 a 200 MW<sup>12</sup>, no se incorpora en este trabajo, primero porque se estima que el impacto de la pérdida de este enlace no debiera causar mayores problemas sistémicos en el año estudiado, y ya hay avanzada ingeniería conceptual por distintas entidades de ambos países. Finalmente se modelará un enlace como sigue:

- ▶ Montalvo – Kimal 500kV, punto a punto con una línea de transmisión en corriente continua  $\pm 500$  kV y alrededor de 610 km.

El trazado óptimo no es parte de los alcances, tampoco afectará significativamente los resultados  $\pm 20$  km, por lo que se toman líneas rectas como muestra la Figura 9



Figura 3.2 Subestaciones importantes en la interconexión

Si se utiliza una sola línea recta entre Montalvo y Kimal (Nueva Encuentro Crucero), el enlace pasaría por el mar. Por lo que se hace un vértice del trazado en la subestación Parinacota. Las potencias de cortocircuito trifásicas son 13 GVA en Montalvo y 9 GVA<sup>13</sup> en Kimal

<sup>12</sup> Al momento de comenzar este trabajo, e incluso en etapas avanzadas, se desconocía si este enlace menor de 100 MW se concretaría o no, tampoco sus características como puntos de conexión, transferencias, niveles de tensión DC etc. Por lo que, junto a lo mencionado en los párrafos anteriores, no se agregó a los modelos de las redes

<sup>13</sup> Obtenido con Digsilent, método de IEC 60909

### 3.4. Definición del enlace HVDC

Como se mencionó, será del tipo bipolo punto a punto con capacidad de 1500 MW, y tomando como modelo base al ejemplo que trae el software, el cual consiste en un monopolo de 1000 MW a 500kV, se adapta para llegar al bipolo de la figura siguiente

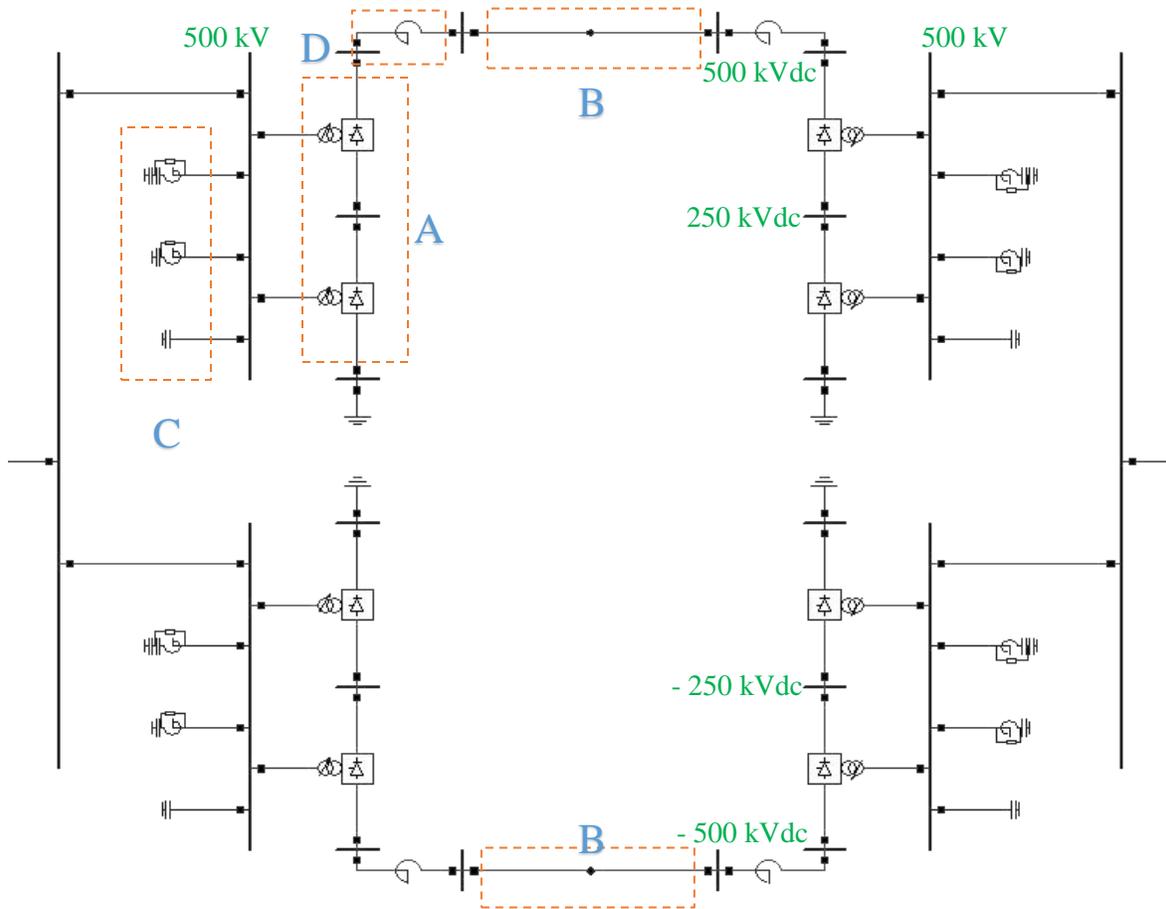


Figura 3.3 Bipolo modelado en DIgSILENT

Donde las zonas señaladas son:

- ▶ A: Valvulas convertidoras AC-DC, y sus transformadores en YY e YD
- ▶ B: Lineas DC de los Polos Positivo y Negativo, 610 km
- ▶ C: Banco de Filtros para armónicos
- ▶ D: Reactores de alisamiento, 300 mH

Cada polo tiene corriente máxima de 1,9 kA, de forma que la potencia máxima sea 950 MW por polo, otorgando holgura a los 750 MW y 500 MW transmitidos en los distintos escenarios de operación descritos más adelante. También se adapta el modelo dinámico del monopolo de la librería de DIgSILENT, duplicando las variables de control, los puntos de medida etc., este modelo está definido en bloques con código DSL. Se cuenta finalmente con un Frame por polo, que coordina bloques de control para el lado inversor y rectificador. Este último incorpora un VDCOL<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> VDCOL : Voltage Dependent Current Order Limiter

## Capítulo 4 – Simulaciones y Resultados

Se realizaron 200 simulaciones de contingencias en total, separadas en dos grupos o set. Primero se preparó la red para cumplir con el flujo de potencia, esto es, que los flujos por las líneas no excedan sus capacidades nominales y que las tensiones de barra cumplan los criterios homologados de las normas técnicas. Dando lugar a un primer grupo de refuerzos para el sistema conjunto, luego del cual se realizan 105 simulaciones, correspondientes a las combinaciones de los 5 escenarios de operación, con 21 contingencias en cada uno, que se desglosan en: falla bifásica a tierra en barra, falla bifásica a tierra en el medio de un circuito de línea, desconexión de un circuito de línea y desconexión de unidades generadoras considerables.

En base a las simulaciones antes descritas, se considera un segundo grupo de refuerzos para el sistema conjunto, y luego de su inclusión al modelo DIGSILENT, se simulan otras 95 contingencias, esta vez incluyendo la caída de un polo en el enlace HVDC

En lo que sigue, se describen los escenarios de operación, los flujos en el caso estático, los refuerzos para el sistema base deducidos de los flujos en el caso estático, las contingencias a simular junto a las variables a monitorear, los criterios de las normas técnicas aplicados, para finalmente comentar los resultados más relevantes, incluyendo tablas de resumen.

### 4.1. Escenarios de operación

Se crean 5 escenarios de operación, de los cuales 4 son bajo transferencia máxima del enlace desde Perú hacia Chile de 1500 MW con las combinaciones de demanda máxima y mínima e hidrologías húmeda y seca, y el escenario restante contempla una transferencia desde Chile hacia Perú de 1000 MW bajo hidrología seca y demanda máxima.

Los despachos de generación fueron obtenidos con OSE2000 por el área de Planificación<sup>15</sup> de Transelec, el software utilizó casi 60 años de registros hidrológicos de Chile y Perú. Los escenarios de hidrología húmeda y seca, corresponden a las basadas en los años hidrológicos 71-72 para húmeda, y 98-99 para seca (recordemos que este último presentó sequía y el consecuente racionamiento). Por otra parte, las demandas máximas y mínima son para el sistema conjunto, 24100 MW en demanda máxima y 18750 MW en demanda mínima

A continuación, se listan los casos mencionados:

**Escenario de Operación 1:** Transferencia a máxima capacidad del enlace, desde Perú hacia Chile, con hidrología húmeda, y demanda máxima.

**Escenario de Operación 2:** Transferencia a máxima capacidad del enlace, desde Perú hacia Chile, con hidrología húmeda, y demanda mínima.

**Escenario de Operación 3:** Transferencia a máxima capacidad del enlace, desde Perú hacia Chile, con hidrología seca, y demanda máxima.

**Escenario de Operación 4:** Transferencia a máxima capacidad del enlace, desde Perú hacia Chile, con hidrología seca, y demanda mínima.

**Escenario de Operación 5:** Transferencia de 1000MW, desde Chile hacia Perú, con hidrología seca, y demanda máxima.

---

<sup>15</sup> Memorista Claudio Salazar

Ya que los *Escenarios de Operación 1 a 5* serán mencionados muchas veces en tablas y gráficos, en adelante serán nombrados como *Casos 1 a 5*.

Se resume a continuación la matriz energética utilizada en los despachos de los casos mencionados:

	Tecnología	Caso 1 MW	Caso 2 MW	Caso 3 MW	Caso 4 MW	Caso 5 MW
Chile	Hidroeléctrica	5835,3	5749,2	3549,2	2060,1	3525,4
	Térmica	4167,2	2187,5	6951,2	5167,5	9149,1
	Otra	2261,6	1706,1	2198,1	2132,1	2258,7
Perú	Hidroeléctrica	7345,3	5306,5	5918,3	5735,3	4126,4
	Térmica	5344,9	4864,3	6788,8	4420,7	6234,5
	Otra	536,7	410,0	439,5	431,5	384,4
	TOTAL	25491	20223,6	25845,0	19947,2	25678,4

Tabla 4-1 Matriz energética de los sistemas 2024 en conjunto

Las diferencias con las demandas modeladas máxima y mínima mencionadas (24,1 GW y 18,75 GW) se deben a las pérdidas en la red que son del orden de 1000 MW a 1700 MW, equivale a un 7,3% en el peor de los casos

En la gráfica siguiente se compara la matriz de los escenarios presentados.

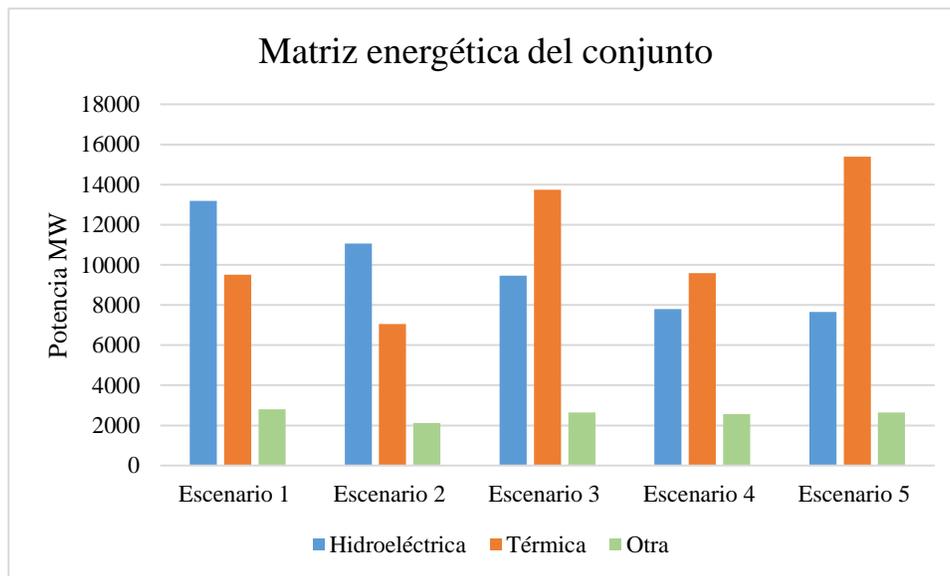


Figura 0.1 Matriz energética de los sistemas 2024 en conjunto

Por otra parte, los 1500 MW entregados desde Perú, en los casos 1 a 4, son utilizados mayormente en el SIC, y cuando se exporta desde Chile hacia Perú en el escenario de hidrología seca y demanda máxima, los 1000 MW los proporciona el SING.

	Flujo MW/cto	SING %	SIC %
<b>Caso 1</b>	530	29,3	70,7
<b>Caso 2</b>	430	42,7	57,3
<b>Caso 3</b>	735	2,0	98,0
<b>Caso 4<sup>16</sup></b>	790	-5,3	105,3
<b>Caso 5</b>	30	106,0	-6,0

Tabla 4-2 Flujo entre las Subestaciones Changos hacia Cumbres, y la participación por sistema de la potencia importada/exportada

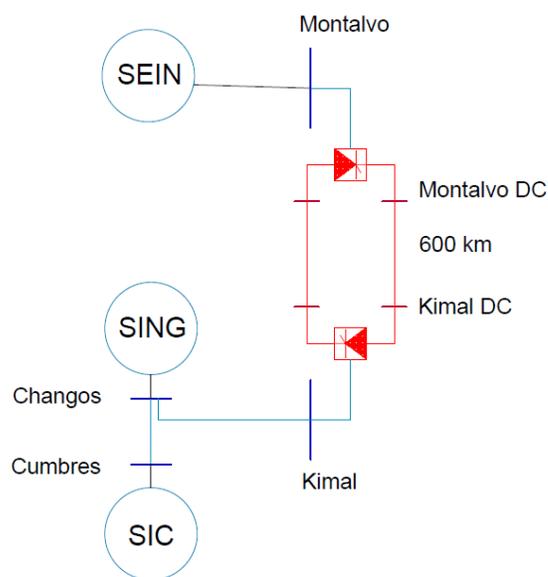


Figura 0.2 Sistemas en la frontera eléctrica

Con esto se infiere que, al importar desde Perú, es el SIC el sistema que tendrá la red más exigida, mientras que al exportar desde Chile, será el SING. Como se espera que la mayor parte del tiempo se importe desde Perú (y la mayoría de los casos estudiados), habrá más refuerzos en el primero que en el segundo.

<sup>16</sup> En este caso, el SING produce para exportar al SIC

#### 4.1. Flujos por el sistema conjunto en estado estacionario

En las figuras Figura 4.3 y, se muestra una parte de la red de 500 kV que es relevante para el presente trabajo, junto a los flujos de los Casos 1 y 5, donde la transferencia es desde Perú hacia Chile y desde Chile hacia Perú respectivamente.

► Flujos en el Caso 1

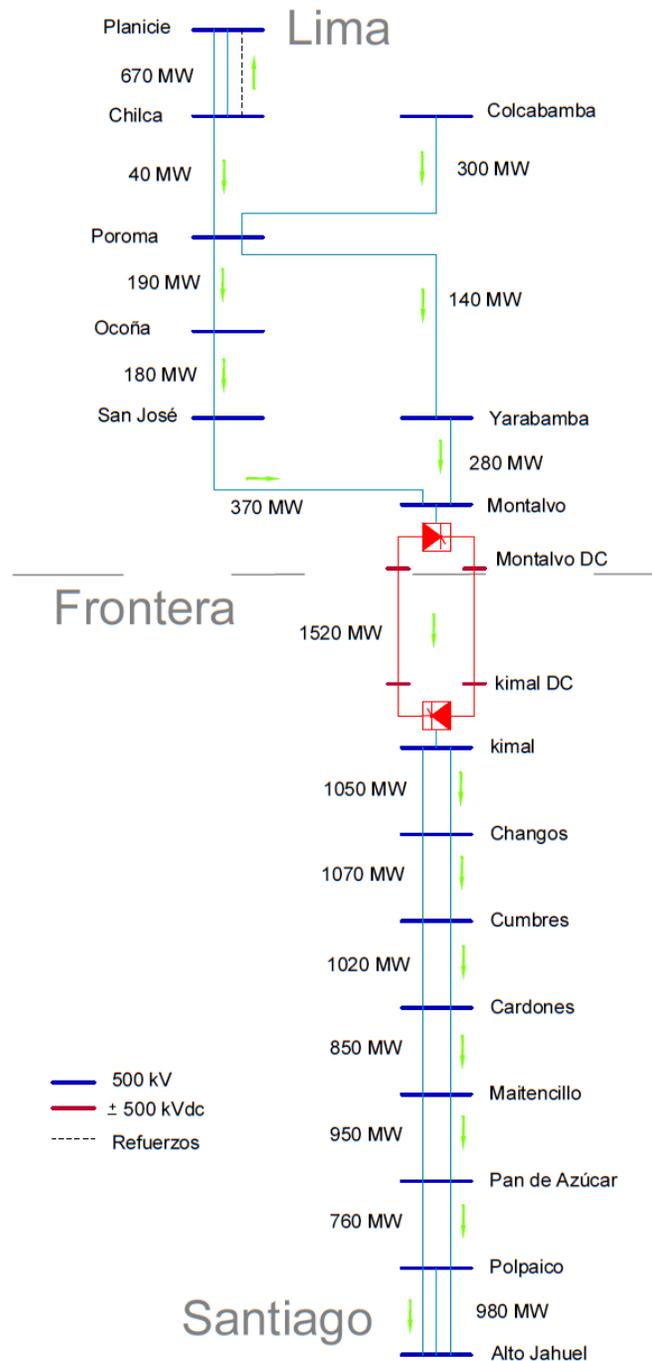


Figura 4.3 Red de 500kV del sistema conjunto, y los flujos totales para el Caso 1

► Flujos en el Caso 5

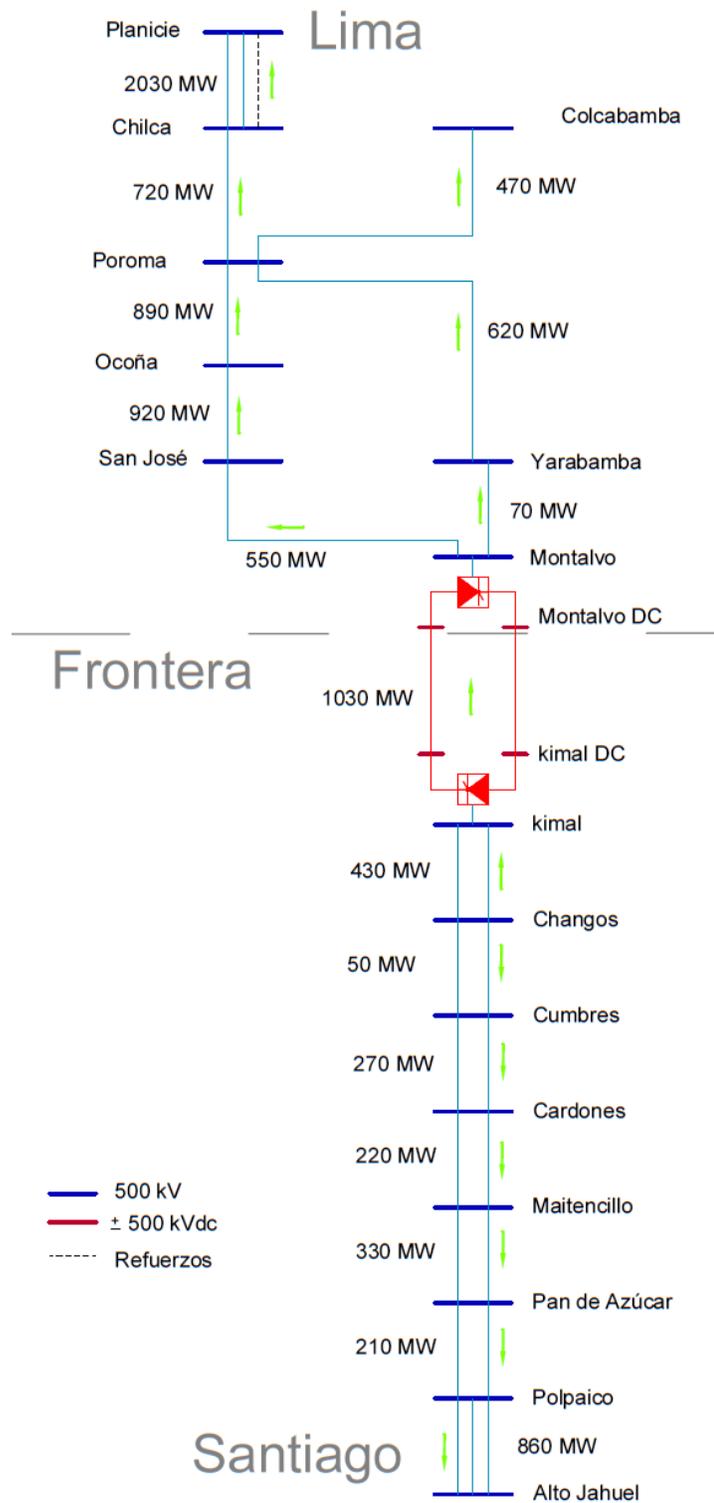


Figura 4.4 Red de 500kV del sistema conjunto, y los flujos totales para el Caso 5

## 4.2. Refuerzos base

Bajo operación normal del enlace, varios puntos de la red se encuentran comprometidos por sus capacidades nominales. En ambos países los planes de expansión no presentan las holguras que requeriría el funcionamiento de la red con este enlace. Las líneas cercanas a la subestación Kimal 500 kV no fueron pensadas para evacuar 1500 MW provenientes de Perú, y similarmente la red alrededor de la subestación Montalvo tampoco [4]presentaría las condiciones ideales.

Se incorporan elementos a la red para asegurar la suficiencia sin superar las capacidades nominales de líneas y transformadores. Además, se incluyen compensaciones para un mejor perfil de tensiones y lo necesario para el funcionamiento de los convertidores del enlace.

A continuación, se listan las principales sobrecargas, y lo que fue necesario agregar para los elementos que, en alguno de los 5 escenarios de operación [6], presenten dicha problemática en forma importante.

### ► Líneas

Las líneas relevantes desde 110kV, que presentan sobrecargas, se muestran a continuación

Línea	Circuitos base	Largo km	Tensión kV	Sobrecarga %	Circuitos añadidos
Salar-Calama	1	16,5	220 <sup>17</sup>	434,3	1
Santa Rosa-Chavarria	2	8,5	220	182,0	1
Tingo María-Aucayacu	1	44,2	138	163,9	1
Tocache-Aucayacu	1	107,8	138	161,3	1
Chilca-Planicie	2	50,1	500	148,4	1
San Juan-Santa Rosa	2	26,4	220	144,0	1
Tocache-Juanjui	1	124,0	138	126,2	1
El Tesoro-Esperanza	1	12,5	220	119,4	1
Encuentro-El Tesoro	1	90,0	220	114,1	1
Juanjui-Bellavista	1	25,7	138	112,9	1
Santuario-Chilina	1	17,7	138	112,7	1
Campo Armiño-Cotaruse	2	294,0	220	111,3	1
San Juan-Chilca	4	48,2	220	108,5	1

Tabla 4-3 Líneas con sobrecarga en el sistema conjunto bajo régimen estacionario

<sup>17</sup> Salar-Calama es originalmente de 110 kV, con carga 430%. En vez de agregar 4 circuitos, se agregan transformadores 220-110 kV, mas una línea de 220, quedando Salar Calama como 2x220 kV

► Transformadores

Se revisa la sobrecarga de los transformadores en los que, alguno de sus terminales es superior a 110kV, obteniéndose el siguiente listado:

Lugar	Cantidad base	Tensiones kV	Capacidad MVA	Sobrecarga %	Cantidad añadida
Moquegua	1	138-10,7	10	188,0	1
Ilo	1	132-10,5	15	198,5	1
Alto Norte	1	110-13,2	12	176,7	1
Hualpen	1	154-66-35	65	467,5	2
Jaen	1	138-60-23	20	277,4	1
Tocache	1	132-23-10	7	272,7	1
Tingo maría	1	138-10,5-4,2	10	203,7	1
Lurin	1	58-23-10	25	150,9	1

*Tabla 4-4 Transformadores con sobrecarga en el sistema conjunto bajo régimen estacionario*

De los elementos con sobrecarga recién listados, no es necesario agregar otros en paralelo para cubrir el porcentaje de sobrecarga en cada uno, ya que la capacidad ociosa de algunos puede modificar los flujos de forma tal que la sobrecarga se reduzca en los restantes.

Otras compensaciones adicionales para mejorar la tensión en barras son las siguientes:

Barra	Pasos	Capacidad MVar
Ancoa 500 kV	1	150
Barsi 220 kV (Perú)	5	250
Ventanillas kV 220 (Perú)	5	250

*Tabla 4-5 Compensaciones para mejorar la tensión en barras*

### **4.3. Discusión de los criterios para selección contingencias**

Al caracterizar una contingencia, se necesita definir dos parámetros, 1- el tipo de evento y 2- el elemento al cual este es aplicado (lo cual a su vez, establece su ubicación).

Se escogen 3 tipos de elementos por país -líneas, subestaciones y unidades generadoras- a los cuales se aplica falla bifásica a tierra o desconexión del elemento, lo cual produce 21 contingencias distintas en una primera etapa, las cuales combinadas con los 5 escenarios de generación producen 105 simulaciones distintas. Y en una segunda etapa luego de refuerzos, bajo 19 contingencias distintas combinadas con los 5 escenarios, producen las últimas 95 simulaciones

Los elementos se escogen con la intención de que las contingencias allí producidas representen o engloben a otras aledañas, y en general esto se logra tomando los elementos más importantes en cuanto a consumo y generación (como Alto jahuel y Charrúa). También son los que históricamente y en simulaciones ocasionan los peores problemas a la red.

En cuanto a los tipos de evento, se escogen: -falla bifásica a tierra sin impedancia aplicado en circuitos de líneas y barras con despeje luego de 120 mseg, -desconexión de circuito de línea, y -desconexión de generación, con la intención de abarcar parte de los grados de severidad 5 a 7 de la NTSyCS, comentados en la sección 2.3.3.2 Clasificación de contingencias.

Aun con la buena práctica de los criterios antes descritos, no es posible afirmar que las simulaciones escogidas producen las peores consecuencias en sus tipos.

#### 4.4. Contingencias a simular

Se somete al modelo del sistema a contingencias en algunos de sus elementos principales para evaluar su desempeño; la evolución será distinta en cada uno de los 5 escenarios de operación.

En las siguientes barras, se simula una falla bifásica a tierra sin impedancia, y el posterior despeje en 120 milisegundos

##### **Chile**

- ▶ Alto Jahuel 220 kV
- ▶ Charrúa 220 kV
- ▶ Kimal 500 kV

##### **Perú**

- ▶ Ventanillas 220 kV
- ▶ San Juan 220 kV
- ▶ Montalvo 500 kV

Las últimas de cada país, corresponden a los extremos del enlace HVDC, denominados nodos frontera según el RIEE. Las contingencias en aquellas subestaciones afectan directamente a la transferencia de 1500 MW, por lo que su impacto es muy importante.

En las siguientes líneas, en uno de sus circuitos, se simulan una falla bifásica a tierra sin impedancia, en su punto medio, y el posterior despeje en 120 milisegundos. Además, se considera la desconexión permanente del elemento.

##### **Chile**

- ▶ Alto Jahuel - Ancoa 500 kV
- ▶ Polpaico - Pan de Azúcar 500 kV
- ▶ Cumbres - Changos 500 kV

##### **Perú**

- ▶ Chilca - Planicie 500 kV
- ▶ Planicie - Carapongo 500 kV
- ▶ Yaranamba - Montalvo 500 kV

Además, en el enlace HVDC, se desconecta el Polo B de forma definitiva, reduciendo la transferencia a la mitad, sin que el Polo A aumente su consigna, por considerarse esta condición como una más restrictiva.

En los siguientes generadores, se simula su desconexión permanente del sistema

- ▶ Chaglla (Perú)
- ▶ Santa Teresa II (Perú)
- ▶ Santa María

En lo sigue, y sobre todo en tablas, se abrevia por ejemplo '2fCumbres-Changos', como los eventos correspondientes a una falla bifásica franca a tierra en un circuito de la línea que une Cumbres con Los Changos en el punto medio, y el posterior despeje de la misma a los 120 milisegundos.

En las imágenes de las siguientes páginas, se muestra el entorno eléctrico de los lugares donde se simulan contingencias, mostrando en naranja los eventos de falla bifásica y desconexión de circuito de línea

Se muestra el entorno eléctrico de Planicie, y las contingencias asociadas

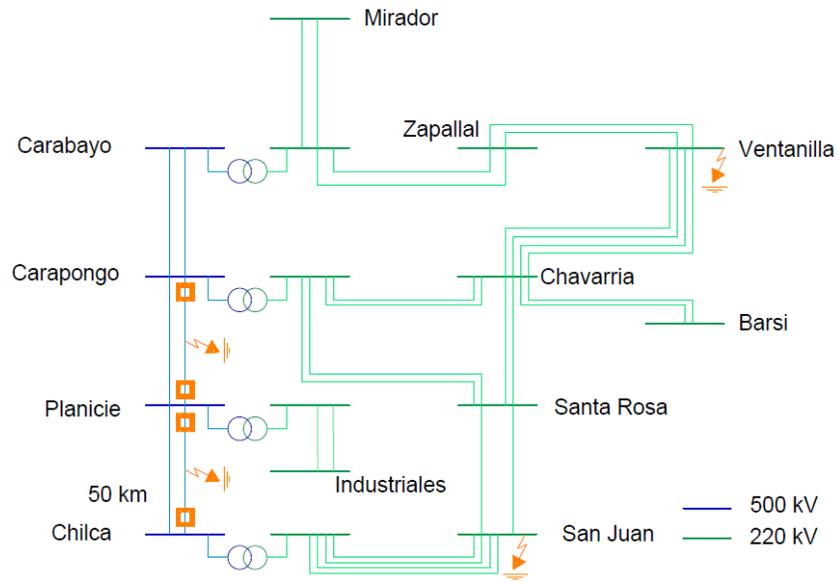


Figura 4.5 Entorno de contingencias en Perú

Se muestra el entorno eléctrico en la frontera, y las contingencias asociadas.

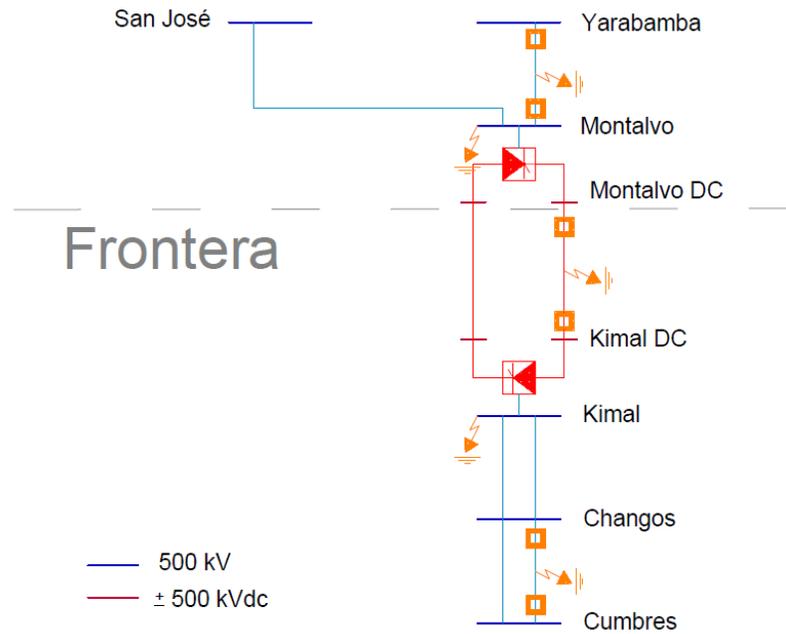


Figura 4.6 Entorno de contingencias alrededor del enlace HVDC

Se muestra el entorno eléctrico alrededor de Alto Jahuel, y las contingencias asociadas.

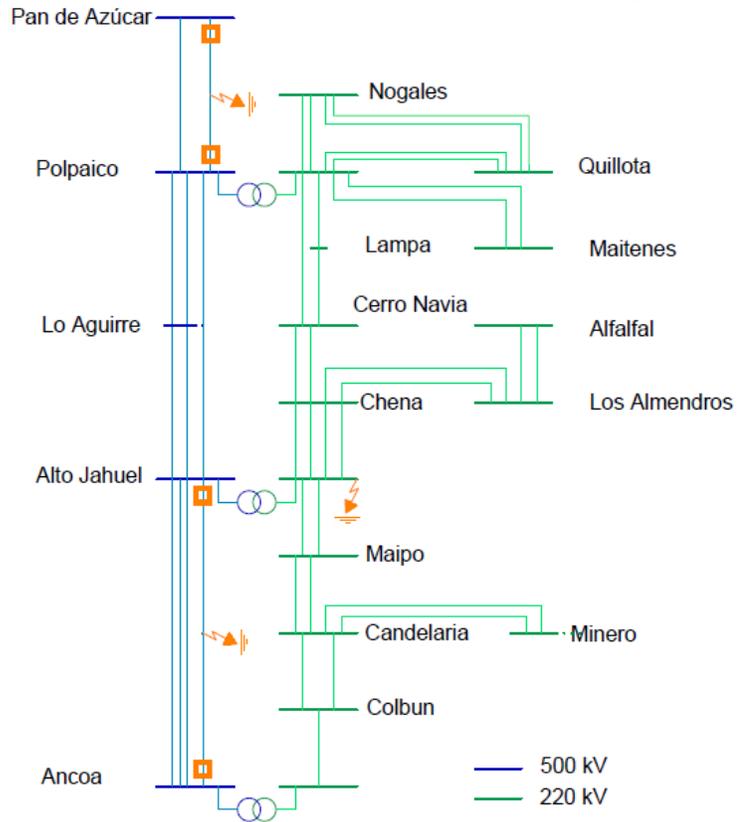


Figura 4.7 Entorno de contingencias alrededor de Alto Jahuel

Se muestra el entorno eléctrico en Charrúa, y las contingencias asociadas.

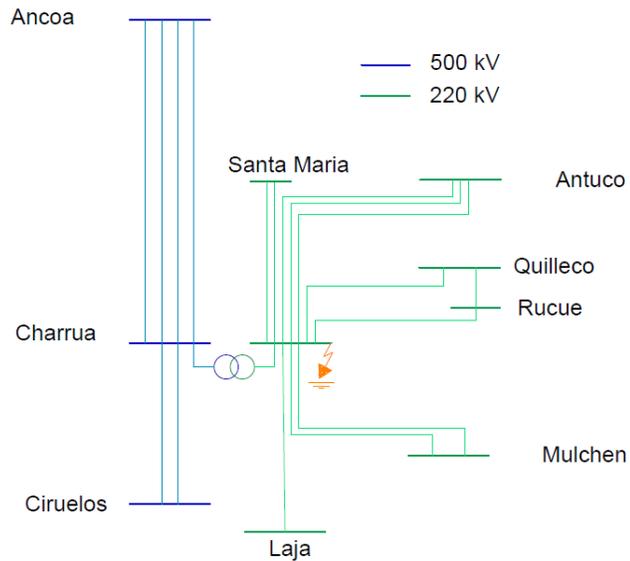


Figura 4.8 Entorno de contingencias alrededor de Charrúa

#### 4.5. Variables a monitorear

Medir muchas variables eléctricas de un sistema es costoso computacionalmente incluso para sistemas medianos, por lo que se ha seleccionado el siguiente conjunto de elementos representativos que permitirán realizar simulaciones en tiempos razonables.

**Generadores:** a todos los generadores en servicio, cuya potencia máxima sea mayor a 50 MW, se mide el ángulo rotórico y velocidad, en grados y en por unidad respectivamente, estos son entre 142 a 185, dependiendo del escenario de operación

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
<b>Máquinas síncronas</b>	170	142	185	157	179

Tabla 4-6 Cantidad de máquinas síncronas medidas por escenario

**Líneas:** se monitorean la mayoría de las líneas energizadas en 500 kV, dos circuitos cuando hay un segundo disponible, siendo innecesario un tercero o cuarto cuando son todos iguales. Además, se miden las líneas de 220 kV que son relevantes para el sistema conjunto en las cercanías del enlace. Se mide el flujo en porción de la capacidad nominal, y la potencia activa que presenta en uno de sus extremos, en porcentaje y MW respectivamente.

Líneas a monitorear en Chile:

	Extremos	
220 kV	Maitencillo	Cardones
	Punta Colorada	Maitencillo
	Chacaya	Crucero
	Encuentro	Lagunas
	Salar	Chuquicamata
	Angamos	Laberinto
	Atacama	Domeyko
	Lagunas	Pozo Almonte
	Cumbres	Diego de Almagro
500 kV	Charrúa	Ancoa
	Ancoa	Alto Jahuel
	Cardones	Maitencillo
	Pan de Azúcar	Maitencillo
	Pan de Azúcar	Polpaico
	Kimal	Los Changos
	Cumbres	Cardones
	Los Changos	Cumbres

Tabla 4-7 Líneas a monitorear en Chile

Líneas a monitorear en Perú:

Extremos	
220 kV	Socabaya Moquegua
	Cajamarca Cacic
	San Juan Chilca
	Carapongo Santa Rosa
	Mirador Carabayllo
	Chavarria Ventanilla
	San José Cerro Verde
500 kV	Tocache Celendin
	Ocoña San José* <sup>18</sup>
	San José Montalvo*
	Yarabamba Montalvo*
	Chilca Planicie
	Planicie Carapongo
	Carapongo Carabayllo
	Poroma Ocoña*

Tabla 4-8 Líneas a monitorear en Perú

Y del enlace HVDC, la potencia activa en ambos polos, de  $\pm 500$  kVdc.

<sup>18</sup> Las líneas en 500 kV: Yaranamba-Montalvo, Ocoña-San José, Poroma-Ocoña y San José-Montalvo marcadas con asterisco, no contaban con un segundo circuito, por lo que el refuerzo también se monitorea

**Barras:** se seleccionan como barras de interés, las barras de 500 kV, junto a algunas de 220 kV en puntos clave del sistema. Las variables a monitorear son la frecuencia y el voltaje, ambos en por unidad, además de barras en DC del bipolo.

	Subestación	Niveles de tensión kV
<b>Chile</b>	Atacama	220
	Los Changos	500
	Cardones	500 y 220
	Cumbres	500
	Maitencillo	500 y 220
	Pan de Azúcar	500 y 220
	Charrúa	500 y 220
	Ancoa	500
	Alto jahuel	500 y 220
	Polpaico	500
	Diego de Almagro	220
	Kimal	500
	<b>Perú</b>	Chilca
Planicie		500
Carapongo		500
Huanuco		500
Barsi		220
San Juan		220
San José		500
Ventanillas		220
Carapongo		500
Campo Armiño		220
Montalvo		500

*Tabla 4-9 Barras a monitorear*

Donde las últimas de cada país, corresponden al extremo respectivo del enlace HVDC.

#### **4.6. Criterios a verificar de normas técnicas**

Ambos sistemas interactúan mediante el enlace HVDC, y hasta allí es donde aplican las respectivas normas técnicas, por ejemplo, una contingencia severa en Perú (aunque Perú no cuenta con grados de severidad, todas clasifican N-1 como simple etc.), que desmembre al SEIN en alguna de sus Áreas Operativas (zonas capaces de operar en isla), puede no producir mayores efectos en las barras de Chile, y mantener todas las variables eléctricas dentro de los rangos de operación Normal. Bajo estas condiciones, mientras el enlace siga transfiriendo cerca de su consigna, el sistema peruano debe evaluarse según los criterios del estado de Emergencia, y el sistema chileno debe evaluarse bajo los criterios del estado de operación Normal. A pesar de lo anterior, no es posible predecir el comportamiento del enlace ante cada contingencia y cada escenario de operación, no se sabe a priori si los sistemas eléctricos de Chile estarán en estado de Alerta, y los sistemas de Perú en estado Normal, etc., y aunque se contase con mecanismos integrados para compartir información en tiempo real entre los sistemas, junto a los algoritmos para una eficaz toma de decisiones, y los

automatismos para llevarlos a cabo, la única acción correctiva que podría hacer un sistema sobre el otro es modificar la consigna de potencia del enlace. Integrar esto está fuera de los alcances de este estudio.

Ante la complejidad para aplicar los estándares de ambas normas técnicas -con especificaciones para cada nivel de tensión, con las Tensiones de Servicio y Tensiones de Operación (Perú), zona urbana o rural, y los estados Normal, Alerta, etc.- y los criterios de simulaciones dinámicas, se decide tomar estándares comunes a ambos sistemas, homologando rangos de operación.

Para compatibilizar los criterios, se utilizarán los siguientes parámetros

#### Para la convergencia del flujo de potencia

- ▶ En barras de 220 kV de ambos países, la tensión estará entre 0,95 y 1,05 pu en estado Normal
- ▶ En barras de 500 kV de ambos países, la tensión estará entre 0,97 y 1,03 pu en estado Normal

Para las simulaciones dinámicas

- ▶ **Ángulos rotóricos:** entre  $\pm 120$ , referidos a la respectiva maquina slack, en todo instante
- ▶ **Flujo en líneas:** menor al 100 % de sus capacidades, durante el último segundo de simulación
- ▶ **Frecuencias:**
  - Entre 0,975 y 1,0167 pu en Perú
  - Mayor o igual a 0,966 pu en Chile, y menor a 1,014<sup>19</sup>
- ▶ **Tensiones:**

Rangos de operación en estado de Alerta y Emergencia

	Tensión kV	Estado de Alerta		Estado de Emergencia	
		Mínimo pu	Máximo pu	Mínimo pu	Máximo pu
<b>Chile</b>	500	0,95	1,05	0,93	1,05
	220	0,93	1,07	0,9	1,1
<b>Perú</b>	500 y 220	0,95	1,05	0,9	1,075

Tabla 4-10 Criterios homologados de los estados de Emergencia y Alerta

#### 4.7. Resultados de Simulaciones Dinámicas

Como se menciona al inicio de este capítulo, las simulaciones se realizaron en dos grupos o set, donde el primero es sobre la red con refuerzos para la convergencia del flujo de potencia, y luego, el segundo set incluye refuerzos adicionales al sistema de 500 kV. Al final se resume en tablas con los tiempos de todas las simulaciones, ya que no todas alcanzan los 10 segundos establecidos, finalizando antes por motivos que se comentaran más adelante.

<sup>19</sup> Se indica como máximo en el Artículo 5-30 de la NTSyCS (ene 2016)

## 4.6.1. Análisis primer set de contingencias

### 4.6.1.1. Ángulos Rotóricos

Todos los ángulos rotóricos en las simulaciones que terminaron los 10 segundos, se mantuvieron dentro del rango, para todos los casos

### 4.6.1.2. Frecuencia

La frecuencia en cada una de las barras y en cada una de las simulaciones que completaron 10 segundos, regresaron al rango de estado Normal. En este sentido, la frecuencia tuvo buen comportamiento. Por ello, para seleccionar casos interesantes que exponer, se consideran las simulaciones que presentan en algún instante, frecuencias fuera de una ventana de 0,2% respecto de 1 pu. Se comprueba que las barras retornen a valores del respectivo estado aceptable Normal (0,975 a 1,017 pu en Perú y 0,966 a 1,014 pu en Chile) y además cuales ingresan a una ventana de  $\pm 0,2\%$ , esto es 0,1 Hz en Chile y 0,12 Hz en Perú. Es probable que las que no ingresan a la ventana mencionada en los 10 segundos, lo hagan tiempo después.

Todas las contingencias retornan a frecuencia de estado Normal y además ventana de 0,2%, a excepción de las siguientes:

	<b>Contingencia</b>
<b>Caso 1</b>	2f Chilca-Planicie 2f Yaranamba-Montalvo: Desconexión Santa María
<b>Caso 2</b>	2f Chilca-Planicie Desconexión Cumbres- Changos
<b>Caso 3</b>	2f Chilca-Planicie 2f Cumbres-Changos Desconexión Santa María
<b>Caso 4</b>	2f Montalvo Desconexión Santa María
<b>Caso 5</b>	2f Cumbres-Changos Desconexión Santa María

*Tabla 4-11 Contingencias que producen peor comportamiento en frecuencia*

Se comentarán algunas de las simulaciones de la Tabla 4-11

► Falla bifásica a tierra en circuito de línea en Yaranamba-Montalvo, bajo el Caso 1

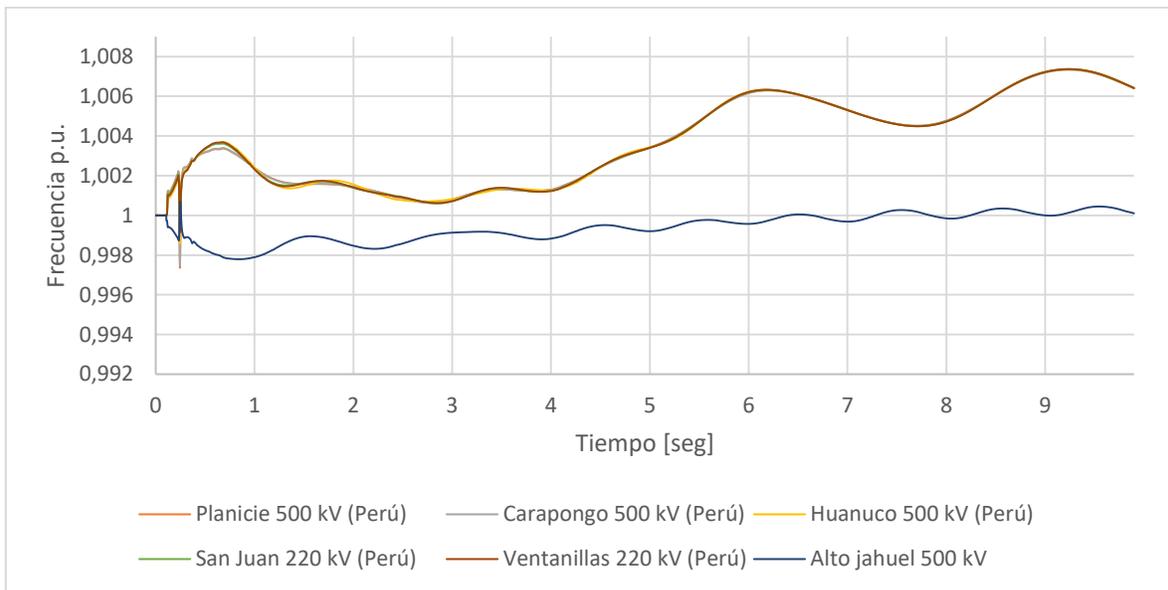


Figura 4.9 Frecuencia en barras principales luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Yaranamba-Montalvo, con hidrología húmeda y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú

La frecuencia sube en las barras peruanas, ya que algunas máquinas deben acelerar debido a la falla bifásica a tierra en circuito de línea de Yaranamba-Montalvo, terminando juntas alrededor de 1,006 pu. Mientras que en el lado chileno, Alto Jahuel retorna alrededor de 1 pu a partir de los 5 segundos.

► Falla bifásica a tierra en circuito de línea en Chilca - Planicie, bajo el Caso 3

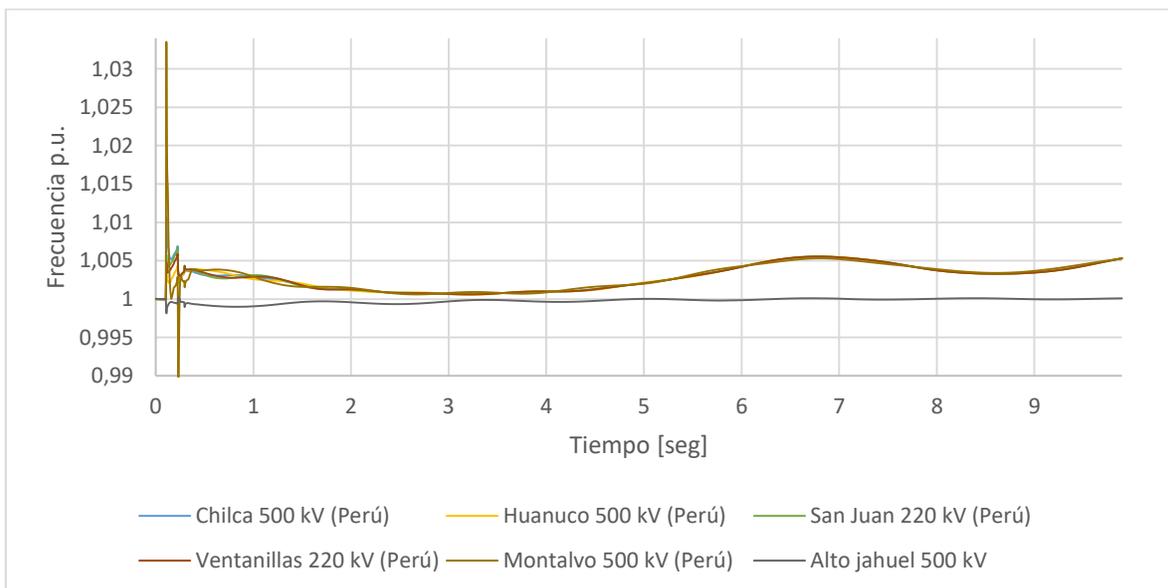


Figura 4.10 Frecuencia en barras principales luego de desconexión en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología seca y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú

La barra de Montalvo 500, presenta perturbaciones bruscas en los instantes iniciales y en el despeje de la falla, que podría deberse a errores de aproximación numérica del modelo, y que en teoría no

debería producirse. Se comenta más de este comportamiento en la sección de simulaciones con problemas

► Falla bifásica a tierra en Montalvo, bajo el Caso 4

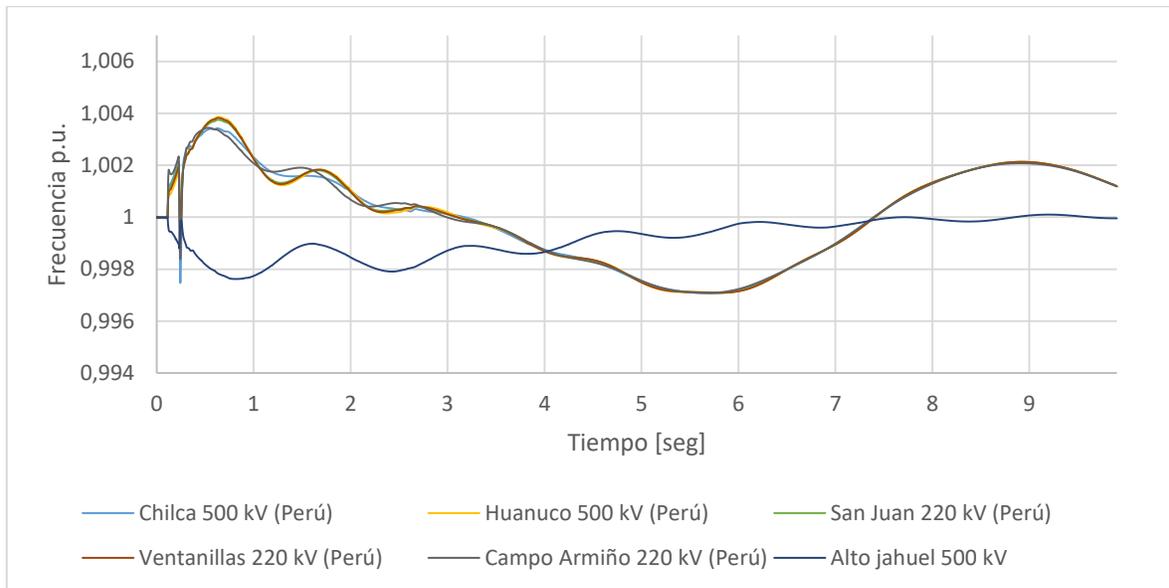


Figura 4.11 Frecuencia barras principales luego de falla bifásica en Montalvo, con hidrología seca y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú

Esta contingencia afecta directamente a la importación desde Perú durante 120 milisegundos, pero no es hasta después del despeje, en el instante 0,67 seg. en que se produce la máxima frecuencia en Perú. Estas desviaciones de  $\pm 0,004$  pu no son significativas para el sistema, Ambos sistemas tienden a recuperar 1 pu. Chile lo hace en menor tiempo, mientras que, en el lado peruano, donde fue la contingencia, se mantiene alrededor de este valor.

► Falla bifásica a tierra en circuito de línea en Cumbres Changos, bajo el Caso 5

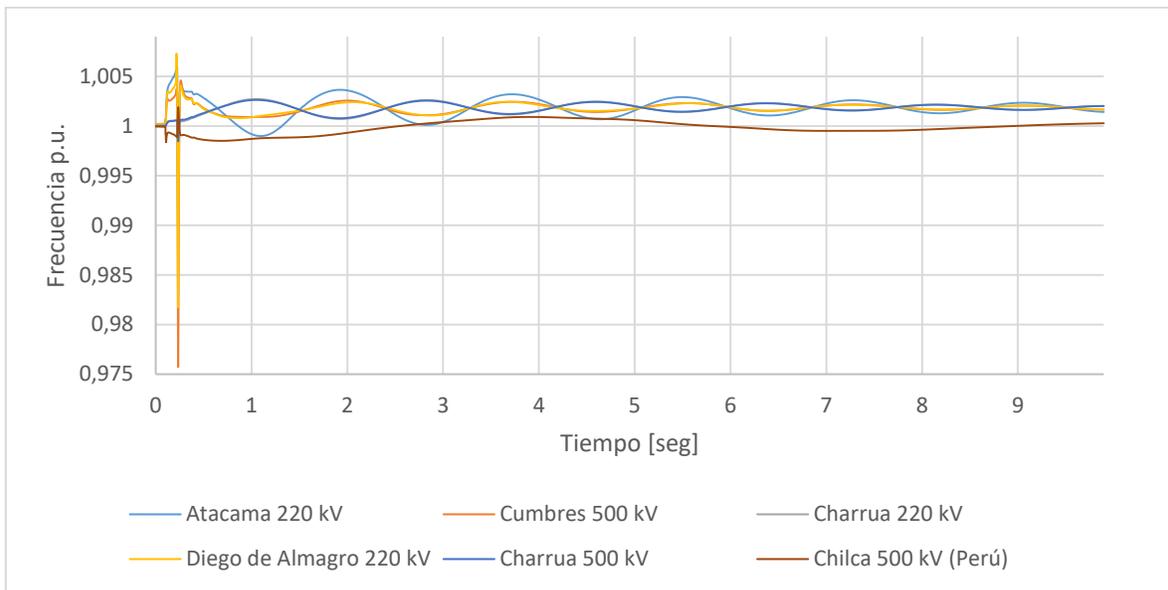


Figura 4.12 Frecuencia en barras principales luego de desconexión de un circuito de Cumbres-Changos, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú

Cumbres y Diego de Almagro muestran desviaciones al instante de despeje de la falla. Al final del tiempo de simulación, las oscilaciones en las barras chilenas están casi atenuadas completamente, aunque tienden a converger a un valor superior al que lo hace Chilca en Perú, que se mantiene en torno a 1 pu. Atacama y Charrúa, en extremos opuestos del país, oscilan en contrafase mientras se llega al nuevo régimen permanente.

► Desconexión de Santa María, bajo el Caso 5

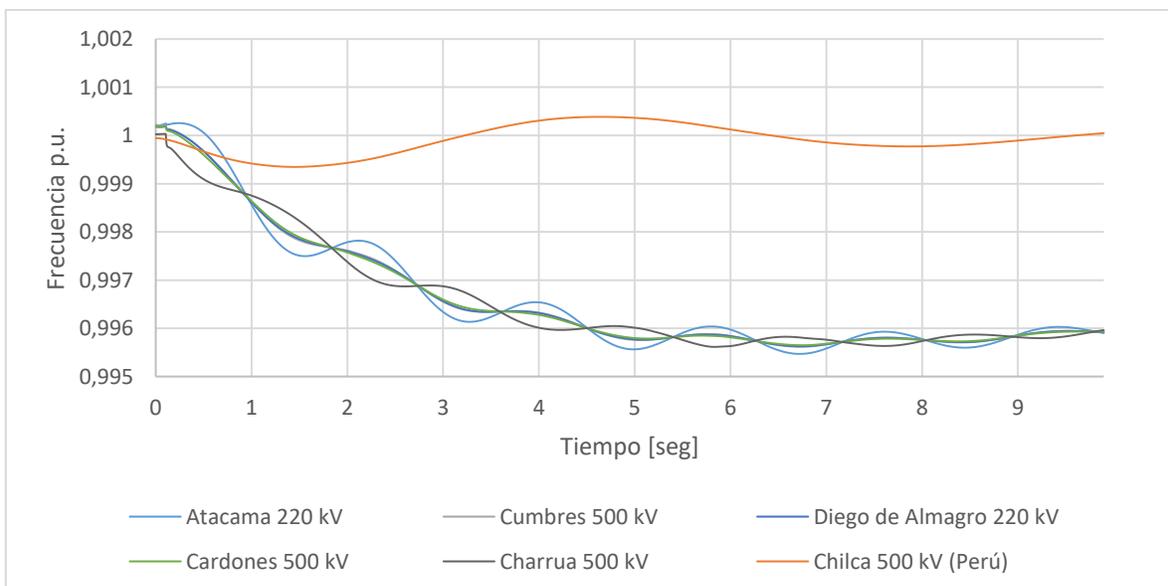


Figura 4.13 Frecuencia barras principales luego de desconexión de la central Santa María, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú

La desconexión de generación en Chile disminuye la frecuencia solo de Chile, y esta desciende mostrando tendencia a converger en 0,996 pu.

En resumen, la frecuencia presenta pocas alteraciones frente a contingencias para las simulaciones expuestas. Las barras cerca del enlace HVDC tienen peaks en los instantes de eventos, ya sea en el instante de la falla, su despeje, o desconexión de elemento, que podría deberse a errores numéricos en los modelos.

Todos los cortocircuitos bifásicos a tierra aumentan la frecuencia al final de los 10 segundos solo en el país respectivo. Mientras que en el otro país, todas las barras ingresan a la ventana del 0,2% mencionada.

#### 4.6.1.3. Flujo en líneas

La mayoría de las líneas mantiene flujo menor a su capacidad máxima, aunque hay contingencias que llevan a algunas líneas a escapar levemente por sobre el 100 % de su capacidad máxima. Se listan a continuación las simulaciones en las que se produce lo mencionado

	Contingencia
Caso 1	Desconexión Yaranamba-Montalvo
Caso 2	Desconexión Cumbres-Changos
Caso 3	2f Cumbres-Changos Desconexión Yaranamba-Montalvo
Caso 4	Desconexión Yaranamba-Montalvo
Caso 5	2f Alto Jahuel 2f Charrúa 2f Ventanillas 2f Alto Jahuel-Ancoa Desconexión Alto Jahuel-Ancoa 2f Cumbres-Changos Desconexión Cumbres-Changos Desconexión Planicie-Carapongo Desconexión Polpaico-Pan de Azúcar Desconexión Chaglla Desconexión Santa María

Tabla 4-12 Contingencias que producen sobrecarga de alguna línea

Se muestra a continuación, el flujo en un circuito del tramo Cumbres Changos, frente a distintos eventos y escenarios de operación, que producen las mayores variaciones en el mismo.]

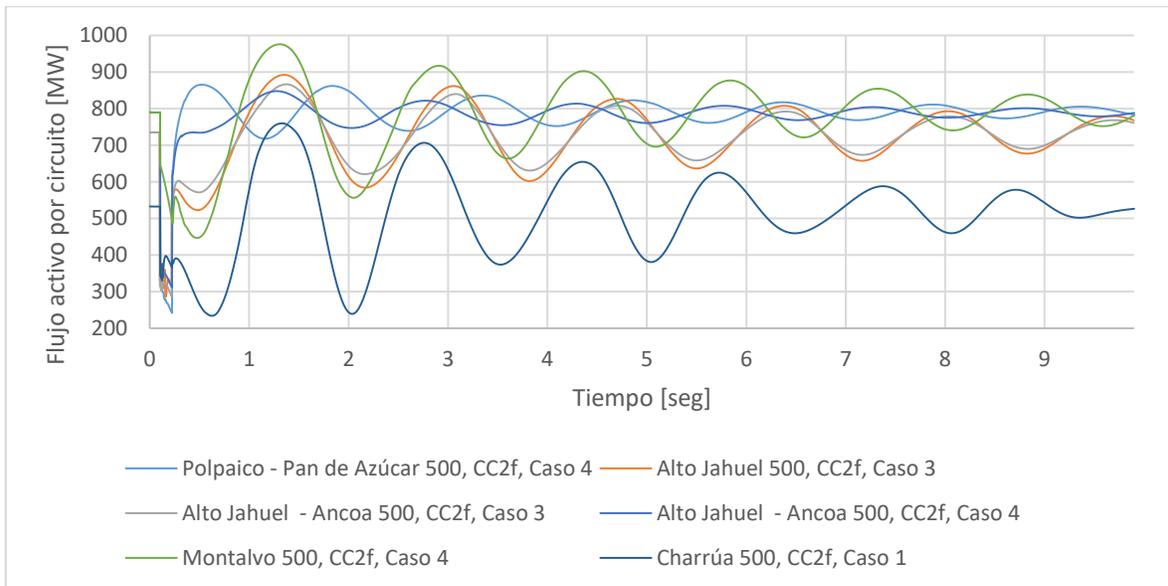


Figura 4.14 Flujo por circuito de línea en Cumbres-Changos, frente a distintos eventos y escenarios de operación

Aunque las variaciones al flujo pueden llegar a alrededor de  $\pm 300$  MW por circuito, con respecto al valor de estado estacionario (Tabla 4-2), no superan la capacidad máxima del circuito, y retornan a los valores anteriores a la contingencia. Es importante buscar alguna estrategia para controlar estas fluctuaciones.

#### 4.6.1.4. Tensión

La mayoría de las contingencias producen que la evolución de las tensiones no retorne a valores de estado Normal dentro del tiempo simulado.

Se listan a continuación las contingencias que producen que, durante los primeros instantes a partir del evento, las tensiones tengan una excursión fuera del estado de Emergencia y, además, alguna barra no ingrese a estado de Alerta durante el último segundo de simulación.

	Contingencia
Caso 2	2f San Juan 2f Ventanillas 2f Chilca-Planicie
Caso 5	2f Ventanillas

Tabla 4-13 Contingencias que producen peor comportamiento en tensión

Las barras de peor comportamiento se encuentran por lo general en Perú y, alrededor del elemento afectado. Se mostrarán a continuación, la evolución del voltaje en los casos mencionados.

► Falla bifásica a tierra en San Juan<sup>20</sup>, bajo el Caso 2

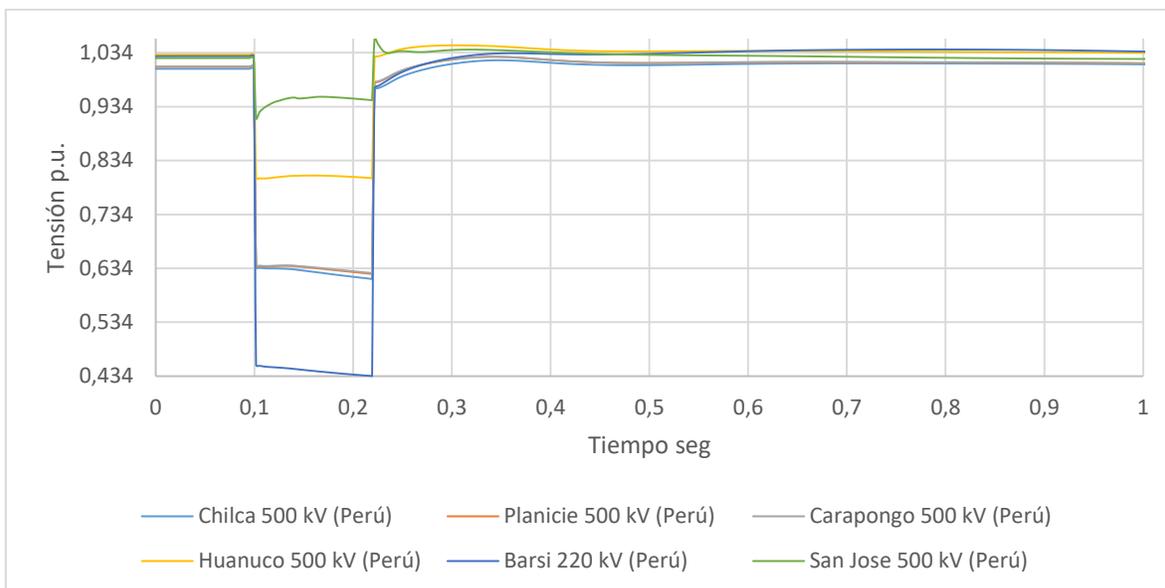


Figura 4.15 Tensión en barras principales luego de falla bifásica en San Juan, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú

La tensión menor se tiene en Chilca. Las subestaciones San Juan y Chilca están conectadas mediante 4x220kV, a 50km geográficos (Figura 4.5)

► Falla bifásica a tierra en circuito de línea de Chilca-Planicie 500 kV, bajo el Caso 2

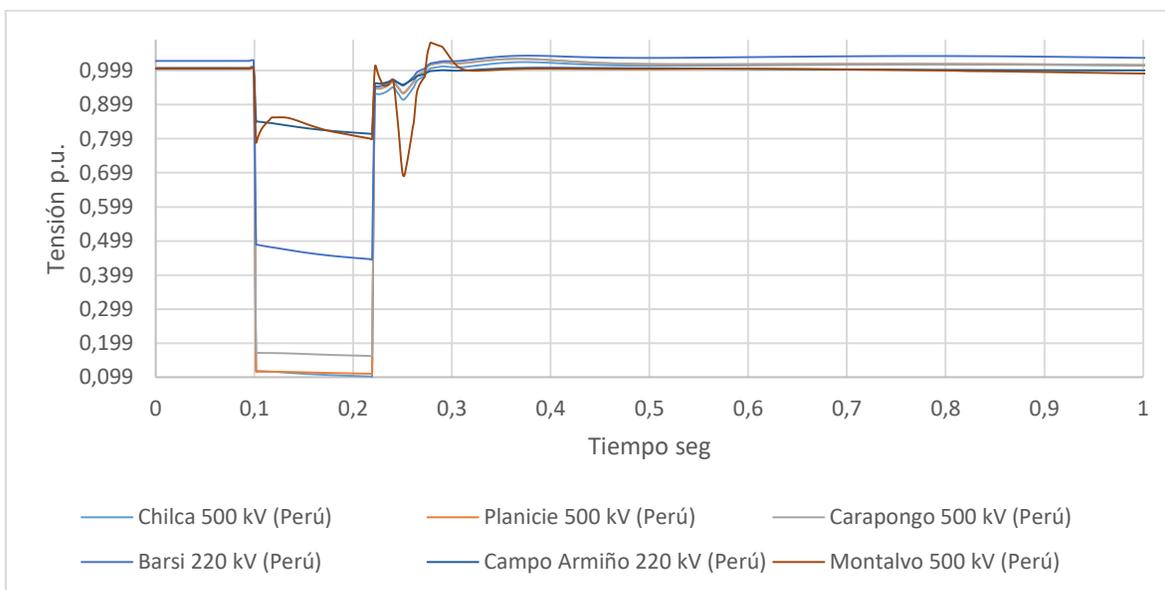


Figura 4.16 Tensión en barras principales luego de falla bifásica en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú

Las barras en los extremos del circuito afectado, descienden hasta 0,1 pu durante la contingencia, y la barra Montalvo 500 kV muestra un comportamiento menos suave que las demás, pero luego del despeje de la contingencia, todas se estabilizan en el rango de Alerta.

<sup>20</sup> En este y otros gráficos de tensión, se muestra solo 1 seg. de simulación para hacer zoom

► Desconexión de circuito de línea en Chilca – Planicie, bajo el Caso 2

Se compara la contingencia anterior, con desconexión del circuito en vez de falla bifásica a tierra en el punto medio, mostrando el tiempo total de simulación.

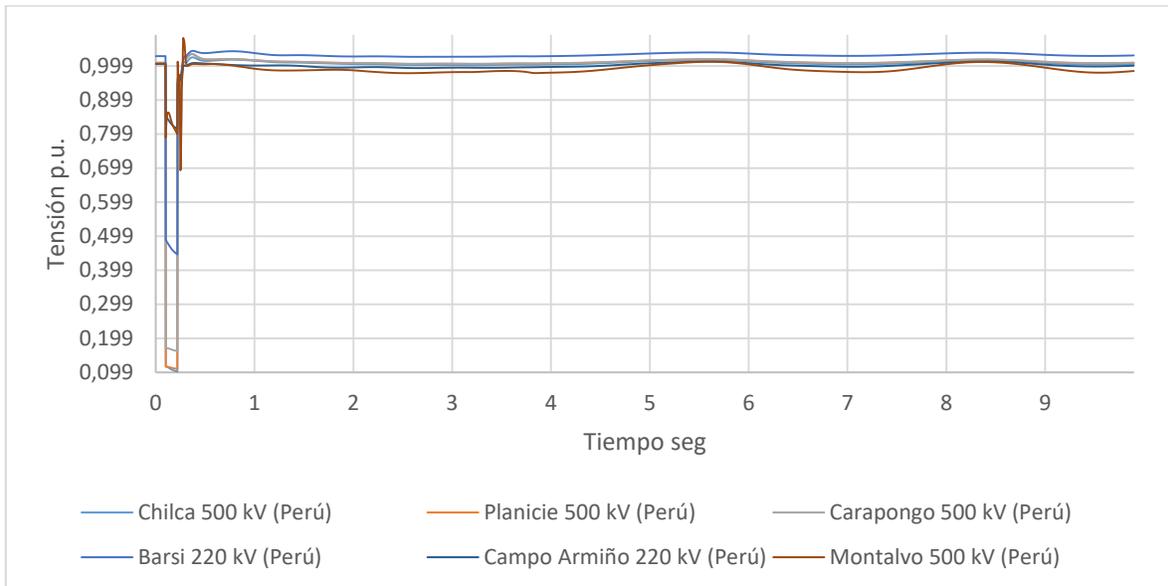


Figura 4.17 Tensión en barras principales luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú

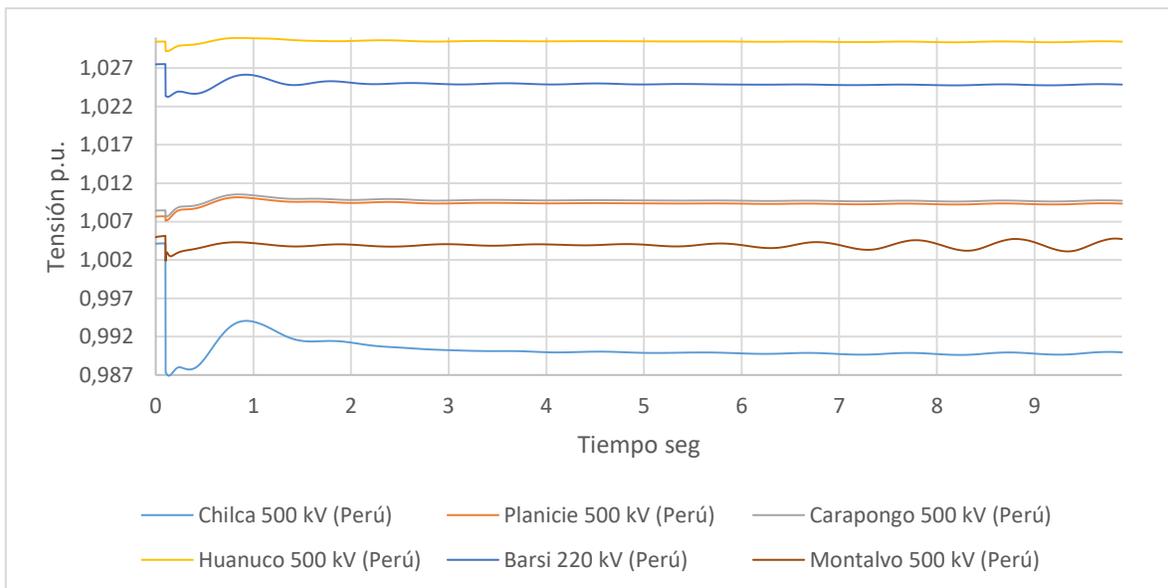


Figura 4.18 Tensión en barras principales luego de desconexión en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú

Se observa que desconexión del elemento no genera mayores perturbaciones a la tensión, todas se mantienen dentro del rango de operación Normal, Chilca 500 kV (uno de los extremos del circuito) se estabiliza en una tensión menor a la original pero dentro del rango.

Por otra parte, Montalvo 500kV muestra oscilaciones pequeñas al final de la simulación, de magnitud 0,002 pu.

► Falla bifásica a tierra en Ventanillas, bajo el Caso 5

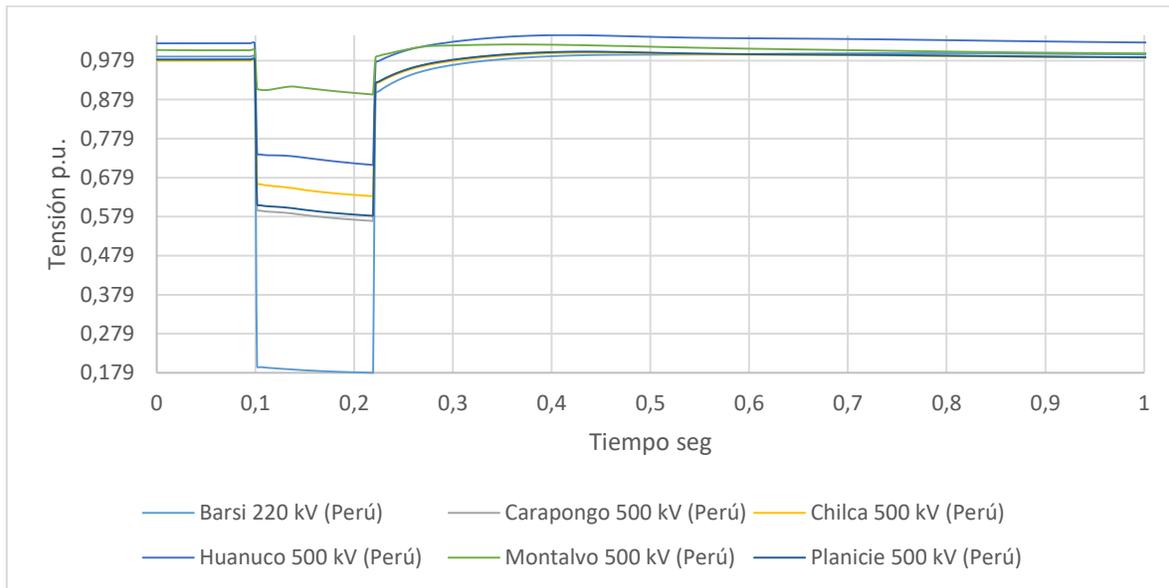


Figura 4.19 Tensión en barras principales luego de falla bifásica a tierra en Ventanillas, con hidrología seca y demanda máxima, importando 1000 MW desde Perú

Aunque el entorno afectado disminuye bastante la tensión, retornan rápidamente luego del despeje del evento

#### 4.6.1.5. Resumen de resultados primer set de simulaciones

Se muestran a continuación, los tiempos que tuvieron las contingencias simuladas en cada caso. Las que no completan 10 segundos, puede deberse a errores numéricos del software, o inestabilidad del sistema, se comentan mas adelante algunos de estos casos.

	Elemento	Tiempo de Simulación seg				
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Falla 2f a tierra en barra	Alto Jahuel 220 kV	10	0,1	10	10	10
	Charrúa 220 kV	10	0,23	10	10	10
	Kimal 500 kV	0,14	0,1	0,19	0,18	0,16
	Ventanillas 220 kV	6,96	10	0,23	10	10
	San Juan 220 kV	7,54	10	10	10	6,22
	Montalvo 500 kV	0,34	5,57	3,74	10	2,04
Falla 2f a tierra en línea	Alto Jahuel - Ancoa 500 kV	4,71	0,1	10	10	10
	Polpaico - Pan de Azúcar 500 kV	6,8	2,97	10	10	1,01
	Changos - Cumbres 500 kV	0,21	0,12	10	0,23	10
	Chilca - Planicie 500 kV	10	10	10	0,78	8,85
	Planicie - Carapongo 500 kV	1,88	5,02	1,92	10	0,55
	Yaranamba - Montalvo 500 kV	10	10	10	0,15	0,34
Desconexión de línea	Alto Jahuel - Ancoa 500 kV	7,66	10	10	10	10
	Polpaico - Pan de Azúcar 500 kV	7,08	10	1,86	10	10
	Changos - Cumbres 500 kV	5,71	10	10	10	10
	Chilca - Planicie 500 kV	0,45	10	0,18	10	1,04
	Planicie - Carapongo 500 kV	10	10	10	10	10
	Yaranamba - Montalvo 500 kV	10	10	10	10	0,1
Desc. Gen.	Chaglla	10	10	10	10	10
	Santa Teresa II	10	10	10	10	6,48
	Santa María	10	10	10	10	10

Tabla 4-14 Tiempos de simulación para el primer set de contingencias

De las 21 contingencias, solo 3 logran terminar el tiempo de simulación en todos los escenarios, lo que no significa, a priori, que el sistema recupere valores nominales en ese tiempo. Por otra parte, los peores efectos se producen con falla bifásica a tierra en barra Kimal 500 kV, el sistema cae a los pocos milisegundos en todos los escenarios, incluso luego del despeje de la contingencia.

El sistema soporta las desconexiones definitivas de generación, a excepción de Santa Teresa II, ubicada en Machupichu, Cuzco, que para el caso de transferencia de 1000 MW desde Chile hacia Perú, se encontraba despachando 180 MW y absorbiendo 21MVar. Las unidades aledañas, Santa Teresa G1 y G2 estaban cerca del máximo con 40 MW cada una. Aun así, estas potencias representan menos del el 1% de la demanda.

Basta con modificar los despachos para prevenir esto último, por lo que no se simularán más desprendimientos de generación, luego de incluir un set de refuerzos al sistema.

#### 4.6.2. Refuerzos luego del primer set de contingencias

En base al primer set de simulaciones, se agregan las siguientes líneas al sistema de 500 kV de ambos países.

	Extremos		Largo km
<b>Chile</b>	Cardones	Maitencillo	132,4
	Pan de Azúcar	Maitencillo	209,2
	Pan de Azúcar	Polpaico	401,8
	Kimal	Los Changos	139,99
	Los Changos	Cumbres	419
	Cumbres	Cardones	208
<b>Perú</b>	Yarabamba	Montalvo	99
	San José	Montalvo	117
	Poroma	Ocoña	271
	Ocoña	San José	138

*Tabla 4-15 Refuerzos a los sistemas de 500 kV de ambos países*

Para mejorar el control de tensión en el sistema de 500 kV en el lado chileno, e intentar mejorar el desempeño frente a la falla 2f a tierra en Kimal 500, de la cual en ningún escenario logra sobreponerse, se agrega un FACTS conectado a Los Changos 500 con capacidad entre -150 MVAR a 250 MVAR.

Luego de los refuerzos a la red base, y luego del primer set de simulaciones, la red de 500 kV queda como se muestra en la Figura 4.20 en la página siguiente.

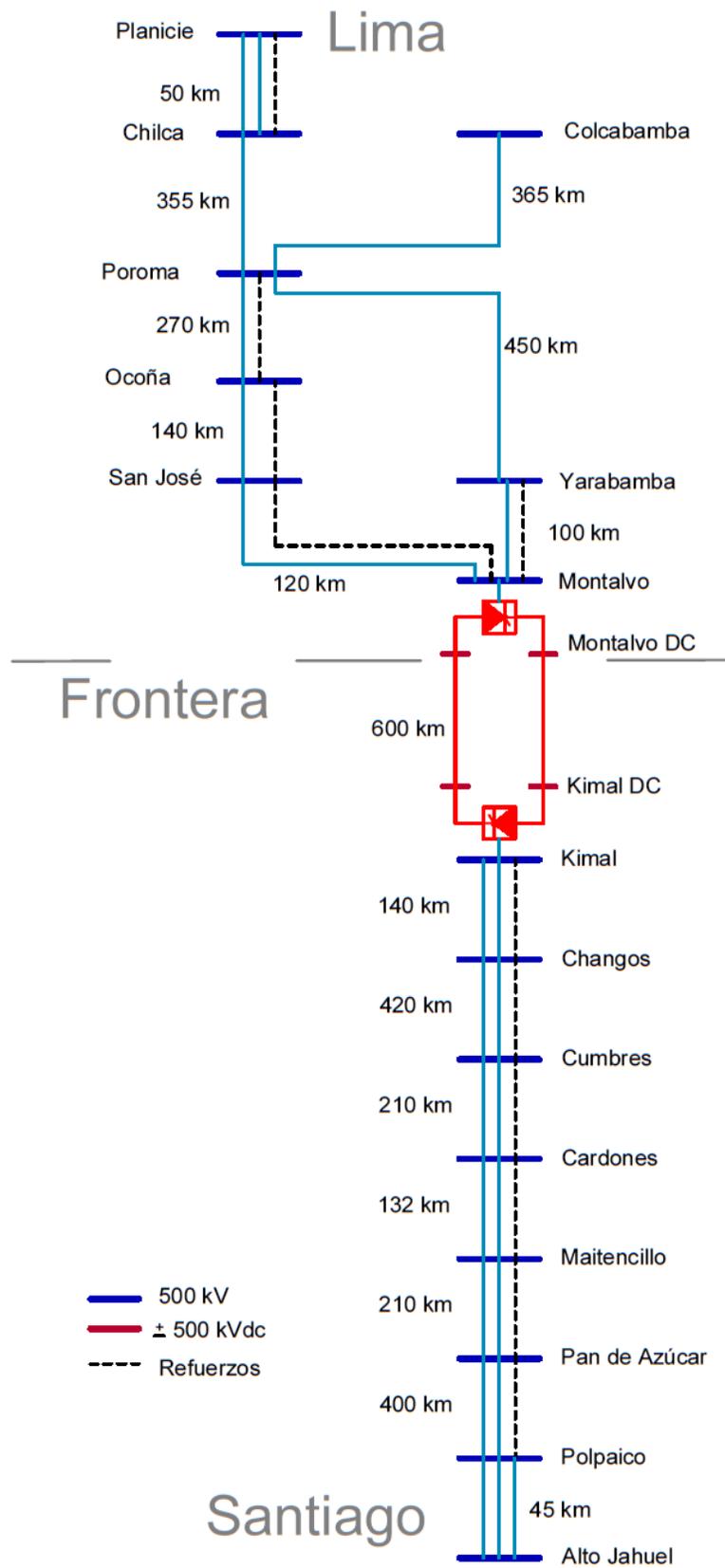


Figura 4.20 Barras principales de 500 kV de ambos países, y líneas de refuerzos

### 4.6.3. Análisis segundo set de contingencias

#### 4.6.3.1. Ángulos Rotóricos

Todos los ángulos rotóricos en las simulaciones que terminaron los 10 segundos, se mantuvieron dentro del rango, para todos los casos, al igual que para el set de simulaciones anterior a haber reforzado la red de 500 kV.

#### 4.6.3.2. Frecuencia

La frecuencia presentó buen comportamiento como en las simulaciones anteriores a reforzar la red de 500, regresando en todas las barras al estado Normal. Se adopta el mismo criterio anterior, de seleccionar aquellas simulaciones en que, la frecuencia en alguna de las barras excursiona mas allá de un 0,2% respecto a 1 pu. Como resultado se tiene el listado de la tabla a continuación.

	<b>Contingencia</b>
<b>Caso 1</b>	2f Montalvo 2f Ventanillas 2f Chilca-Planicie 2f Planicie-Carapongo 2f Yaranamba-Montalvo
<b>Caso 2</b>	2f Alto Jahuel 2f Montalvo 2f Planicie-Carapongo 2f Polpaico-Pan de Azúcar Desconexión Polo B
<b>Caso 3</b>	2f Montalvo 2f Planicie-Carapongo Desconexión Polo B
<b>Caso 4</b>	2f Montalvo 2f Chilca-Planicie 2f Planicie-Carapongo Desconexión Polo B
<b>Caso 5</b>	2f Chilca-Planicie Desconexión Polo B

Tabla 4-16 Contingencias que producen peor comportamiento en frecuencia

Se mostrarán gráficamente algunas de estas.

► Falla bifásica a tierra en circuito de línea de Chilca-Planicie 500 kV, bajo el Caso 1

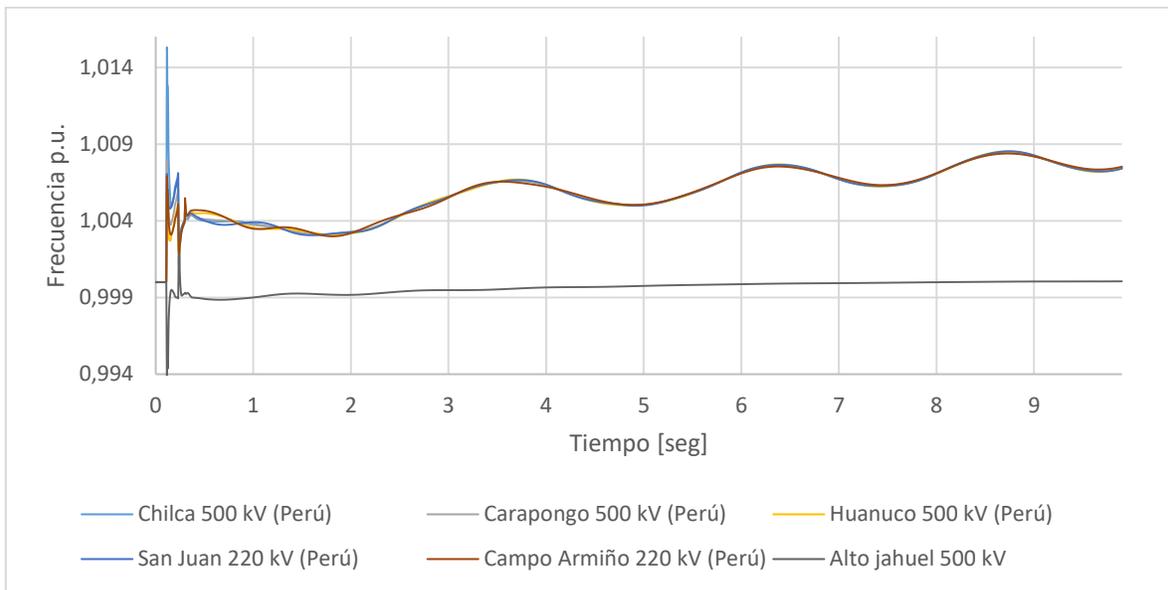


Figura 4.21 Frecuencia en barras principales luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología húmeda y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú

La frecuencia en las barras peruanas aumenta con leves oscilaciones mientras que en Chile se mantiene en torno a 1 pu. Si bien no se observa que las barras de Perú convergen en 10 segundos, el incremento es apenas 0,8% y otros automatismos podrían actuar después de la ventana simulada

► Falla bifásica a tierra en circuito de línea de Yaranamba Montalvo, bajo el Caso 1

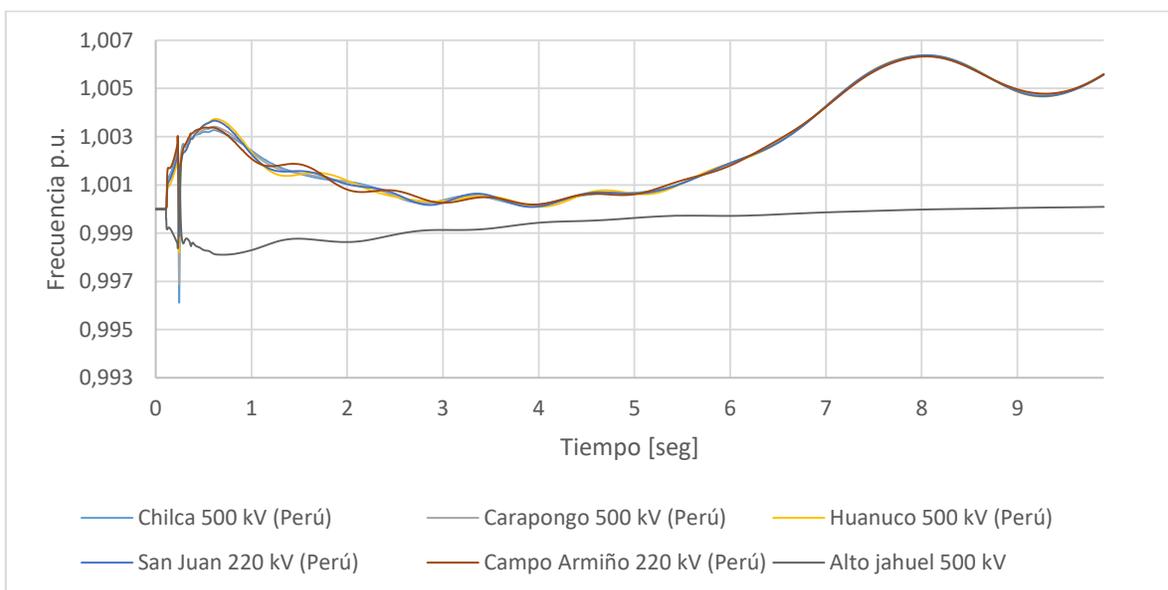


Figura 4.22 Frecuencia en barras principales luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Yaranamba-Montalvo, con hidrología húmeda y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú

Nuevamente las barras en Perú aumentan su frecuencia juntas, y en Chile disminuye muy poco, para luego retornar a 1 pu a los 8 segundos.

► Desconexión de Polo, bajo el caso 2

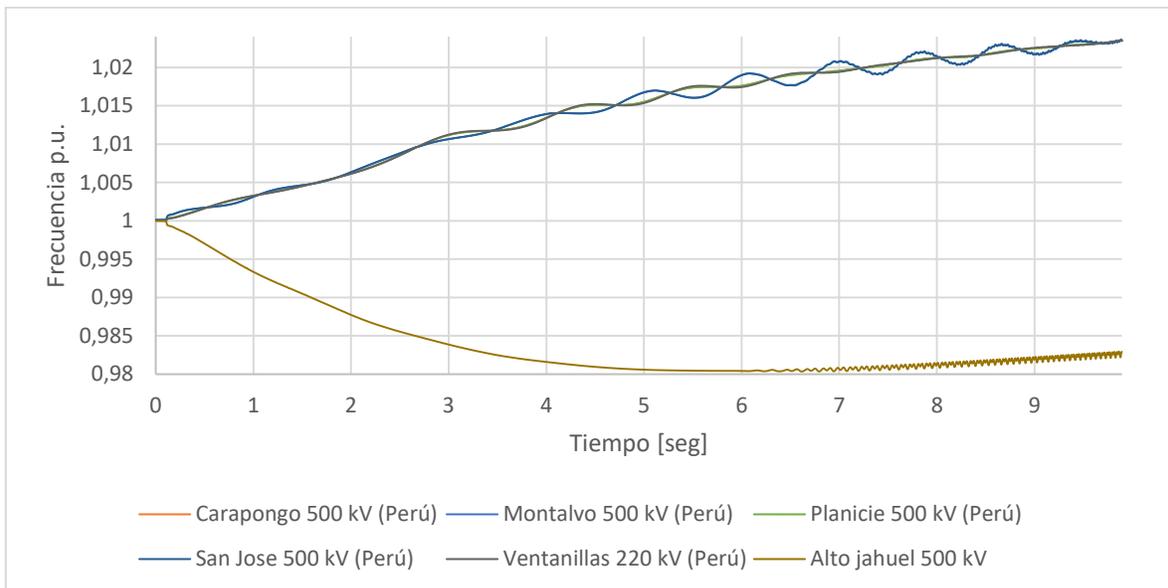


Figura 4.23 Frecuencia en barras principales luego de desconexión de un polo, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú

Aquí, la desconexión de polo desvía la frecuencia en ambos países aumentando 2,5% en Perú y disminuyendo 2% en Chile. Es significativa la interrupción de un polo mientras se está en demanda baja

► Desconexión de Polo, bajo el caso 3

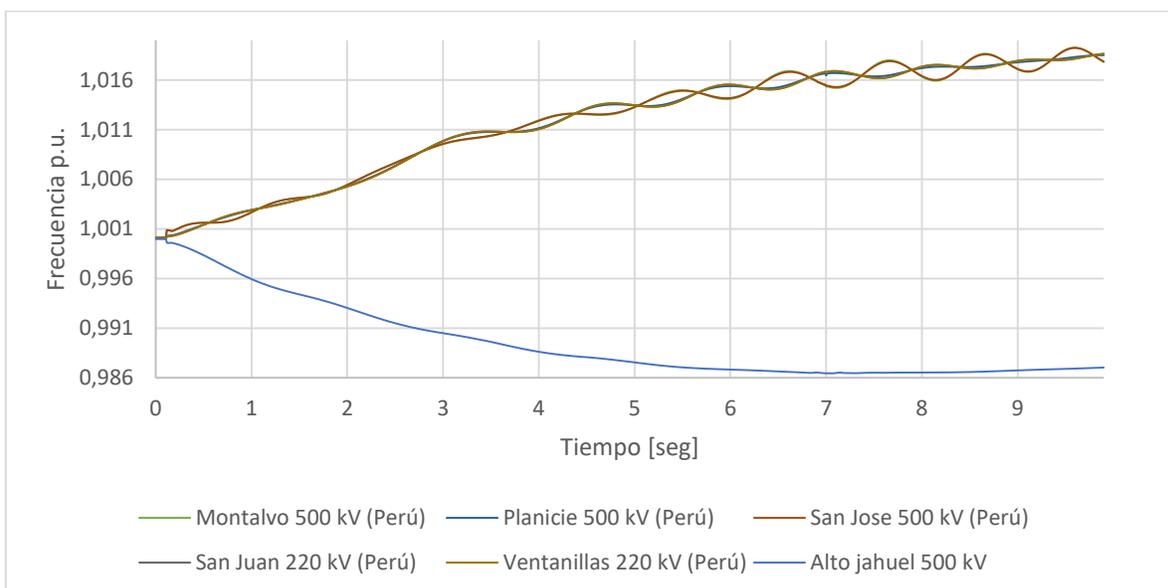


Figura 4.24 Frecuencia en barras principales luego de desconexión de un polo, con hidrología seca y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú

La desviación de frecuencia es de aproximadamente 1,5% en ambos países, y al igual que en el caso anterior, la frecuencia tiende a estabilizarse en los respectivos valores finales

► Desconexión de Polo, bajo el caso 4

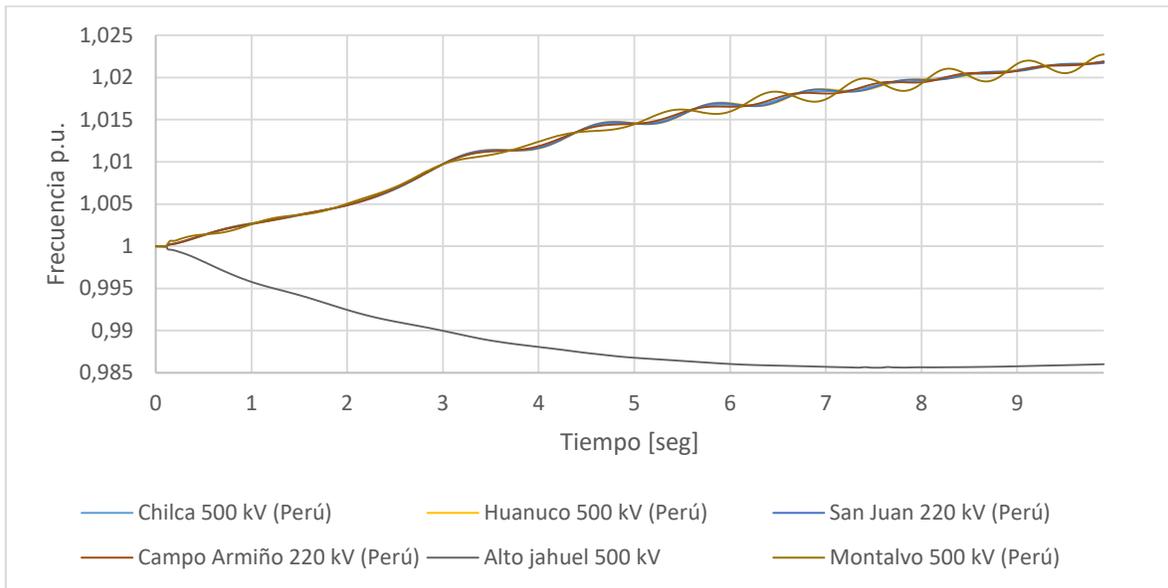


Figura 4.25 Frecuencia en barras principales luego de desconexión de un polo, con hidrología seca y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú

Tiene tendencia como los anteriores, aumentando en Perú y disminuyendo en Chile.

► Falla bifásica a tierra en Montalvo, bajo el Caso 4

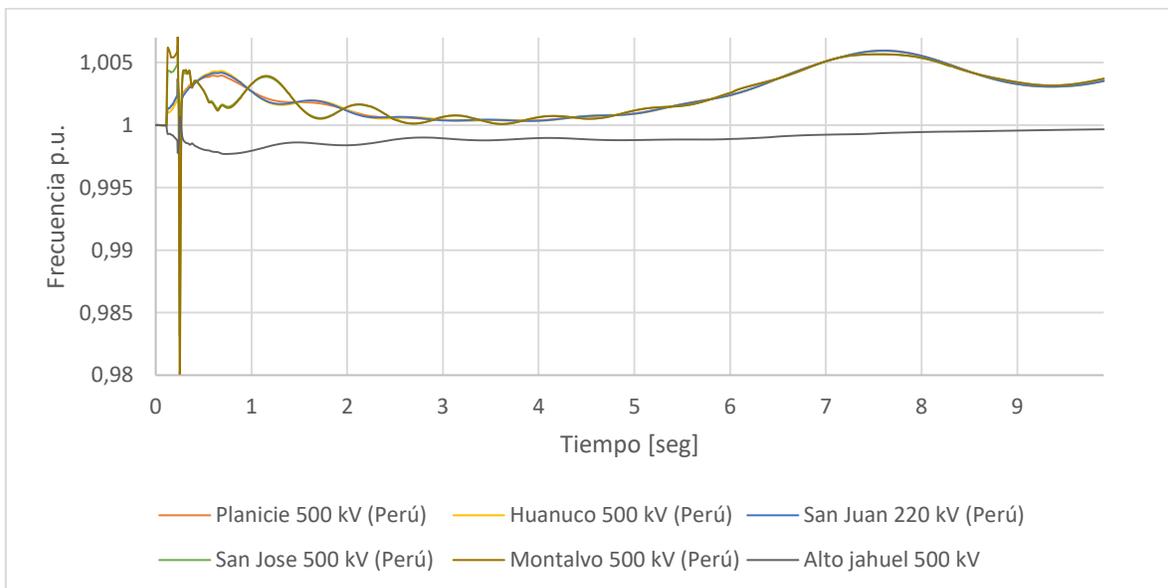


Figura 4.26 Frecuencia barras principales luego de falla bifásica en Montalvo, con hidrología seca y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú

En el lado chileno, la frecuencia retorna a 1 pu rápidamente, mientras que Perú aumenta levemente manteniéndose en rango de estado Normal. Montalvo muestra disminución brusca fuera de la tendencia al momento del despeje de la falla, que podría deberse a errores numéricos

► **Falla bifásica a tierra en circuito de línea de Chilca Planicie, bajo el Caso 5**

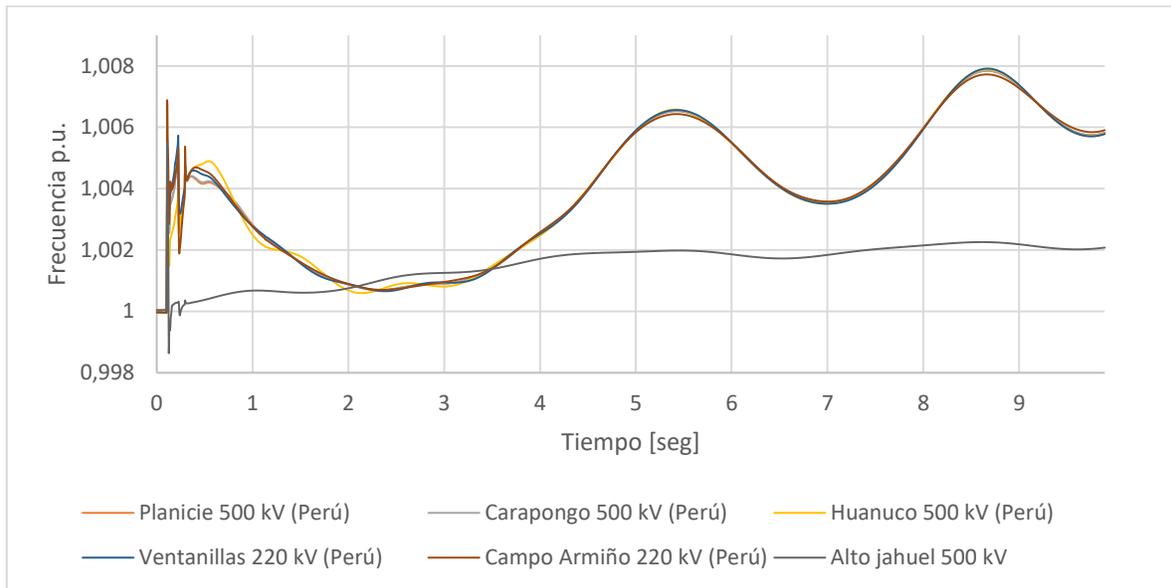


Figura 4.27 Frecuencia en barras principales luego de falla bifásica en un circuito de Chilca-Planicie, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú

La frecuencia en Perú muestra oscilaciones de  $\pm 0,2\%$ , en este caso la línea afectada llevaba 2000 MW repartidos en sus tres circuitos desde Chilca hacia Planicie en Lima (Figura 15)

► **Desconexión de Polo, bajo el Caso 5**

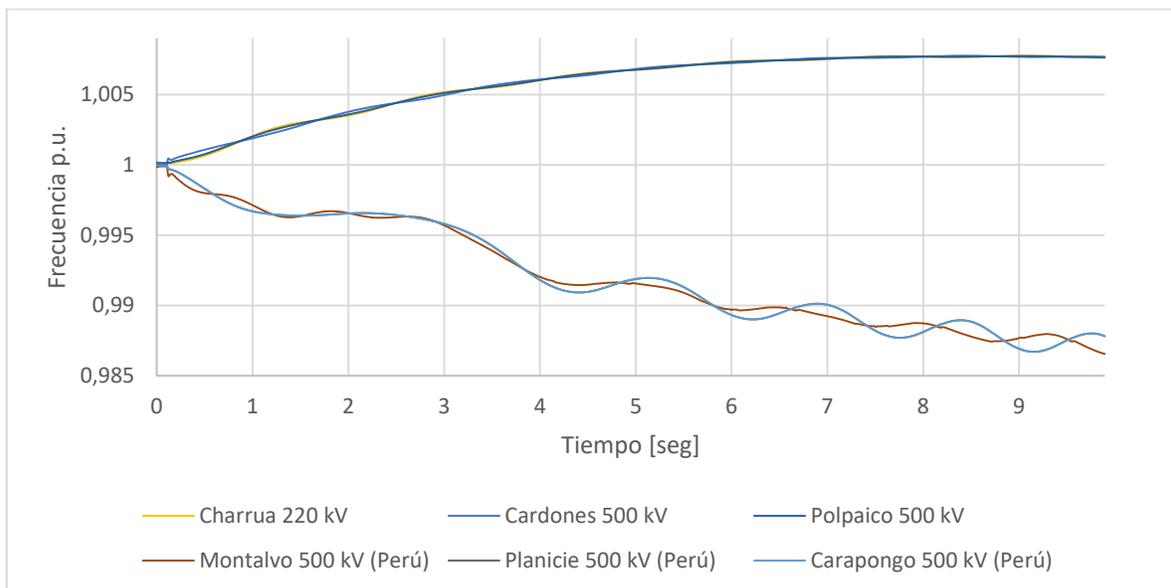


Figura 4.28 Frecuencia en barras principales luego de desconexión de un polo, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú

Como la transferencia de Chile hacia Perú disminuye de 1000 MW a 500 MW, la frecuencia de Chile aumenta y en Perú disminuye, estabilizándose en torno a  $1 \pm 0,01$  pu. Por otra parte algunas barras de Perú muestran oscilaciones de lenta atenuación y baja amplitud 0,1%

Para resumir, la frecuencia tiene buen comportamiento. La mayor desviación se produce cuando hay desconexión de polo alcanzando  $\pm 2,5\%$  y mostrando tendencia a estabilizarse en ese valor. Hay oscilaciones de lenta atenuación y baja amplitud en algunas de las barras en Perú. Destaca que las contingencias en la red de uno de ambos países, no afecta a la red del otro país, salvo que los eventos se produzcan en el mismo enlace HVDC, lo que afecta a ambas redes.

#### 4.6.3.3. Carga en líneas

La tabla siguiente muestra las simulaciones en que algún circuito de línea presenta sobrecarga durante el último segundo simulado.

Contingencia	
Caso 2	Desconexión Polo B
Caso 3	2f Cumbres-Changos

Tabla 4-17 Contingencias que producen sobrecarga de alguna línea

Se muestra a continuación el flujo SIC-SING bajo eventos que producen las mayores variaciones en el flujo por circuito, considerando que se cuenta con 3 circuitos en este tramo.

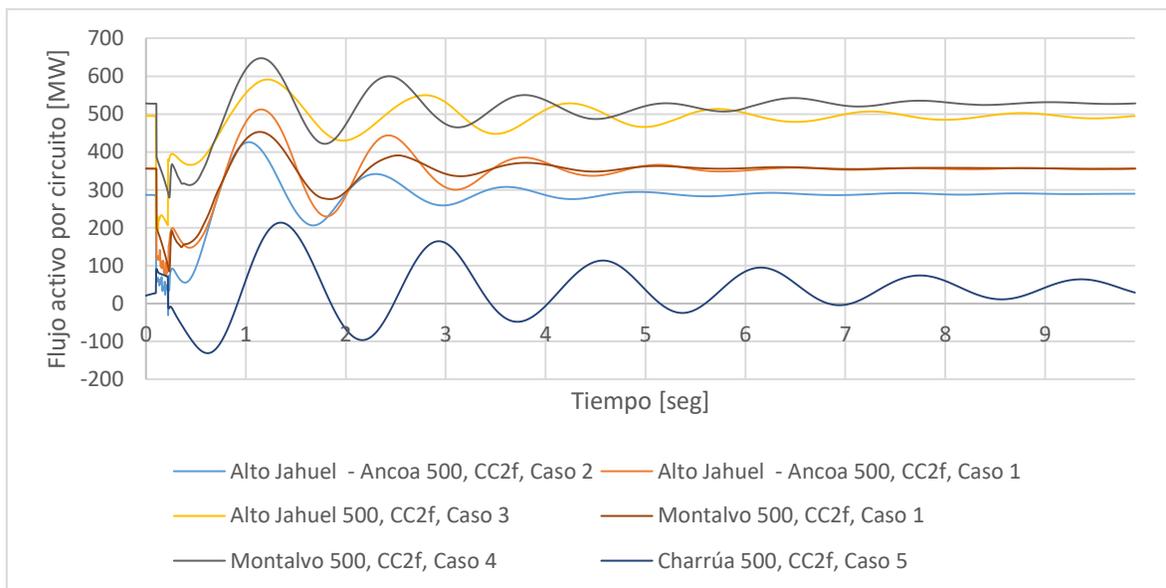


Figura 4.29 Flujo por circuito de línea en Cumbres-Changos, frente a distintos eventos y escenarios de operación

Se observa que al final del tiempo de simulación las oscilaciones se atenúan casi por completo

#### 4.6.3.4. Tensión

La tabla siguiente muestra las simulaciones en las que la tensión de algunas barras excursionan fuera de los rangos de Alerta durante el último segundo de simulación y que en los instantes inmediatamente después del evento, la tensión en algunas barras escapan del estado de emergencia.

	Contingencia
Caso 1	2f Ventanillas
Caso 2	2f San Juan 2f Ventanillas 2f Planicie-Carapongo
Caso 3	2f San Juan
Caso 5	2f Alto Jahuel 2f Ventanillas 2f Cumbres-Changos

Tabla 4-18 Contingencias que producen peor comportamiento en tensión

► Falla bifásica a tierra en Ventanillas, bajo el Caso 1

La peor contingencia en cuanto a voltaje, para el Caso 1 con refuerzos fue falla bifásica en Ventanillas 220 kV, en la que durante el tiempo de falla, las tensiones disminuyen mucho más que los rangos en emergencia permitidos, llegando Barsi 220 kV a 0,2 pu, se muestra a continuación las barras con peor comportamiento.

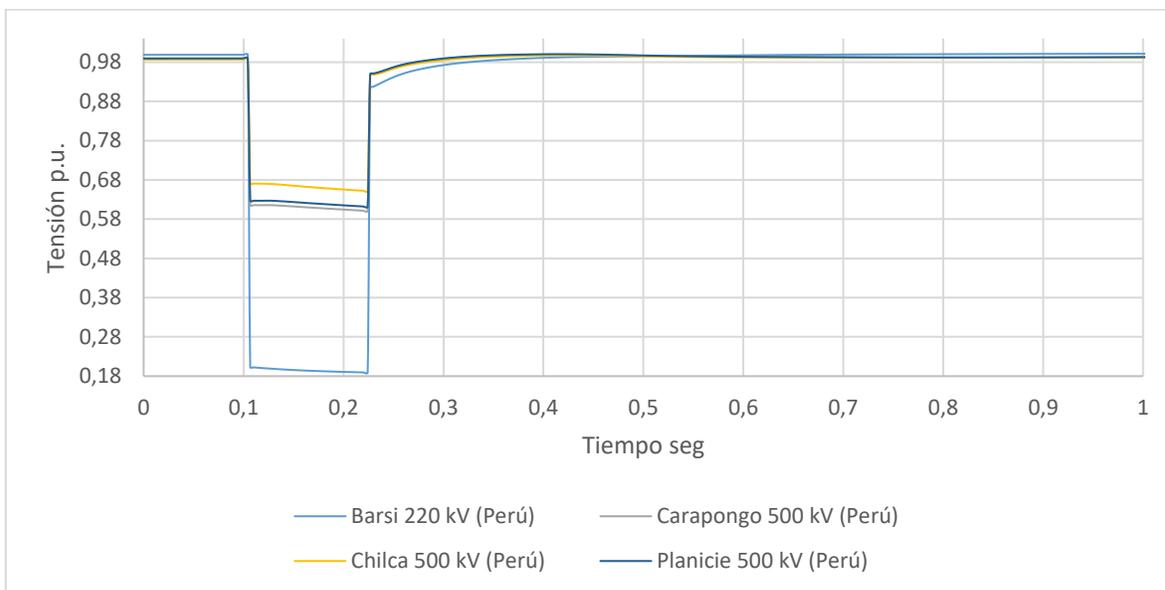


Figura 4.30 Tensiones en barras principales luego de falla bifásica a tierra en Ventanilla 220 kV (Perú), con hidrología húmeda y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú

► Falla bifásica a tierra en circuito de línea de Planicie Carapongo, bajo el Caso 2

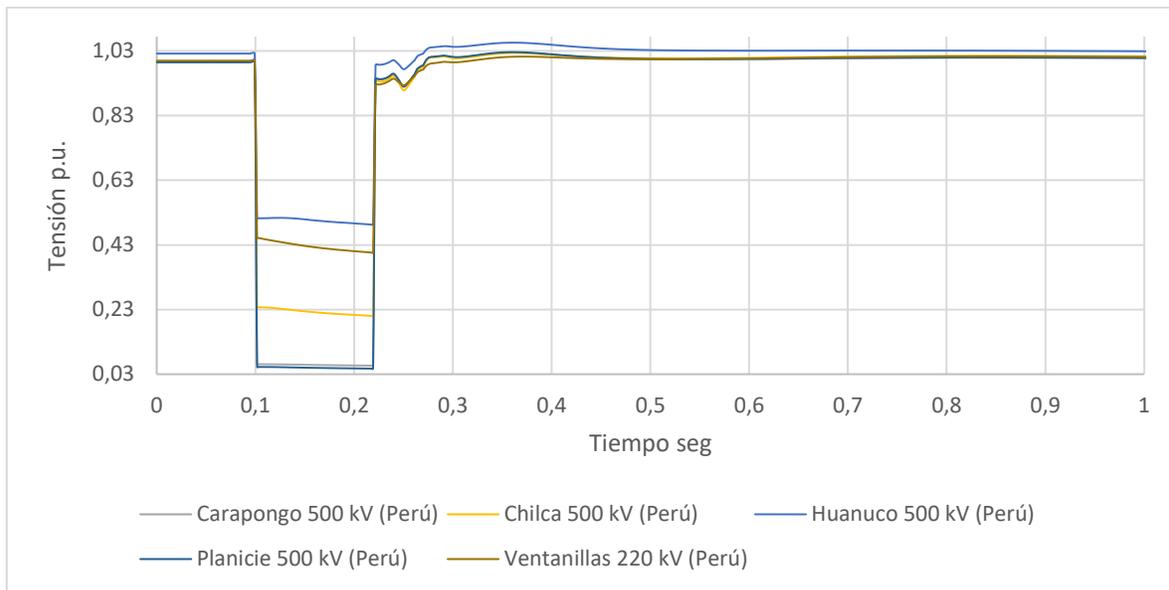


Figura 4.31 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Planicie-Carapongo, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú

Aunque la disminución en Planicie y Carapongo es grande, llegando a 0,03 pu, luego del despeje de la falla recuperan tensión rápidamente.

► Falla bifásica a tierra San Juan, bajo el Caso 3

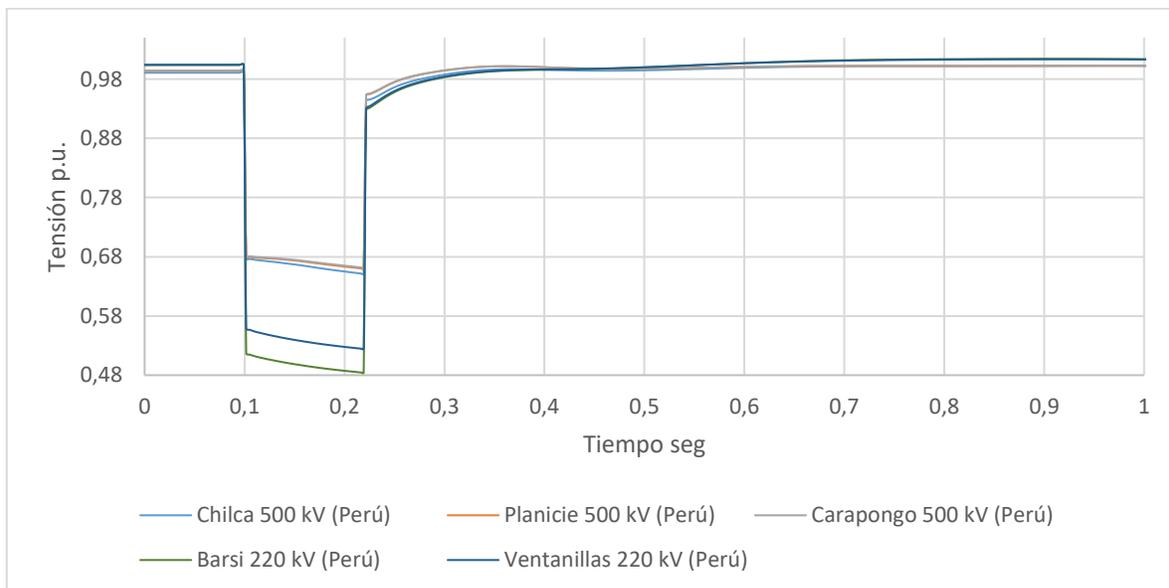


Figura 4.32 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en San Juan 220 kV (Perú), con hidrología seca y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú

La disminución de las tensiones es menor, comparada con los dos casos anteriores.

► Falla bifásica a tierra en Alto Jahuel, bajo el Caso 5

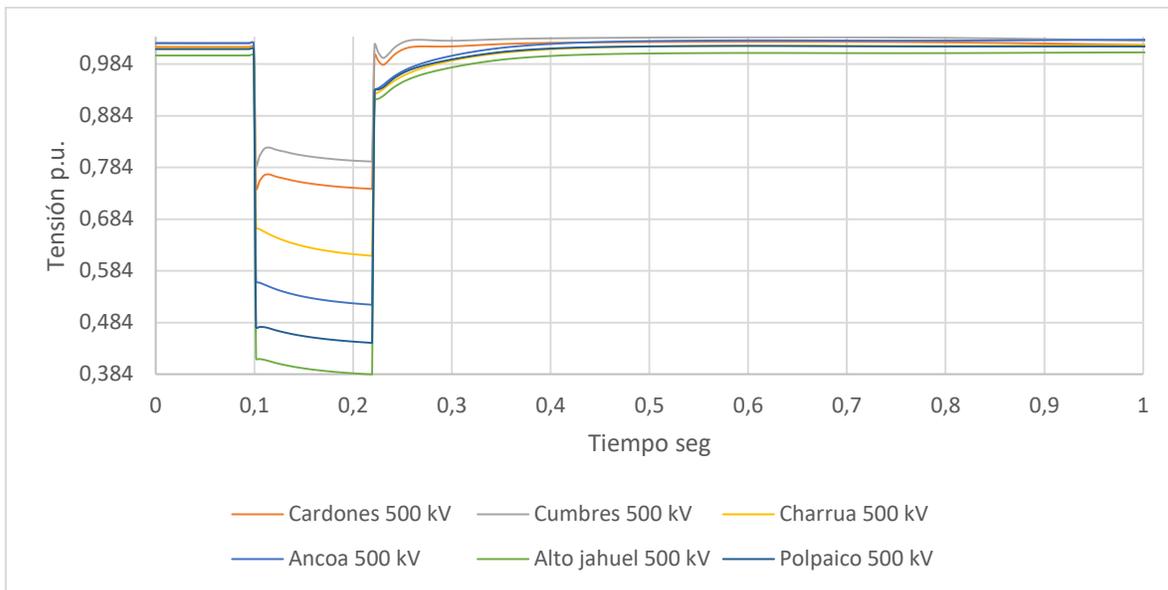


Figura 4.33 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en Alto Jahuel 220 kV, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú

Las barras de Cumbres y Cardones desvían menos su tensión durante la falla bifásica, y recuperan más rápido tensión nominal, como se esperaría ya que se encuentran a casi 1000km del lugar de la contingencia

► Falla bifásica a tierra en circuito de línea de Cumbres Changos, bajo el Caso 5

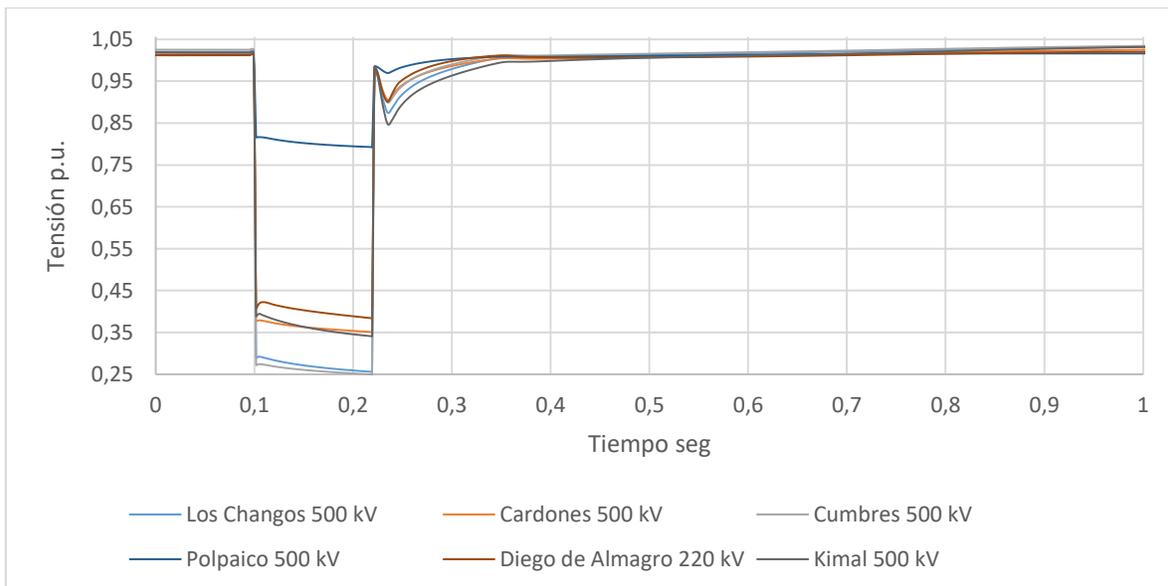


Figura 4.34 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Cumbres-Changos, con hidrología seca y demanda máxima, exportando 1000 MW hacia Perú

#### 4.6.3.5. Resumen de resultados de simulaciones luego de los refuerzos

Se muestran los tiempos de simulación en la siguiente tabla:

	Elemento	Tiempo de Simulación seg				
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Falla 2f a tierra en barra	Alto Jahuel 220 kV	10	10	10	10	10
	Charrúa 220 kV	2,33	10	10	10	10
	Kimal 500 kV	0,13	0,12	0,14	0,12	0,1
	Ventanillas 220 kV	10	10	6,75	10	10
	San Juan 220 kV	1,61	10	10	10	0,72
	Montalvo 500 kV	10	10	10	10	2,92
Falla 2f a tierra en línea	Alto Jahuel - Ancoa 500 kV	10	10	10	10	0,4
	Polpaico - Pan de Azúcar 500 kV	10	10	10	10	0,4
	Changos - Cumbres 500 kV	0,18	0,1	10	0,19	10
	Chilca - Planicie 500 kV	10	0,8	0,29	10	10
	Planicie - Carapongo 500 kV	10	10	10	10	1,53
	Yaranamba - Montalvo 500 kV	10	0,2	0,2	10	0,64
Desconexión de línea	Alto Jahuel - Ancoa 500 kV	10	10	10	10	10
	Polpaico - Pan de Azúcar 500 kV	10	10	0,8	10	10
	Changos - Cumbres 500 kV	10	0,24	10	10	10
	Chilca - Planicie 500 kV	10	10	0,24	10	1,02
	Planicie - Carapongo 500 kV	10	10	10	10	10
	Yaranamba - Montalvo 500 kV	10	10	0,91	10	10
	Desconexión Polo B	10	10	10	10	10

Tabla 4-19 Tiempos de simulación para el segundo set de contingencias

Los refuerzos impactaron positivamente en la cantidad de simulaciones que logra completar los 10 segundos, ahora el sistema conjunto se mantiene estable frente a falla bifásica a tierra en Montalvo 500 kV para todos los casos de transferencia desde Perú hacia Chile, mientras que con transferencia desde Chile hacia Perú aumentó el tiempo de cada simulación respecto al caso sin refuerzos.

Hay 4 contingencias que completan el tiempo para todos los escenarios de operación

- ▶ Falla bifásica a tierra en Alto jahuel 220 kV
- ▶ Falla bifásica a tierra en el medio de la línea Alto jahuel – Ancoa 500 kV
- ▶ Desconexión de Planicie – Carapongo 500 kV
- ▶ Desconexión de Polo B

En cambio, el sistema conjunto nuevamente no se repone ante falla bifásica a tierra en Kimal 500 kV. Perder la transferencia de 1500 MW desde Perú hacia Chile, o 1000 MW desde Chile hacia Perú, es un daño crítico que no es posible soportar hasta el despeje del evento. Sin embargo, si soporta desconexión de un polo, disminuyendo la transferencia a 750 MW desde Perú hacia Chile, o 500 MW desde Chile a Perú, incluso puede retornar a valores de estado Normal.

#### 4.8. Eventos que producen la caída de las simulaciones

En lo que sigue, se comentan las simulaciones que no finalizan sus 10 segundos, terminando de forma abrupta luego de la contingencia, de las cuales en algunos casos se tiene pocos milisegundos de información a partir del comienzo del evento.

En el primer set de simulaciones, 40 de 105 terminan de forma abrupta (un 38%), mientras que en el segundo set, luego de refuerzos al sistema de 500 kV, hay 27 de 95 (28%) que no completan el tiempo de simulación. Por lo que aumentar las holguras en el sistema de transmisión mejoran el desempeño del sistema conjunto frente a contingencias en la mayoría de los casos.

En total, en las simulaciones luego de los refuerzos al sistema de 50 son 27 de un total de 95. Aunque se tienen nociones de las razones de gran parte de estas contingencias cuyas simulaciones no llegan a 10 segundos, se limita el análisis a las más importantes.

##### ► Falla bifásica a tierra en Kimal 500

De las simulaciones con refuerzos, el caso que más tiempo duró la simulación, fue para el escenario de hidrología seca y demanda máxima, transferencias de 1500 desde Perú hacia Chile.

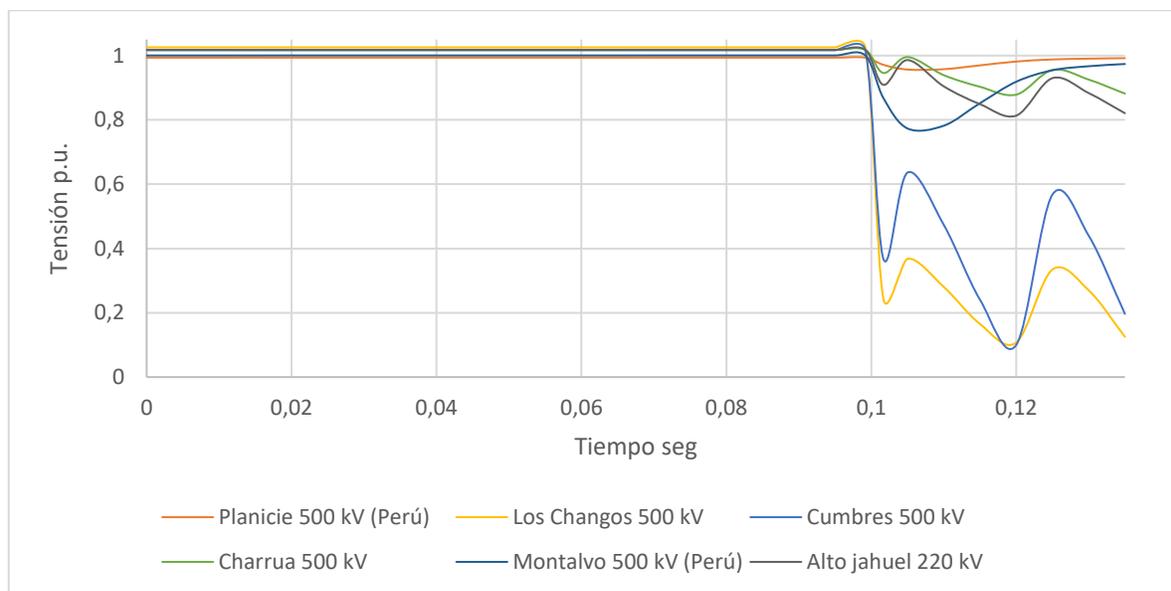


Figura 4.35 Tensión en barras principales luego de falla bifásica a tierra en Kimal 500 kV, con hidrología seca y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú

En Perú, Montalvo 500 desciende brevemente bajo 0,8 pu, pero luego recupera tensión de estado Normal a los 40 milisegundos (0,9732 pu). Las barras de la interconexión SIC SING muestran oscilaciones, entre 0.1 y 0.6 p.u.

En este escenario de operación, el SIC importa 1470 MW, y que aunque es menos que en el Caso 4, donde importa 1580 MW, siguen siendo altas estas transferencias. La tensión en Alto Jahuel y Charrúa sigue la misma tendencia oscilante, pero con perturbaciones menores a las de Cumbres y Changos.

A pesar de lo anterior, el flujo Changos hacia Cumbres, no presenta oscilaciones, ya que cae a casi cero, al igual que la transferencia por el enlace HVDC.

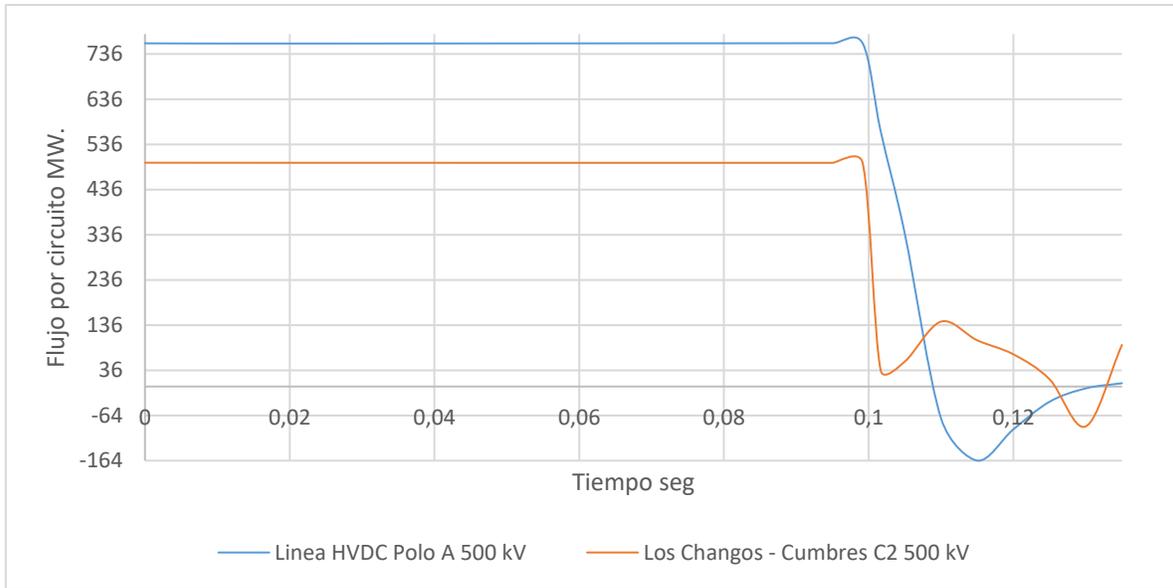


Figura 4.36 Flujo de potencia activa por un polo el enlace HVDC, y por un circuito de la línea Cumbres - Changos (tiene 3 circuitos)

En cuanto a frecuencia, esta baja en el SING para luego subir fuera de los límites técnicos, comportamiento que, en el sistema real, se vería impedido por la desconexión de carga y generación.

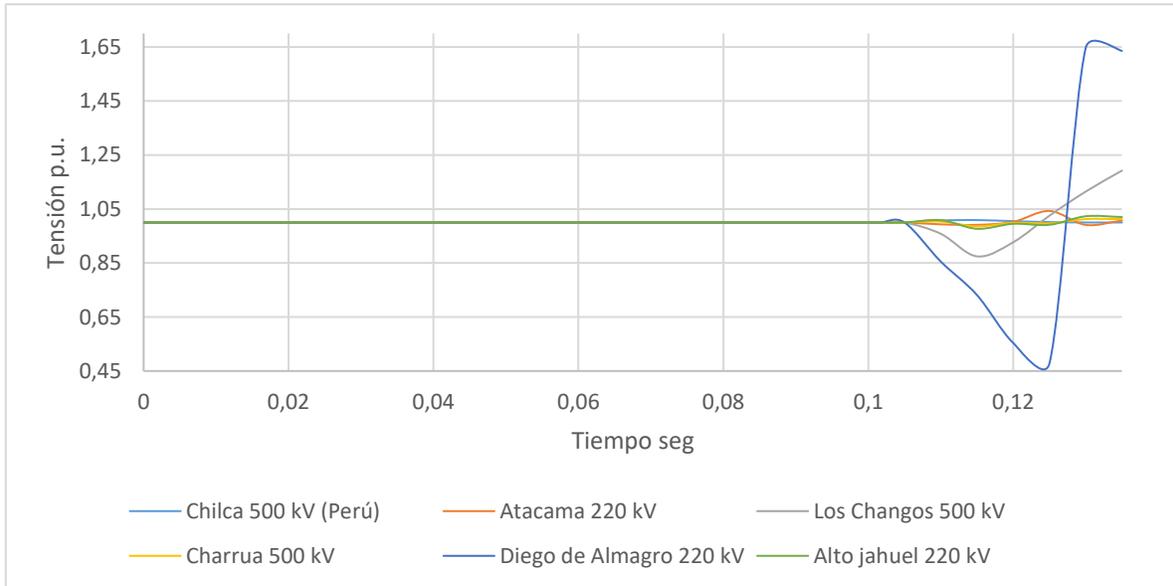


Figura 4.37 Frecuencia en algunas barras de Chile y Perú

En la zona de Diego de Almagro existe alta generación fotovoltaica sin inercia, por lo que no existe un elemento que amortigüe la excursión de frecuencia. Aun así, una desviación transitoria del 65% es muy alta para ser explicada por lo mencionado. Es difícil precisar a qué se debe la desviación de frecuencia en la barra Diego de Almagro 220 kV, el intervalo de 40 milisegundos muestra mejor comportamiento para las otras barras, no se descarta imprecisión en los modelos dinámicos cerca de Diego de Almagro.

Para finalizar, es posible que falla bifásica en Kimal 500 fuese muy extrema y aunque se cumple la razón efectiva de cortocircuito, podría faltar inercia cercana a ese punto.

► Falla bifásica a tierra en el medio de un circuito de línea entre Los Changos – Cumbres

Los casos 1 y 4 con refuerzos, simularon 80 y 90 milisegundos respectivamente, correspondientes a los escenarios de transferencias desde Perú hacia Chile, bajo demanda e hidrología máxima, y bajo demanda e hidrología seca.

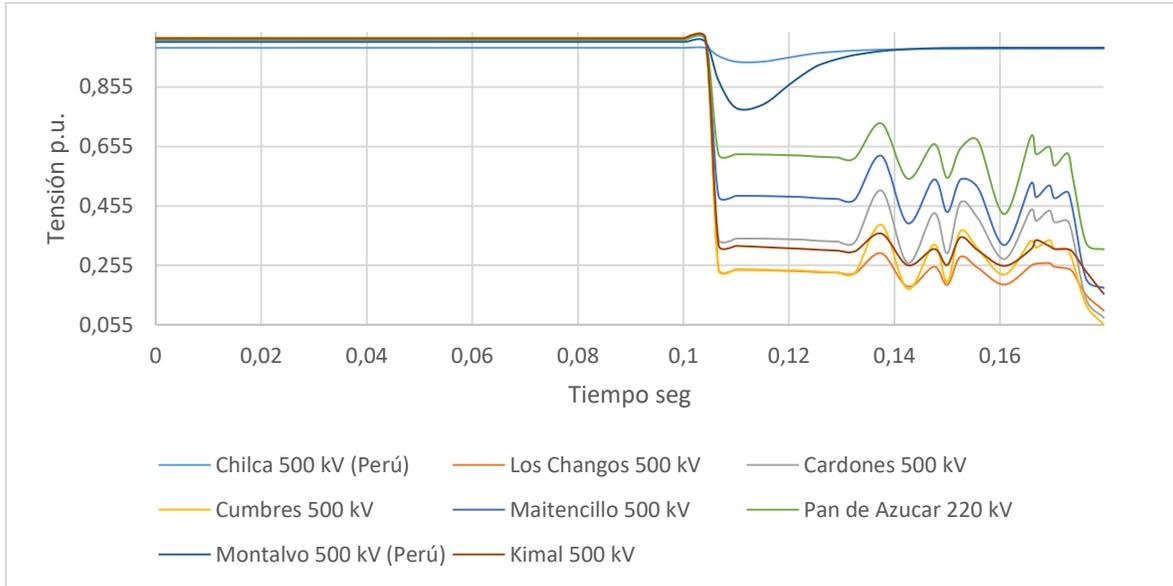


Figura 4.38 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Cumbres-Changos, con hidrología húmeda y demanda máxima, importando 1500 MW desde Perú

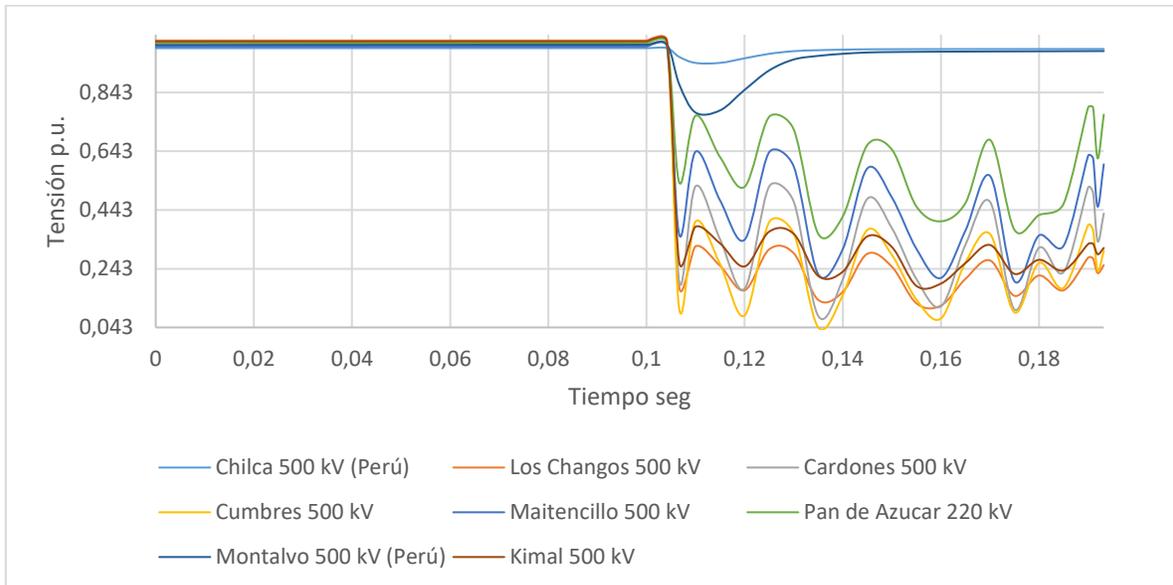


Figura 4.39 Tensiones de las principales barras luego de falla bifásica a tierra en un circuito de Cumbres-Changos, con hidrología mínima y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú

Las tensiones para el sistema de 500 kV Chilenos cayeron lo suficiente para anular el flujo por el enlace HVDC, mientras que Montalvo 500 desciende hasta 0,79 p.u y comienza a recuperar su consigna en menos de 30 milisegundos. El sistema peruano parece no ser afectado mayormente por el evento.

En ambos casos, las oscilaciones que se presentan en la tensión durante la contingencia pueden deberse a que el sistema entra en un modo inestable, en cuyo caso se necesita un análisis modal para determinar un mejor ajuste de los sistemas de control (PSS, reguladores de velocidad de las máquinas, etc). Con respecto a los flujos se obtiene lo siguiente:

► Flujos bajo los Casos 1 y 4

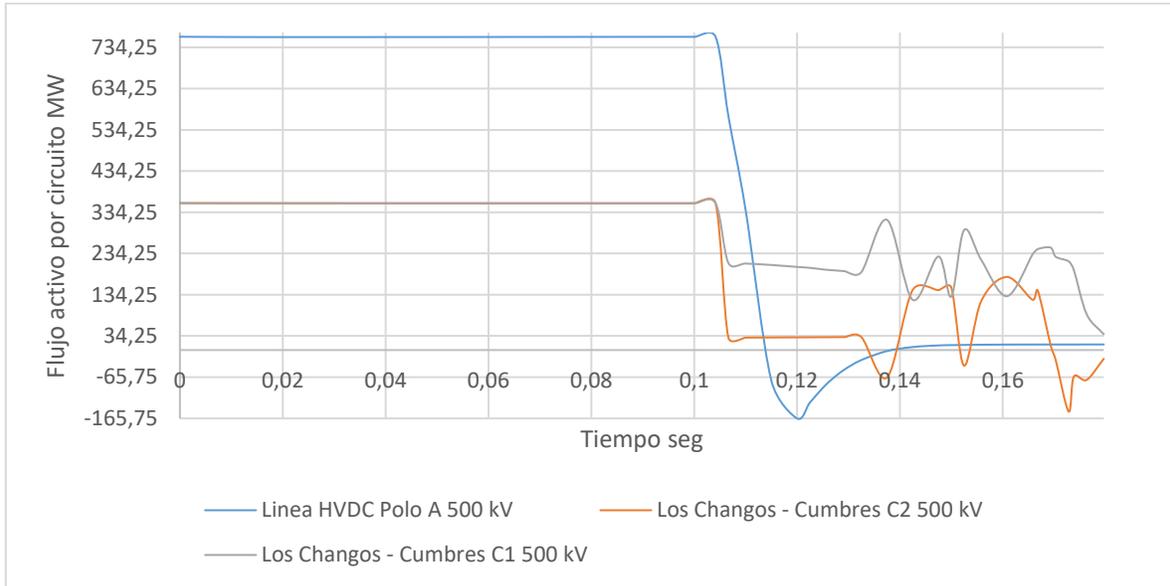


Figura 4.40 Flujos luego de falla bifásica a tierra en Cumbres-Changos, bajo hidrología húmeda y demanda máxima

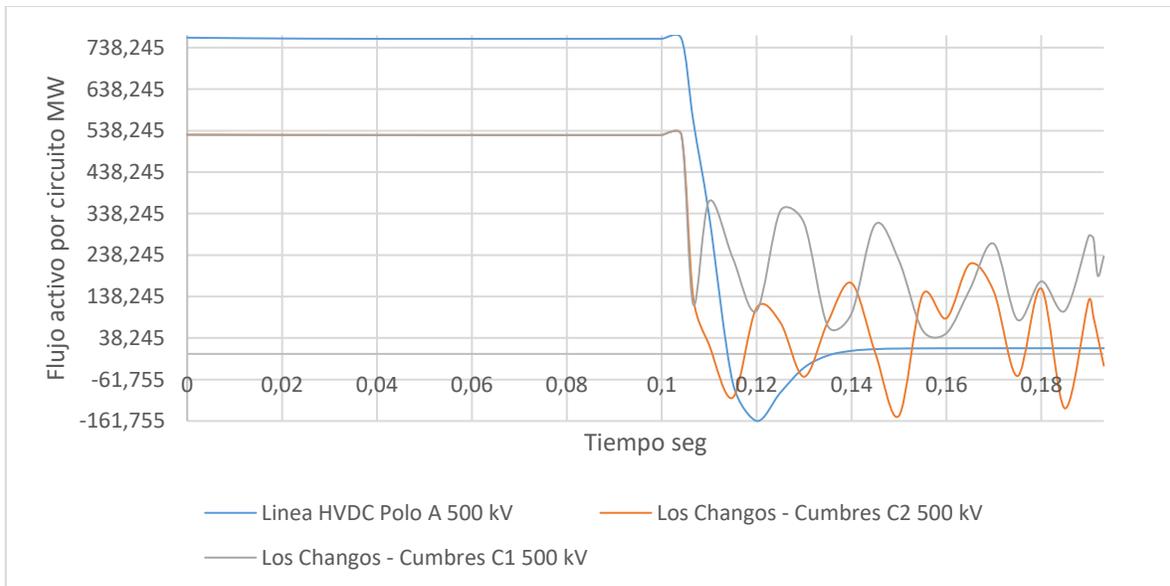


Figura 4.41 Flujos luego de falla bifásica a tierra en Cumbres-Changos, bajo hidrología seca y demanda mínima

► Desconexión de circuito de línea en Cumbres - changos, bajo el Caso 2

Esta simulación completa el tiempo final de 10 segundos en el primer set de simulaciones, cuando aún no se implementaban los refuerzos al sistema de 500 kV, pero las variables eléctricas muestran un comportamiento anómalo a partir del instante 4,2 segundos. Se esperaba que incluir un tercer circuito a la línea Cumbres-Changos mejorase esta condición, pero el resultado fue peor en el segundo set de simulaciones, que incluyen el refuerzo mencionado en esta línea, ya que bajo esta última condición la simulación se detiene a los 0,25 segundos, sin alcanzar 4,2 segundos, tiempo en el que la base sin refuerzos comenzaba a oscilar.

A continuación, se muestra la frecuencia en barras principales

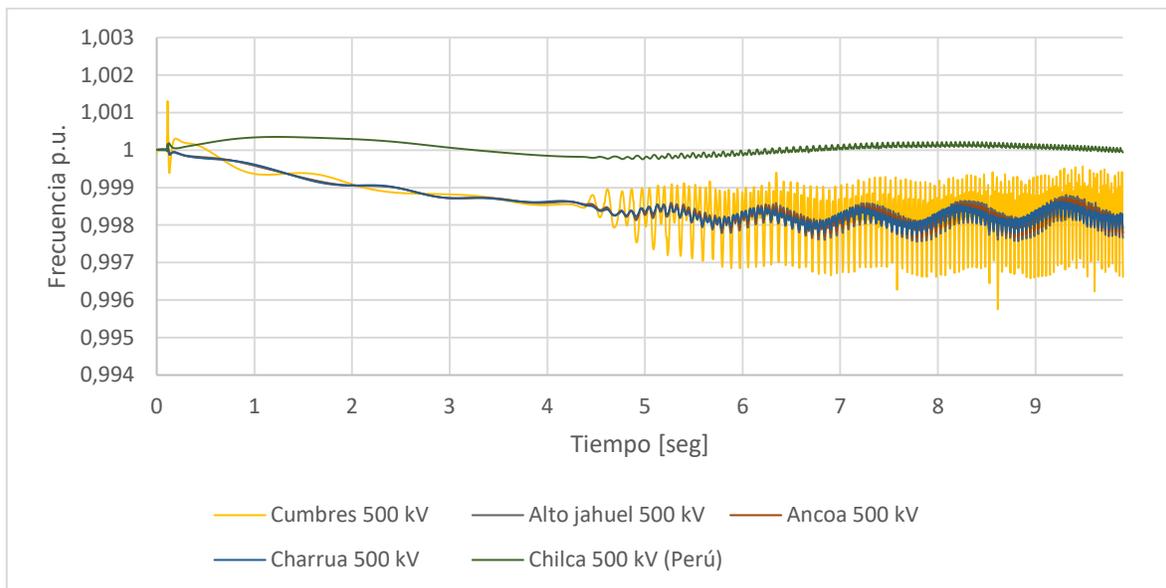


Figura 4.42 Frecuencia barras principales luego de desconexión en un circuito de Changos-Cumbres, con hidrología húmeda y demanda mínima, importando 1500 MW desde Perú, sin la red de 500 kV reforzada

Se observa que la frecuencia disminuye en las barras de Chile, mientras que en Perú, tomando como barra representativa a Chilca 500, la frecuencia se mantiene cerca de 1 pu. Sin embargo, a partir del instante 4,2 segundos, la frecuencia en Chile comienza a oscilar, con mayor amplitud mientras de más al norte sean las barras.

La frecuencia en Perú también se ve influenciada por estas oscilaciones, y debe ser porque la transferencia se perturba con la nueva condición de la línea Cumbres-Changos, que debe transmitir por el circuito restante, 860 MW desde el SING hacia el SIC, modificando las tensiones de esas barras y en las aledañas.

La ventana de outputs de DIGSILENT indica que se activan los VCO en las unidades NTO 1 y 2 de Norgener, los AVR-ansaldo de Cocharne, los CER Maitencillo y Cardones y los PCO de Colbun. Aunque se revisó que los parámetros de las máquinas principales fueran los de las bases más actuales, realizar mayores ajustes a los controladores, sintonizar PSS etc. se encuentra fuera de los alcances de este trabajo.

#### **4.9. Desempeño del software**

Si bien DIGSILENT Powerfactory tiene como ventajas frente a otros softwares como ofrecer una interfaz gráfica con la red, permitiendo modificar sus parámetros en un sistema de ventanas, y la flexibilidad de definir distintas zonas de frecuencias, presenta problemas manejando redes de gran tamaño y errores numéricos bajo configuraciones que teóricamente no debiesen provocarlos. Cada una de las 200 simulaciones tarda entre 40 minutos a 3 horas en terminar, dependiendo de la contingencia y el escenario; además, al exportar la ventana de outputs de eventos se produce un error de memoria cuando supera los 4 millones de líneas. También hay errores numéricos en la inversión de matrices que detiene simulaciones con buenas condiciones iniciales, teniendo que repetir éstas reajustando parámetros alrededor del elemento afectado. De los problemas más graves se encuentra el cálculo de frecuencias negativas durante algunos instantes, en las barras de la frontera eléctrica entre zonas de distintas frecuencias, que no tiene fundamentos teóricos bajo ningún caso.

Otra complicación que impactó en la construcción del modelo unificado de los sistemas, es la incompatibilidad del lenguaje de programación DPL para manejar caracteres fuera de los números o el alfabeto. Objetos con nombres como “Carga 13.8” o “0.38 kV La Portada-Mot. Dies. La Portada” no se pueden filtrar por sus nombres a causa de la presencia de puntos, en tales casos y debido a que el software tampoco presenta un buscador eficiente, se debe buscar el elemento de forma manual y editar, tarea no menor en una base con 800 generadores, 1700 cargas, 2400 líneas etc.

Además, hay incompatibilidades en los nombres en los modelos dinámicos de variables entre versiones. El SEIN fue modelado en versión PF 14.1.6, mientras que las bases chilenas y el bipolo en versiones PF 15.

En vista de lo expuesto, en análisis futuros, es recomendable evaluar otras opciones de softwares más eficientes y menos enfocados en la interfaz gráfica, como puede ser PSS/E.

#### 4.10. Evaluación económica

En lo que sigue, se explican los supuestos tomados para valorizar las instalaciones de refuerzo en ambos países, y se exponen los documentos de los cuales se obtienen los datos, mayores detalles en anexos. Esta evaluación contempla el listado de refuerzos a la red base para la convergencia del flujo de potencia en las *Tablas 7, 8 y 9*, junto a los posteriores refuerzos luego del primer grupo de simulaciones, en la *Tabla 19*, y al propio enlace HVDC

##### 4.9.1. Fuentes de datos

Hay elementos a reforzar en la red del año 2024 que no existen actualmente, por lo que se tendrá que tomar estimaciones en base a proyectos similares. Se explicarán por países a continuación.

##### *Documentos para la valorización en Perú*

- ▶ FITA MAY 16 SINAC: Tiene el valor nuevo de reemplazo, y otros cálculos según la fijación tarifaria de mayo al presente año, para las instalaciones del Sistema Primario de Transmisión y del Sistema Garantizado de Transmisión

Las fichas de proyecto:

- ▶ Línea de Transmisión 500 kV Mantaro Marcona Socabaya Montalvo: Un circuito, 915 km
- ▶ Línea de Transmisión 500 kV Chilca Marcona Montalvo: Un circuito, 885 km

##### *Documentos para la valorización en Chile*

- ▶ ETT e informe de precios de nudo

##### *Valorización del enlace HVDC*

La publicación de CIGRE “Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects”, además de introducir la teoría sobre HVDC, analiza un desglose para los costos de proyectos existentes, obteniendo ecuaciones que, en base a la potencia a transferir, nivel de tensión etc. permiten llegar a valores aproximados para distintos componentes. Para un bipolo de 1500 MW en  $\pm 500$  kV los valores son como muestra la tabla

Ítem	Valor MMUSD
Grupo de Válvulas	88,8
Transformadores de conversión	88,8
Patios DC	24,2
Patios AC	36,3
Control, seguridad y comunicaciones	32,3
Construcción	54,5
Alimentación auxiliar	10,1
Ingeniería	68,6
Total	403,6

*Tabla 4-20 Valorización de subestaciones conversoras HVDC*

En cuanto al conductor, se considera 3x1,590 Lapwing, agregando otros 116 MMUSD

#### 4.9.2. Resumen

De las tablas de refuerzos, y los elementos de la línea HVDC, se calculan las siguientes inversiones

Ítem	Valor MMUSD
Enlace HVDC	519,52
Refuerzos Convergencia del Flujo	92,8
Refuerzos Simulaciones Dinámicas	201,55
Total	813,86

Tabla 4-21 Resumen de costos interconexión Kimal - Montalvo

Algunas de las líneas de refuerzos en Chile luego de simulaciones dinámicas, son necesarias por otras características de la evolución del sistema, tales como la instalación masiva de generación renovables en el norte de Chile, por lo que se construirán independiente de si el enlace HVDC se concreta con las características modeladas por lo que no se contabilizan en los costos. Se muestra a continuación la distribución de costos

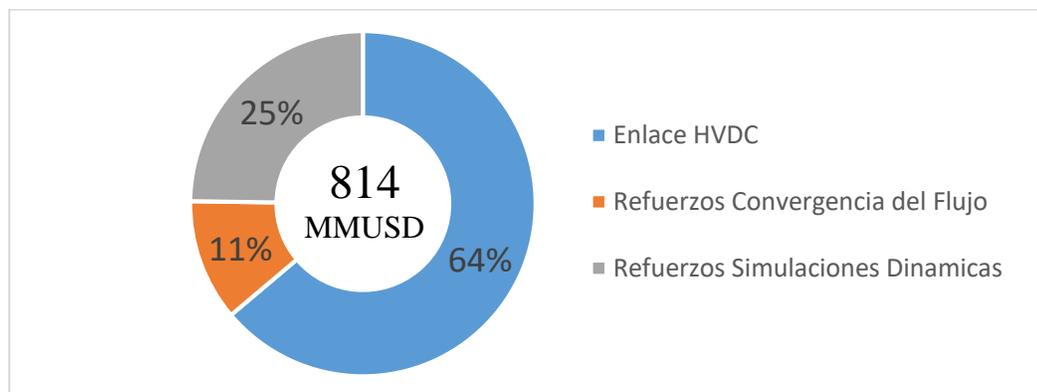


Figura 4.43 Resumen de costos interconexión Kimal - Montalvo

## Capítulo 5 – Conclusiones

### 5.1. Respecto a los objetivos y alcances

En base a los objetivos planteados, se puede comentar lo siguiente:

Se unificaron los modelos de las redes de ambos países y los planes de expansión conocidos en los plazos de esta memoria, y se creó un enlace HVDC del tipo bipolo, utilizando el software DIGSILENT, asumiendo operativa esta interconexión para el año 2024.

Con la base unificada, se crean escenarios de operación con matrices energéticas distintas, y se simulan varias contingencias sobre cada escenario, las cuales fueron de los tipos: falla bifásica a tierra sin impedancia en barra, falla bifásica a tierra sin impedancia en punto medio de circuito de línea, desconexión de un circuito de línea, y desconexión de unidades generadoras. Los eventos mencionados toman lugar en puntos importantes de la red.

Con los resultados de las simulaciones, se propusieron refuerzos dedicados principalmente a la red de 500 kV, y se simuló nuevamente para comprobar sus efectos. Finalmente se estima económicamente las obras de construcción del enlace HVDC, y los refuerzos asociados. Adicionalmente se comenta el desempeño del software DIGSILENT sobre una red del tamaño de ambos países.

### 5.2. Respecto del análisis de resultados

Luego de los datos, simulaciones y análisis expuestos, es posible sintetizar lo siguiente:

En general, la mayoría de las simulaciones que terminan a los 10 segundos muestran tendencia a retornar a valores de estado Normal, no siempre alcanzado dicho estado en el tiempo simulado.

Hay simulaciones que no terminan a los 10 segundos, finalizando de forma abrupta por razones que pueden ser, inestabilidad del sistema conjunto para las contingencias más severas, problemas en los modelos dinámicos o complicaciones del software para el tamaño de la red utilizada.

Los refuerzos a la red de 500kV aumentan la cantidad de simulaciones que completan los 10 segundos, pasando de un 62% a 73%, con lo que se puede inferir que la holgura extra en el sistema de transmisión mejoró el desempeño de la red frente a contingencias.

Se identificaron como peores escenarios de operación, luego de refuerzos incluidos, el de transferencia de 1500 MW desde Perú hacia Chile bajo hidrología seca con demanda máxima, y el de transferencia de 1000 MW desde Chile hacia Perú, también bajo hidrología seca con demanda máxima. Operar con menos centrales hídricas despachando disminuye la inercia con la que cuenta el sistema conjunto, lo que se traduce en un comportamiento degradado de la operación conjunta de los sistemas eléctricos de ambos países frente a contingencias.

En el escenario con transferencias desde Chile hacia Perú, con demanda máxima e hidrología seca, la mayor parte de los 1000 MW exportados provienen del SING. Mientras que, en los escenarios restantes de importación, el SING provee el paso de los 1500 MW hacia el SIC.

Las fallas bifásicas a tierra disminuyen bastante la tensión en los alrededores del punto afectado, y alteran la frecuencia solo en el país respectivo. Por otra parte la desconexión de circuito de líneas no provocó mayores problemas luego de incluir los refuerzos al sistema de 500 kV. Y la desconexión de generación tampoco es problema para la red conjunta.

El enlace HVDC modelado tiene un costo de 520 MMUSD, los refuerzos a la red en estado estacionario requieren otros 90 MMUSD, y finalmente los refuerzos propuestos para mejorar el desempeño ante contingencias adicionan 200 MMUSD, sumando en total 810 MMUSD.

De todas las contingencias simuladas, falla bifásica a tierra en Kimal 500 kV finaliza antes de 90 mseg desde el comienzo del evento simulado, en todos los escenarios de operación incluso con la red reforzada y un SVC en Los Changos 500 kV. El sistema conjunto tampoco se recupera de la falla bifásica a tierra en Montalvo cuando se exporta desde Chile hacia Perú. Lo anterior ocurre a pesar de que ambos extremos del enlace HVDC cumplen la razón efectiva de corto circuito, ~9 mientras que por norma se pide que sea superior a 2,5.

El sistema soporta la desconexión intempestiva de un Polo del enlace HVDC en todos los escenarios de operación y recupera valores de estado Normal en la mayoría de ellos. La frecuencia de ambos países se desvía estabilizándose en  $\pm 2,5\%$  respecto de 1 pu bajo demanda mínima, y algunas barras de Perú muestran oscilaciones en frecuencia de lenta atenuación y baja amplitud (0,1%) mientras se estabilizan en el nuevo estado.

En base a los casos críticos mencionados, se recomienda disminuir las transferencias, por lo menos en los escenarios de hidrología seca, y exigir un nivel mínimo de inercia para la operación del enlace HVDC.

### **5.3. Trabajo futuro**

Se recomienda profundizar en los siguientes tópicos:

Se necesita contar con bases oficiales de la red conjunta proyectada por los CDEC (o CISEN a partir de 2017), y modelos dinámicos mejor representados de las máquinas sincrónicas en ambos países, ya que la base utilizada en este estudio no contaba inicialmente con modelos para todas las máquinas. Y para disminuir los tiempos de las simulaciones, se necesita hacer reducciones a la red de las zonas más alejadas a las barras de interconexión.

En esta memoria, se analizaron escenarios de matriz energética en los que se varía la proporción entre participación hídrica y térmica, bajo demandas máxima y mínima, haciendo ajustes mínimos a la inyección renovable. Es recomendable incluir otros escenarios de operación, considerando alta participación renovable en cada uno y ambos países. También hay que estudiar el impacto de las últimas licitaciones de energía, que harán variar la matriz energética y los despachos en los escenarios estudiados.

Además, en trabajos futuros se deberá incluir el enlace menor BackToBack entre Los Héroes y Parinacota de 200 MW, probar otras contingencias no simuladas acá que, aunque son menos probables, tendrían un impacto a considerar, como falla o desconexión en transformador de las subestaciones frontera, falla en barra con salida de servicio de la misma, cortocircuito en líneas DC, etc.

Para la revisión de los modelos, hay que realizar entre otros estudios, un análisis modal completo. estudiar métodos de reducción de red aplicables a este caso, realizar la sintonización de los PSS para el año de estudio, y es recomendable explorar el comportamiento de otros softwares, como PSS/E.

## Bibliografía

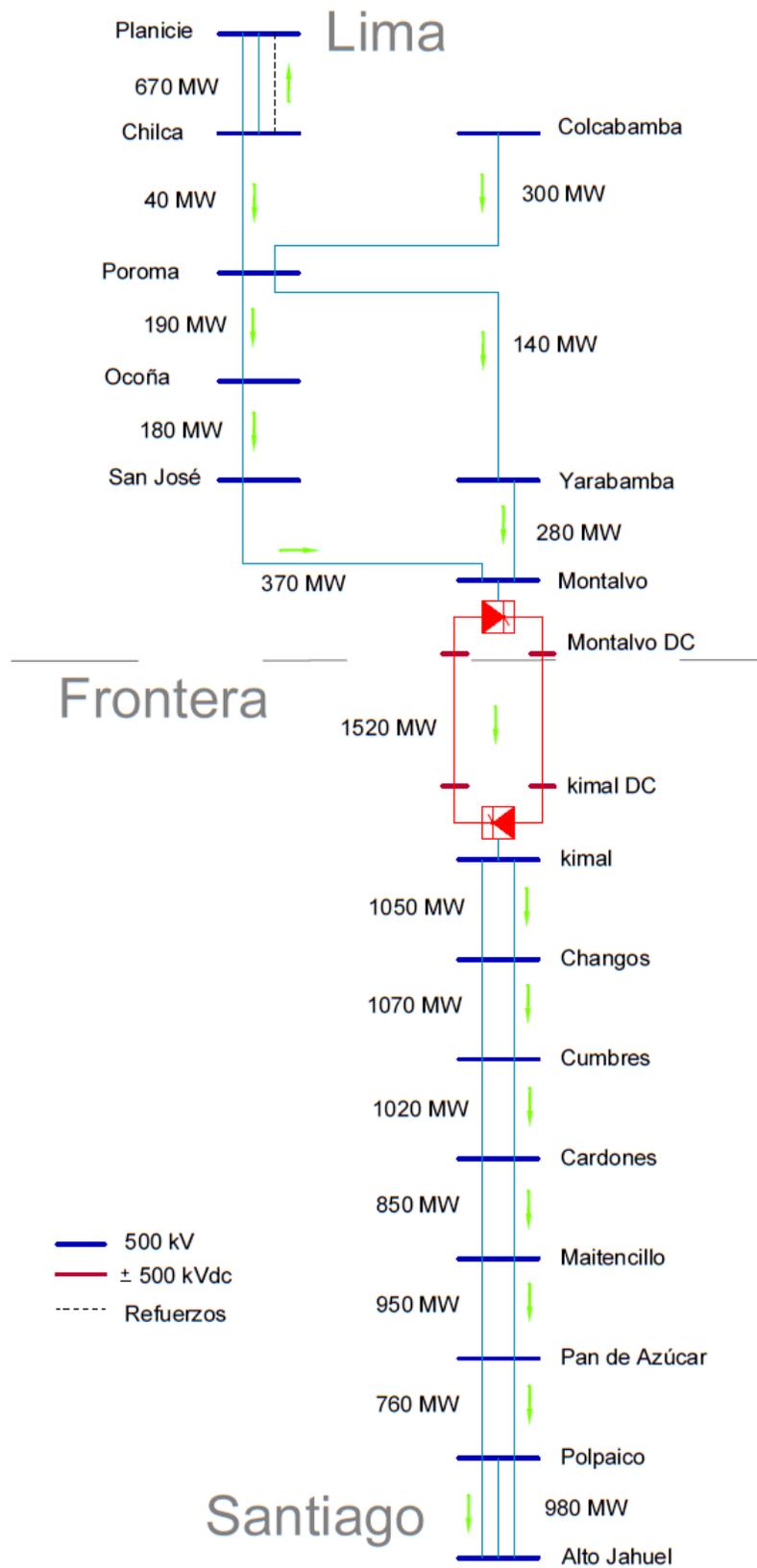
- [1] COES, «Propuesta definitiva de actualización del plan de Transmisión 2017-2026,» Lima, 2016.
- [2] COES, «Estadísticas de operación SEIN,» [En línea]. Available: <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>.
- [3] OSINERGMIN, «Empresas concesionarias extracción y transporte de Gas natural,» [En línea]. Available: <http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/conce001.html>.
- [4] P. Kundur, *Power system stability and control*, vol. 6.
- [5] «CNE - Normas técnicas,» [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>.
- [6] A. M. Alonso C., «Estudios del sistema eléctrico Uruguayo para la especificación de la estación convertidora de frecuencia de Melo».
- [7] G. Rogers, "Power System Oscillations", 2000.
- [8] J. Jhon J. Grainger and William D. Stevenson, *Power System Analysis*.
- [9] «Sitio web OSINERGMIN,» [En línea]. Available: <http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/1.htm?8059>.
- [10] «Sitio web COES,» [En línea]. Available: <http://www.coes1.org.pe/WebPages/home.aspx>.
- [11] «Sitio web CNE,» [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-troncal/738-plan-expansion-2012-2013>.
- [12] «Sitio web CDEC-SING,» [En línea]. Available: [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_web\\_cdec\\_pages.pagina?p\\_id=1087](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_pages.pagina?p_id=1087).
- [13] «Sitio web CDEC-SIC,» [En línea]. Available: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/base-de-datos-digsilent/>.
- [14] Norma Técnica Para la coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, Perú, 2011.
- [15] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Chile, 2015.
- [16] Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Perú, 2010.

## **Anexos**

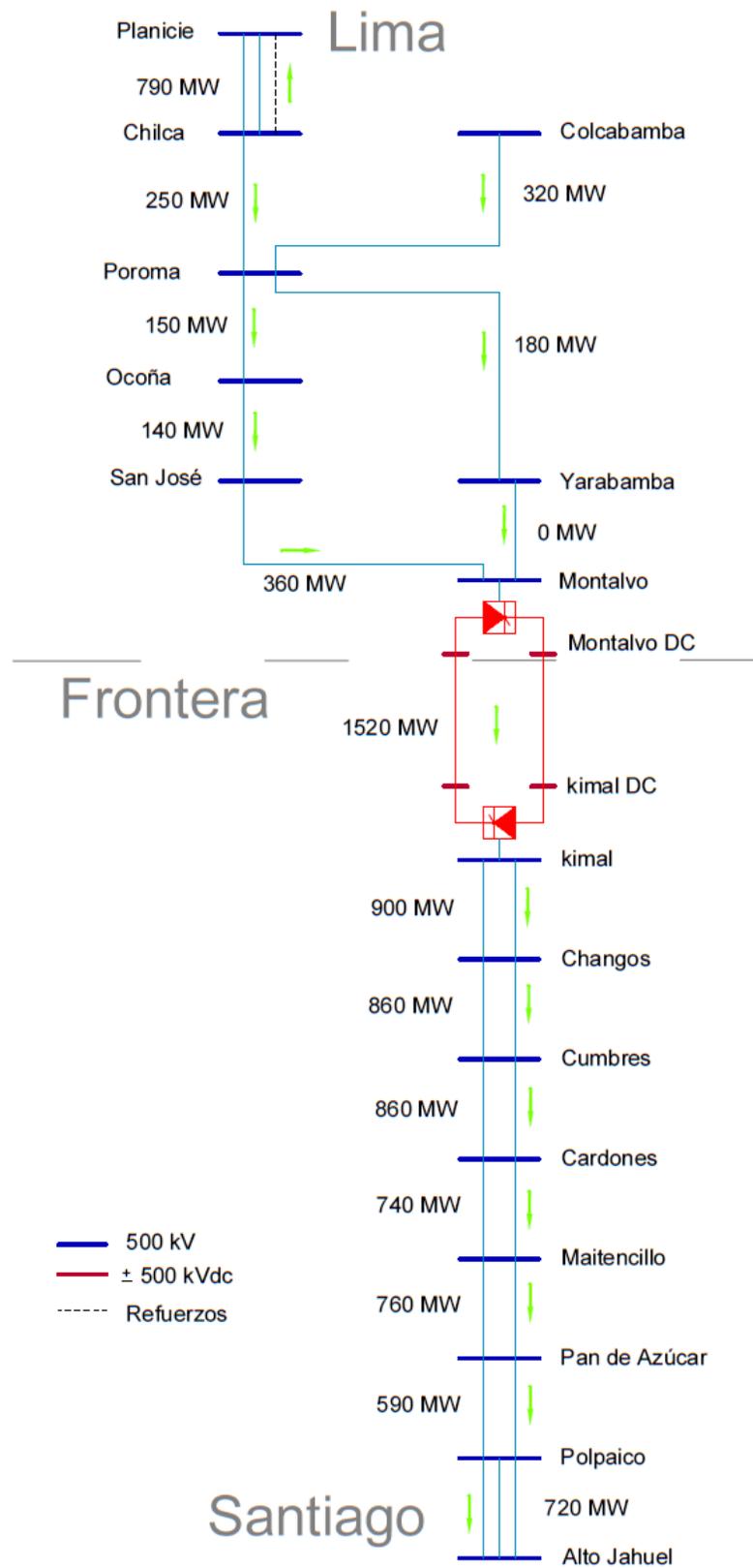
Por la naturaleza de esta memoria, se cuenta con material que no puede ser adjuntado en el texto escrito, como por ejemplo las bases utilizadas en DIgSILENT, los resultados de las 200 simulaciones dinámicas en formato Excel, los gráficos de una selección de los mismos (30000 aprox), scripts en DPL (DIgSILENT Program Language), Macros que realizan los estadísticos necesarios para identificar los casos interesantes, resúmenes de las normas de Perú, tablas para ajuste de despachos de los 800 generadores, etc. Si alguien está interesado en revisar parte de este material puede contactar al autor al mail [illopez@ing.uchile.cl](mailto:illopez@ing.uchile.cl) o mensaje personal por medio de LinkedIn

A continuación, se adjuntan unilineales con los flujos del sistema conjunto para barras principales de 500kV, y largos de líneas

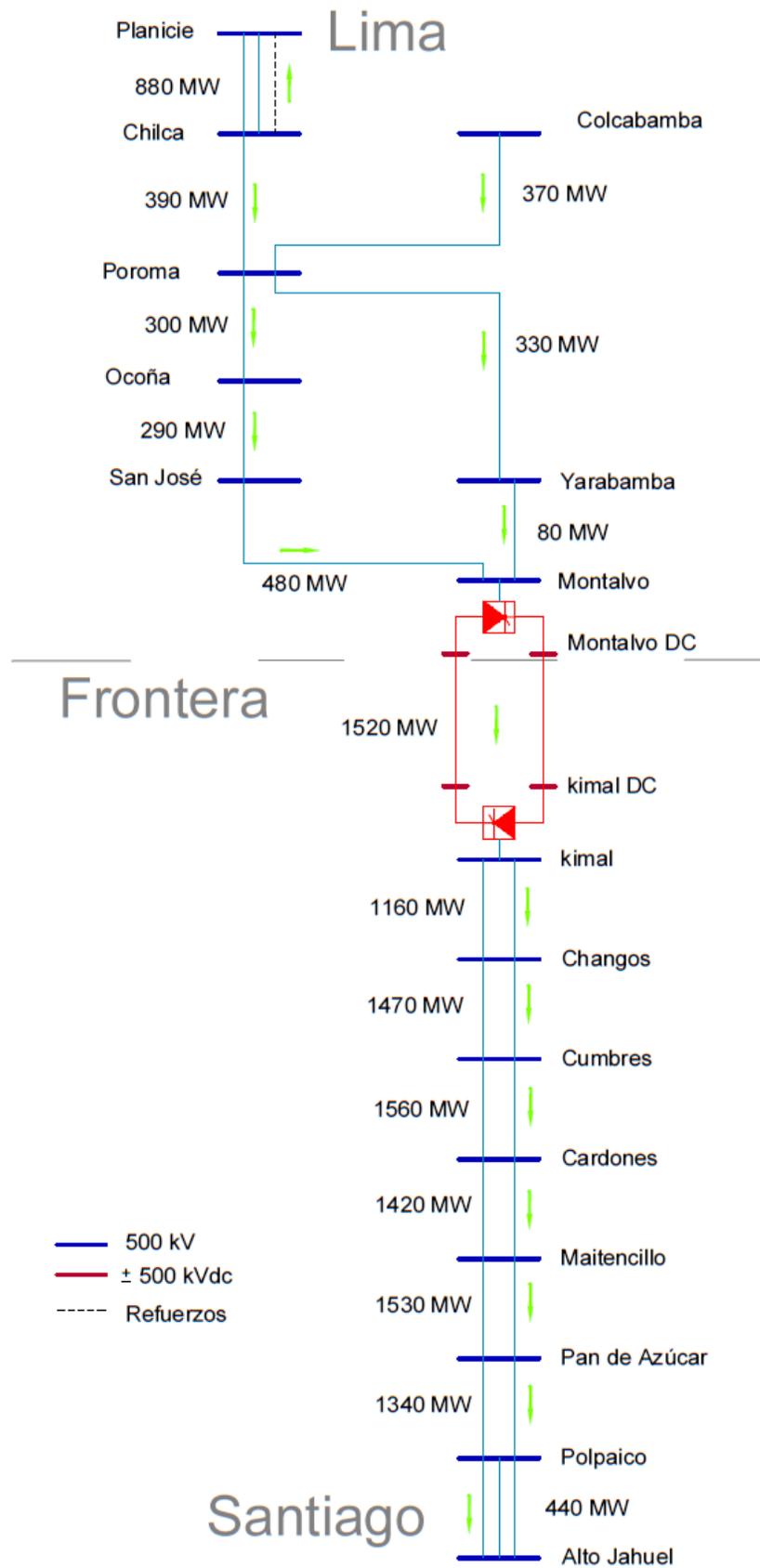
Anexo A



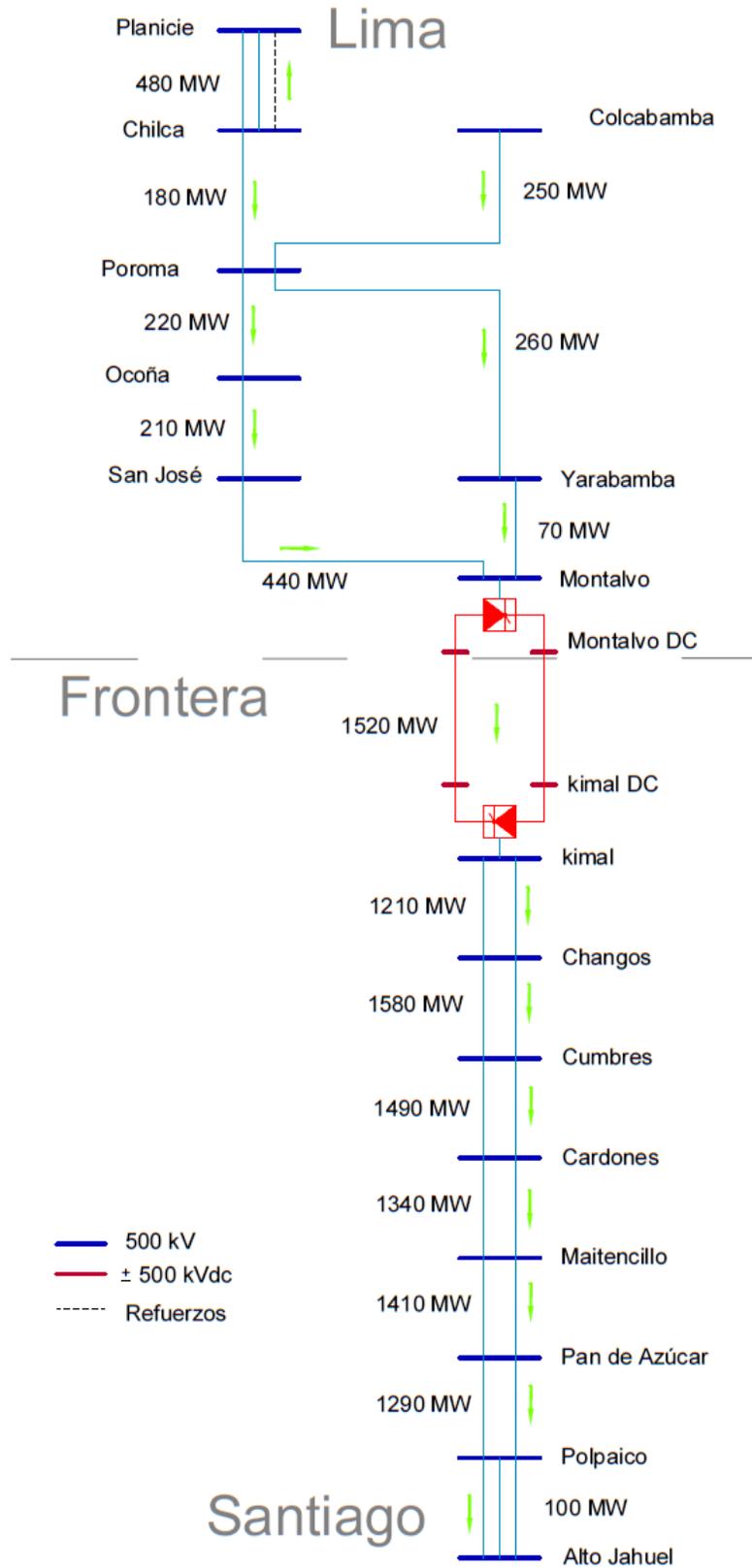
**Figura A** Red de 500 kV del sistema conjunto, y los flujos totales bajo transferencias desde Perú hacia Chile, con hidrología húmeda y demanda máxima



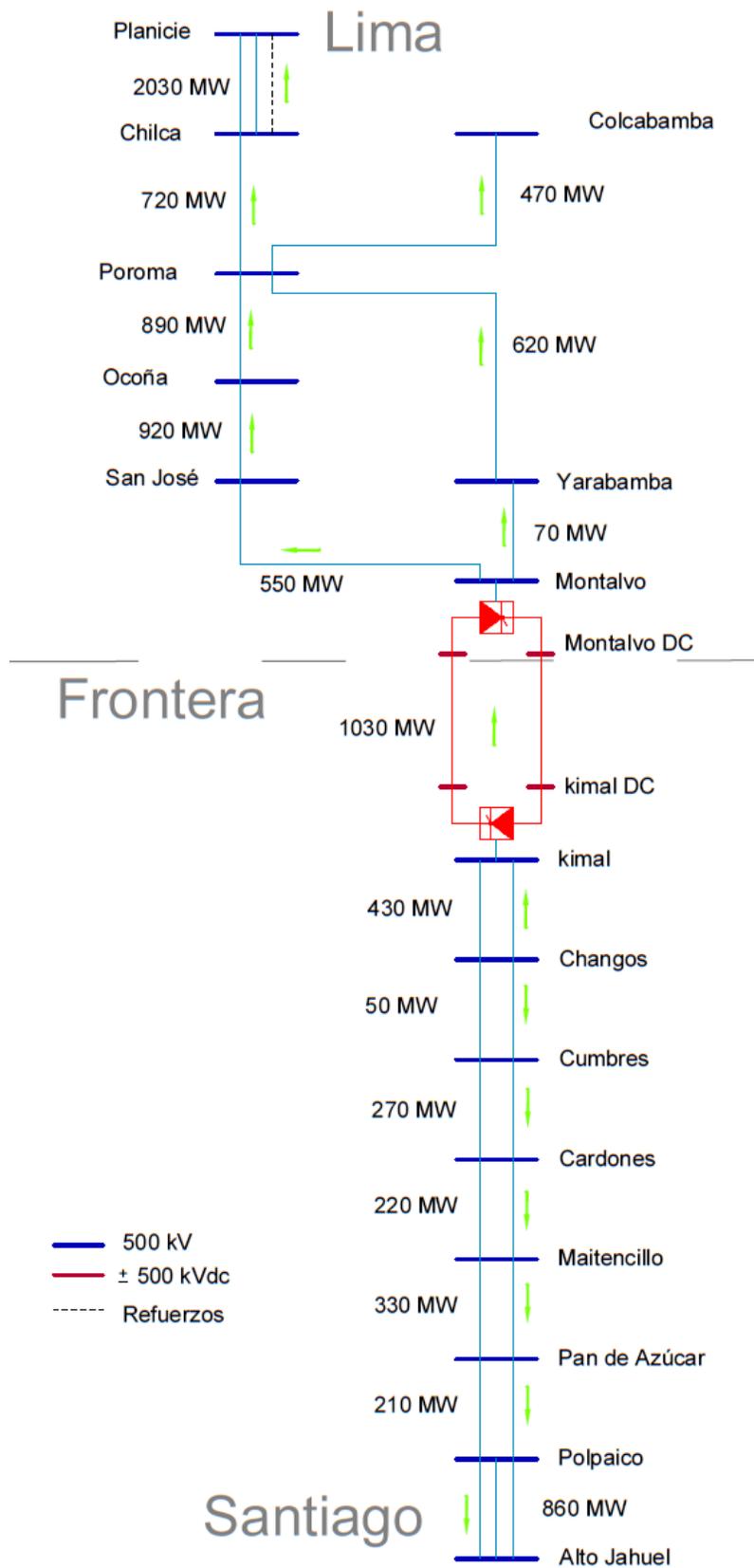
**Figura B** Red de 500 kV del sistema conjunto, y los flujos totales bajo transferencias desde Perú hacia Chile, con hidrología húmeda y demanda mínima



**Figura C** Red de 500 kV del sistema conjunto, y los flujos totales bajo transferencias desde Perú hacia Chile, con hidrología seca y demanda máxima



**Figura D** Red de 500 kV del sistema conjunto, y los flujos totales bajo transferencias desde Perú hacia Chile, con hidrología seca y demanda mínima



**Figura E** Red de 500 kV del sistema conjunto, y los flujos totales bajo transferencias desde Chile hacia Perú, con hidrología seca y demanda máxima

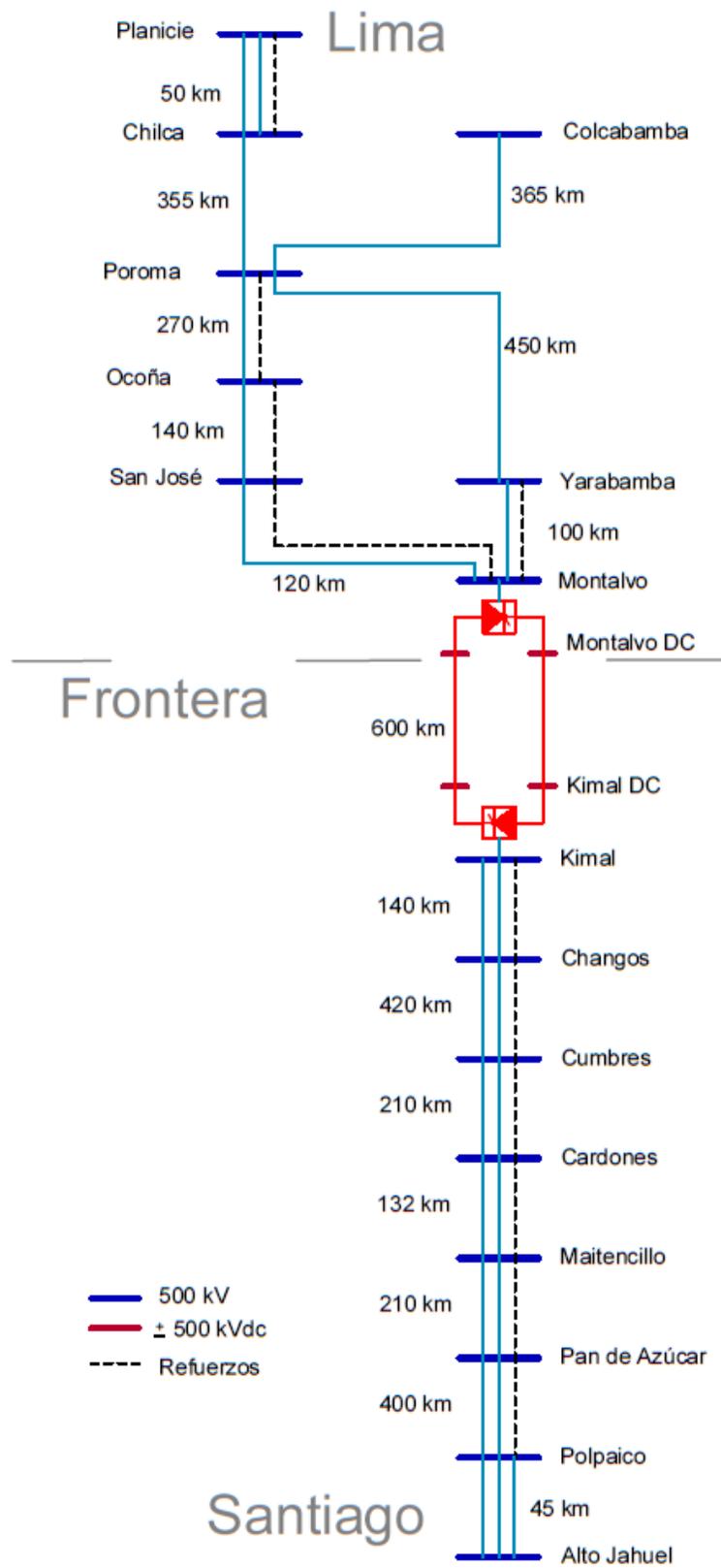


Figura F Red de 500 kV del sistema conjunto, con distancias y los refuerzos aplicados